

Planspiel Energiewirtschaft

Abschlussarbeit Gruppe RWE

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP)

Lehrstuhl für Energiewirtschaft

Sommersemester 2020

Vorgelegt von:

Thassilo Kandler (1954752)

Jonas Sievers (1958425)

Kathrin Gläser (1954649)

Karlsruhe, 31.08.2020

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	II
1. Einleitung und Präsentation RWE	1
2. Strategieentwicklung.....	3
3. Szenarienanalyse	6
3.1 Kohleausstieg	6
3.2 Variation der Brennstoffpreise	8
3.3 Gleichverteilte Kraftwerksparks	9
3.4 Zukunftsszenario	11
4. Auswertung Planspielwoche.....	13
5. Fazit	15
Anhang	16
Literaturverzeichnis	21
Eidesstattliche Erklärung	22

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stromerzeugungskapazitäten nach EVU.....	1
Abbildung 2: Deutsche Stromerzeugungsmenge nach EVU	2
Abbildung 3: Software-Interface des PowerACE LAB Frimmersdorf.....	3
Abbildung 4: Software-Interface des PowerACE LAB HKW Dortmund/Bochum.....	5
Abbildung 5: Variable Kosten verschiedener Brennstoffe beim Kohleausstieg.....	6
Abbildung 6: Verkaufte Strommengen nach Brennstoffen beim Kohleausstieg	7
Abbildung 7: CO2-Emissionen je Brennstoff (links) und MWh (rechts) beim Kohleausstieg.....	7
Abbildung 8: Entwicklung der Brennstoffpreise (links) und variablen Kosten (rechts).....	8
Abbildung 9: Verkaufte Strommenge nach Brennstoffen bei Variation der Brennstoffpreise	8
Abbildung 10: Verkaufte Strommenge nach Brennstoffen bei gleichem Kraftwerkspark	9
Abbildung 11: Absoluter Gewinn nach Energieträger bei gleichem Kraftwerkspark	10
Abbildung 12: Absoluter Gewinn nach Energieträger bei gleichem Kraftwerkspark	11
Abbildung 13: Absoluter Gewinn nach Energieträger bei gleichem Kraftwerkspark	12
Abbildung 14: Verkaufte Strommenge (links) und Deckungseitrag je Brennstoff (rechts).....	13
Abbildung 15: Deckungsbeiträge vor und nach Abzug der Anfahrkosten	14

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Auswertung Kohleausstieg.....	16
Tabelle 2: Auswertung Variation der Brennstoffpreise	17
Tabelle 3: Auswertung Gleichverteilte Kraftwerksparks	18
Tabelle 4: Auswertung Zukunftsszenario	19
Tabelle 5: Auswertung Planspielwoche	20

1. Einleitung und Präsentation RWE

Die „RWE Group“ bzw. AG setzt sich aus vier deutschen Gesellschaften zusammen: der „RWE Renewables GmbH“, der „RWE Generation SE“, der „RWE Power AG“ sowie der „RWE Supply & Trading GmbH“. Diese gliedern die AG funktional beispielsweise nach der Art der Energieerzeugung. Die durchgeführten Simulationen im Rahmen des Planspiels liegen primär im Bereich der „RWE Supply & Trading GmbH“, der durch die getroffenen Entscheidungen der verbliebenen drei ein Handlungsrahmen eröffnet wird.

Mit einem Umsatz von über 13 Milliarden € im Jahr 2019 spielt die RWE, die bereits seit mehr als 120 Jahren im Geschäft ist, eine wichtige Rolle in der deutschen Energiedeutschlandschaft. Das Unternehmen ist global präsent und agiert auf vier Kontinenten und in 40 Ländern mit insgesamt etwa 19.800 Mitarbeitern. Die RWE AG strebt gemäß ihrer Unternehmensstrategie das Ziel der Klimaneutralität bis 2040 unter dem Leitsatz „sicher, sauber und bezahlbar“ an. Hierfür wird das Erneuerbare-Energien-Geschäft mit jährlichen Investitionen von bis zu zwei Milliarden Euro stark ausgebaut und der Kohleausstieg realisiert. Generell definiert sich die „neue RWE“ als ein auf nachhaltige Stromerzeugung und Energiehandel spezialisiertes Unternehmen. (RWE 2020a)

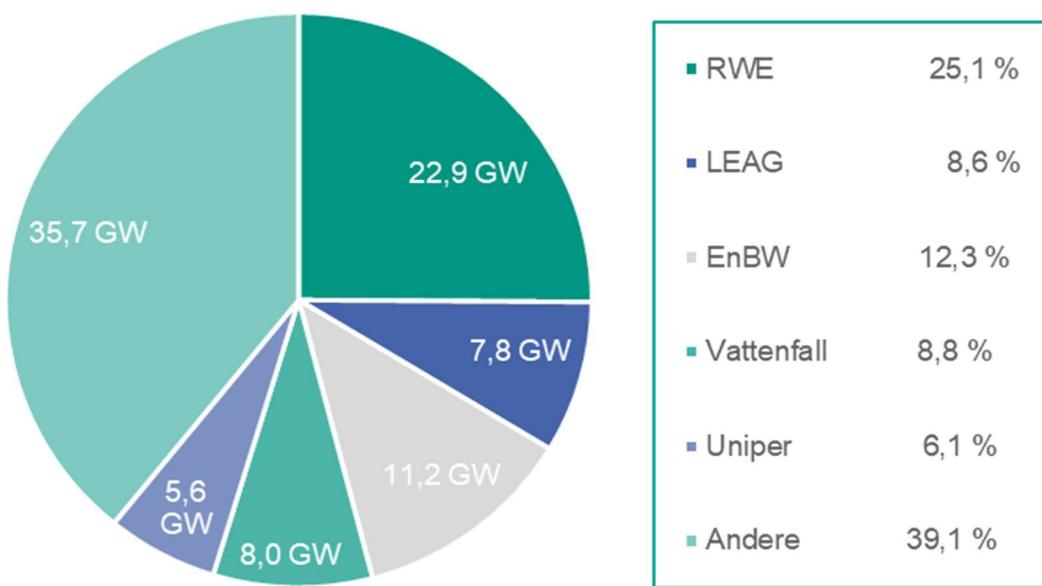


Abbildung 1: Stromerzeugungskapazitäten nach EVU (Quelle: Eigene Darstellung)

2019 wurden in Deutschland 14,6 Mrd. kWh Strom durch die RWE erzeugt – etwa die Hälfte daraus durch Gas und ein Drittel durch Steinkohle. Die installierte Stromerzeugungskapazität liegt bei 8.538 MW, sie setzt sich aus 55 MW durch erneuerbare Energien, 2.336 MW über Pumpspeicher sowie Batterien, 3.767 MW aus Gas und 2.341 MW aus Steinkohle erzeugter Kapazität zusammen. (RWE 2020a)

Somit fußt die Stromerzeugung aktuell auf fossilen Energieträgern und insbesondere auf dem Energieträger Gas. Anhand der installierten Kapazität lässt sich bereits ein Trend hin zu den Erneuerbaren erkennen.

Im deutschen Markt stellt die RWE, den stärksten Teilnehmer dar; sowohl an der Erzeugungskapazität, siehe Abbildung 1, als auch an der Stromerzeugungsmenge, siehe Abbildung 2, gemessen. (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2019)

Diese Position im Markt lässt somit vermuten, dass Marktmacht zuallererst durch die RWE AG ausgeübt werden kann – auch wenn deren grundsätzlicher Ausübung durch die deutsche Regulierung entgegengewirkt wird. Im Rahmen des Planspiels konnten Fragestellungen, wie beispielsweise nach der Möglichkeit Marktmacht auszuüben oder der Vereinbarkeit des aktuellen Kraftwerksparks mit der Unternehmensstrategie (an einem Zukunftsszenario), untersucht werden. Zunächst musste jedoch der Grundstein für die Simulationsrunden gelegt werden: Eine geeignete Bietstrategie auf dem Day-Ahead-Markt.

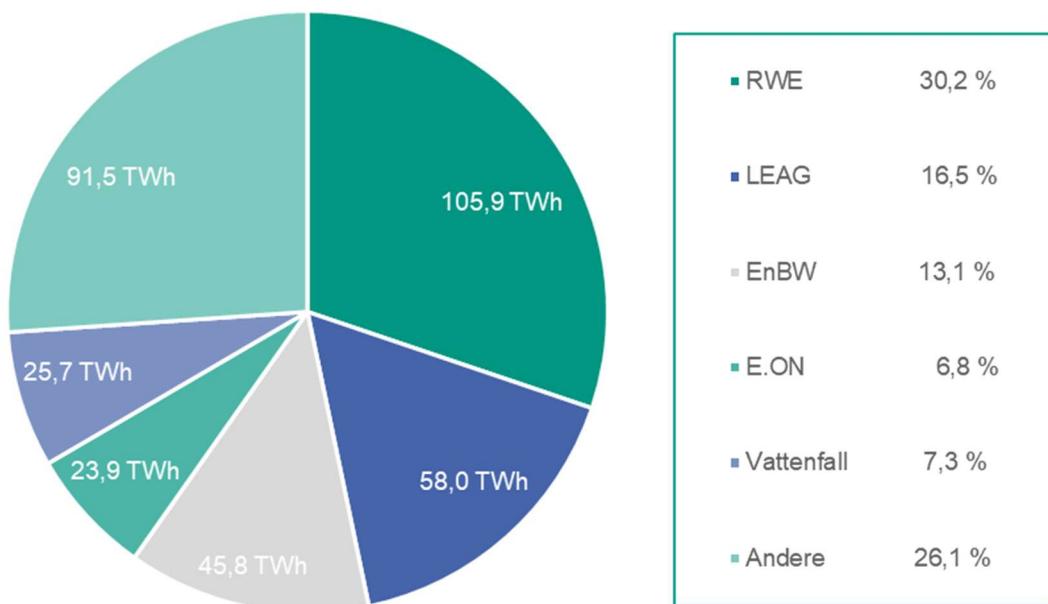


Abbildung 2: Deutsche Stromerzeugungsmenge nach EVU (Quelle: Eigene Darstellung)

2. Strategieentwicklung

In der PowerACE LAB Simulation des Day-Ahead-Markts geht es zunächst darum, für den eigenen, verfügbaren Kraftwerkspark stundenweise Gebote abzugeben. Um zu diesen zu kommen, werden programmseitig die grau hinterlegten Daten bereitgestellt – hier sind insbesondere die prognostizierten Preise („price forecast“) sowie die totalen variablen Kosten („total variable costs“) ausschlaggebend. Im Verlauf der Strategieentwicklung wurden diese Informationen durch die Anfahrkosten („start-up costs“) ergänzt.

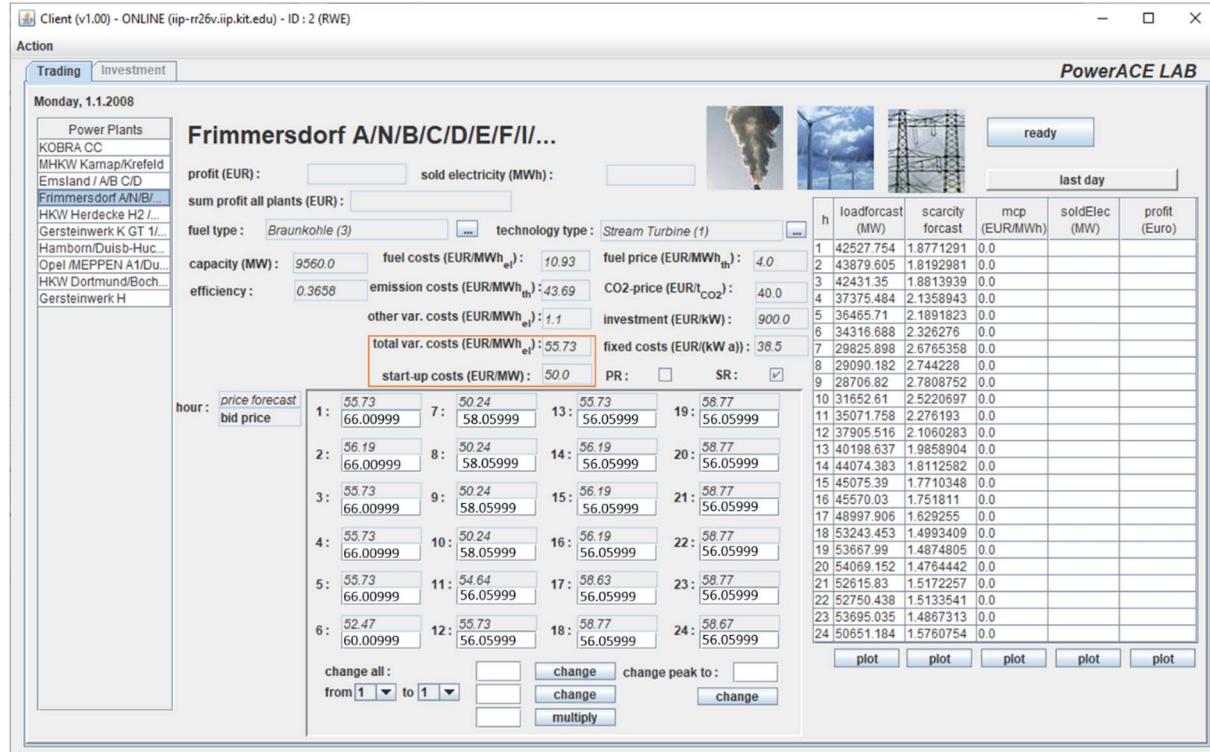


Abbildung 3: Software-Interface des PowerACE LAB Frimmersdorf (Quelle: Eigene Darstellung)

Die Ausgangsstrategie war denkbar simpel, sie basierte auf Geboten in Höhe der kurzfristigen Preisuntergrenze – entsprechend der variablen Kosten – (Gabler Wirtschaftslexikon 2020) und wurde im Verlauf der Simulationsrunden verfeinert. Als erste Modifikation wurden die Gebote um 0,999 Cent/MWh_{el} erhöht, dies dient der Übersichtlichkeit¹ in den Ergebnistabellen und sorgt dafür, dass auch in Stunden der Preissetzung bei den Grenzkraftwerken keine marginal negativen Deckungsbeiträge erzielt werden. Speziell die Anfahrkosten erforderten eine deutliche Anpassung der Strategie, da ein Nichtbetrachten dieser zu einem erheblich schlechteren Ergebnis führte. Ein solches Ergebnis fällt besonders dann schwer ins Gewicht, wenn ein betrachtetes Kraftwerk lediglich für eine einzelne Stunde in Betrieb genommen wird. Die Anfahrkosten treten nur beim Betrieb des Kraftwerks auf, daher gilt es, sie als variable Kosten einzustufen. Weil dies durch das Programm nicht in der Berechnung der totalen variablen Kosten geschieht, muss hier eine manuelle Anpassung stattfinden.

¹ Aus eben diesen Gründen der Übersichtlichkeit wird im Fließtext auf Angaben der Form 105,73999 €/MWh_{el} verzichtet.

Das Gebot soll nun also die angegebenen variablen Kosten, erhöht um die Anfahrkosten, beinhalten. Da die Anfahrkosten aber nur einmalig beim Anfahren anfallen, müssen sie über die jeweilige Betriebszeit verteilt werden. Bliebe das Kraftwerk nur für eine einzelne Stunde im Markt, beliefe sich das Gebot im obigen Beispiel (Abbildung 3) auf 105,73 €/MWh_{el} (total variable costs + start-up costs, siehe orangene Markierung). Je länger das Kraftwerk am Stück in Betrieb bleibt, desto niedriger fällt der stündliche Aufschlag aus – die Anfahrkosten werden gleichmäßig verteilt.

Für die ersten fünf Stunden des gegebenen Falls wäre das Kraftwerk Frimmersdorf bei Geboten in Höhe der variablen Kosten der Prognose nach im Markt. Es müsste aber ein Deckungsbeitrag in Höhe von 10 €/MW über jede dieser fünf Stunden erwirtschaftet werden, damit die Anfahrkosten von 50 €/MW gedeckt wären. Da auf eine Deckung spekuliert wird, beläuft sich das Gebot nun auf 66,00 €/MWh_{el} (es wurden die variablen Kosten um den Anteil der Anfahrkosten erhöht und dann aufgerundet), da hiermit auch die Anfahrkosten berücksichtigt werden. Ziel dessen ist es, in den Morgenstunden entweder keinen Strom zu produzieren, da dies bei den prognostizierten Preisen zu Verlusten führen würde, oder bei einem, im Vergleich zur Prognose, höheren Lastprofil bzw. geringeren Angebotsprofil Strom anzubieten und das Kraftwerk verlustfrei operieren zu können. Eine solche Änderung in der Marktstruktur konnte beispielsweise beim Ausfall bzw. freiwilligen Zurückhalten eines Kraftwerks beobachtet werden. In den ersten fünf Stunden des Tages ist das prognostizierte Lastprofil konstant, wodurch das Risiko eines einstündigen Ausreißers und das damit verbundene, ungewollte Anfahren des Kraftwerks recht gering ausfällt. Aufbauend auf dieser Argumentation wurden die Gebote für die Stunden sechs bis zehn um den Unterschied zwischen den jeweiligen Preisprognosen angepasst. Ab Stunde elf wurden Gebote in Höhe von 56,05 €/MWh_{el} abgegeben, da ab Stunde zwölf ein Betrieb des Kraftwerks prognostiziert wurde und auf eine Deckung der Anfahrkosten spekuliert wurde, insbesondere weil in den Abendstunden häufig Preisspitzen festgestellt werden konnten. Getroffene Spekulationen konnten nach der jeweiligen Runde auf ihre Richtigkeit überprüft werden, wodurch der Anwender im Zeitverlauf durch die gewonnene Erfahrung profitieren konnte.

Für alle Kraftwerke, die nach den Prognosedaten nicht im Markt sein werden, wurden Spitzenlastgebote – d.h. volle Anfahrkosten plus variable Kosten – über den ganzen Tag abgegeben. So ist auch beim Betrieb über eine einzelne Stunde gewährleistet, dass eine Deckung der variablen Kosten stattfindet. Hierzu siehe Abbildung 4.

Aufbauend auf obigem Gedankengang wurde das Ziel der weiteren Gewinnmaximierung in einem Rahmen der Feinoptimierung verfolgt. So wurden für gleichartige Kraftwerksblöcke die Gebote innerhalb der gleichartigen Gruppe noch weiter gestaffelt, damit in Spitzenlaststunden potenzielle Gewinne abgeschöpft werden können. Gäbe es also ein zum HKW Dortmund/Böchum ein baugleiches Kraftwerk, wären auf den Gebotsbetrag von 98,99 €/MWh_{el} noch ein konstanter Eurobetrag – meist in niedriger, einstelliger Höhe – aufgeschlagen worden. Gleichzeitig wurden auch die Stundengebote der jeweiligen Grenzkraftwerke marginal erhöht, um auch hier potenzielle Gewinne abzuschöpfen, da das Grenzkraftwerk per Definition den Preissetzer verkörpert und im Regelfall nicht unter Volllast betrieben wird, was wiederum zu Anfahrkosten führt. Dieser Strategie folgend wären Gebote für die Stunden eins, drei, vier, fünf, zwölf und 13 in Abbildung 3 in Höhe von maximal 56,19 €/MWh_{el} abgegeben worden, da hier vermutlich die

variablen Kosten des nächsten entlang der Merit-Order liegenden Kraftwerks erkennbar sind – dieses Vorgehen wurde aber durch obige Überlegungen überlagert und nicht durchgeführt.

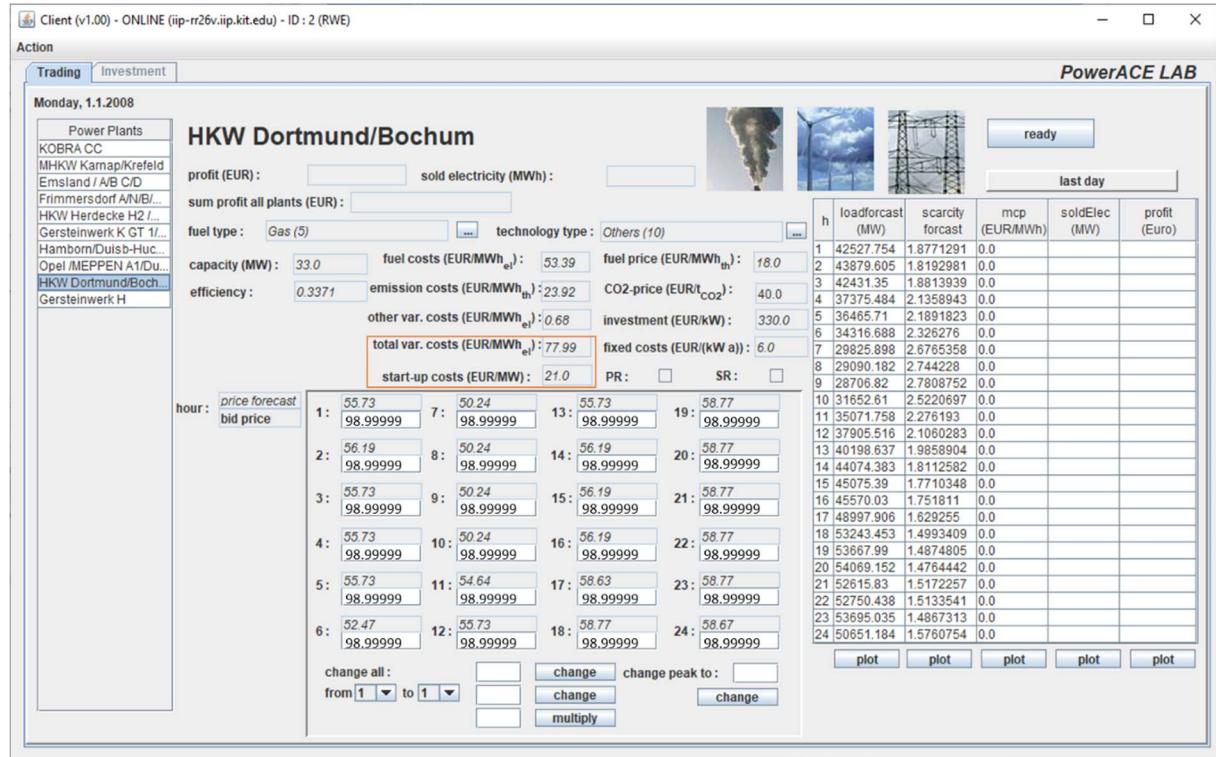


Abbildung 4: Software-Interface des PowerACE LAB HKW Dortmund/Bochum (Quelle: Eigene Darstellung)

Grundsätzlich handelt es sich bei allen marktseitigen Daten um Prognoseredaten, die ihrer Art nach mit einer gewissen Unsicherheit behaftet sind. Im Verlauf der Simulationen halfen Erfahrung sowie die Verifizierung mithilfe historischer Daten dabei, die Qualität der vorliegenden Prognose besser bewerten zu können. Die Aufwendung von Marktmacht wurde in der gegebenen Bietstrategie nicht betrachtet, mehr zum Thema Marktmacht folgt in Kapitel 3.4 Zukunfts-szenario.

Die final erarbeitete Strategie wurde in weiten Teilen des Planspiels angewandt bzw. entwickelt und konnte über die verschiedenen Runden sowie Szenarien validiert werden. Im weiteren Verlauf wurden anhand verschiedener Szenarien künftige Entwicklungsrichtungen des Marktes unter der Variation einzelner Parameter bzw. eine fiktive Konstellation der Marktteilnehmer untersucht.

3. Szenarienanalyse

Im nachfolgenden Kapitel sollen die verschiedenen Szenarien dargestellt und analysiert werden, die im Rahmen des Planspiels simuliert wurden. Hierbei soll in den Kapiteln 3.1 und 3.2 vorergründig auf die Auswirkungen von veränderten Brennstoff- und CO₂-Preisen eingegangen werden. Bei Kapitel 3.3 liegt der Fokus auf der Strategie und bei Kapitel 3.4 wird näher auf die Ausübung von Marktmacht eingegangen. Die wesentlichen Daten für die Szenarien sind in Tabellenform im Anhang zu finden.

3.1 Kohleausstieg

Im Zuge der Energiewende und der Umstellung der Energieversorgung hat Deutschland den verbindlichen Kohleausstieg beschlossen. Das zugehörige Kohleausstiegsgesetz wurde im Juli 2020 verabschiedet und baut auf den Ergebnissen der Kohlekommission auf. Wichtige Inhalte sind hierbei die verbindliche Stilllegung aller Kohlekraftwerke im Land bis 2038, die Sicherstellung der Versorgung in betroffenen Gebieten sowie Strukturhilfen und sozialverträgliche Lösungen für den Wegfall von Arbeitsplätzen. (BMWI 2020)

Um den Kohleausstieg im Planspiel zu simulieren, steigt der CO₂-Preis von Runde zu Runde stetig von anfangs 40 €/tCO₂ auf schließlich 70 €/tCO₂. Somit werden „saubere“ Technologien gefördert und Kohlekraftwerke mit hohen CO₂-Emissionen nach und nach durch die zusätzlichen Kosten aus dem Markt gedrängt.



Abbildung 5: Variable Kosten verschiedener Brennstoffe beim Kohleausstieg (Quelle: eigene Darstellung)

Abbildung 5 stellt die Entwicklung der variablen Kosten der verschiedenen Brennstoffe über die gespielten Runden hinweg dar. Durch die steigenden CO₂-Preise steigen die variablen Kosten von Stein- und Braunkohle überproportional stark an. Dadurch kommt es zwischen Runde eins und zwei zu einem Wechsel der Brennstoffe (Fuel Switch). Gas hat somit ab Runde zwei geringere variable Kosten als Kohle vorzuweisen. Die Auswirkungen der Veränderungen be-

züglich der variablen Kosten sind auch bei den verkauften Strommengen zu sehen (vgl. Abbildung 6). Müll und Kernenergie stellen Grundlastkraftwerke dar und werden über alle Runden hinweg konstant eingesetzt. Lässt man bei der Betrachtung Runde eins außen vor, wird die Wirkung des CO₂-Mechanismus deutlich. Das Gas kommt ab Runde zwei in den Markt und verdrängt die Braunkohle, die aufgrund hoher CO₂-Preise nun nicht mehr wirtschaftlich agieren kann.

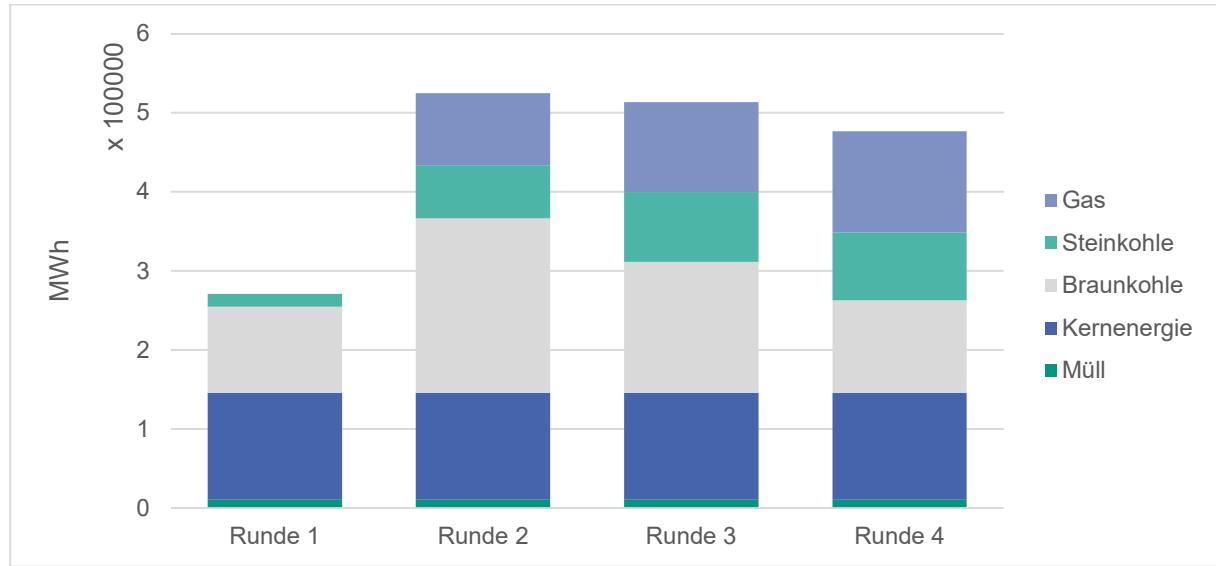


Abbildung 6: Verkaufte Strommengen nach Brennstoffen beim Kohleausstieg (Quelle: eigene Darstellung)

Die zugehörigen CO₂-Emissionen in Abbildung 7 zeigen die zu erwartende Entwicklung erneut. Wird Runde eins wiederum ausgeschlossen, korrelieren die absoluten CO₂-Emissionen direkt mit den verkauften Strommengen. Der Rückgang der Braunkohle sowie deren Kompensation durch Steinkohle und Gas führen in Summe zu sinkenden CO₂-Emissionen je MWh. Der Mechanismus wirkt somit und die Emissionen können reduziert werden. Die Verzerrungen in Runde eins sind vermutlich auf die nicht gleichbleibende Last, Strategien der anderen Unternehmen, sowie die Überlagerung der Effekte von Kohleausstieg und eigener Strategie zurückzuführen. Die genaue Ursache ist auf Basis der gegebenen Datengrundlage nicht eindeutig bestimmbar.

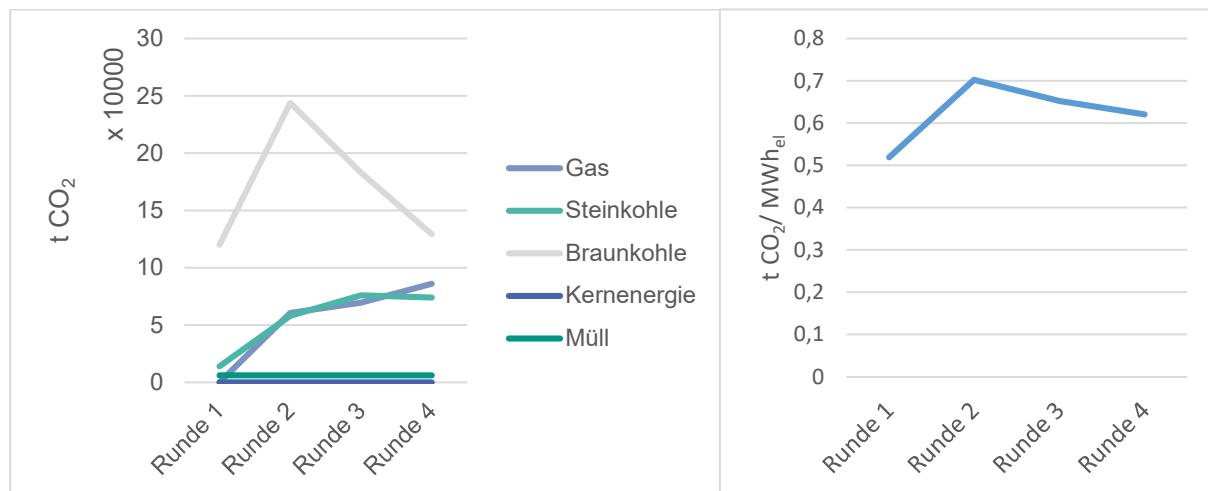


Abbildung 7: CO₂-Emissionen je Brennstoff (links) und MWh (rechts) beim Kohleausstieg (Quelle: eigene Darstellung)

3.2 Variation der Brennstoffpreise

Im Szenario der Variation der Brennstoffpreise soll der Einfluss variierender Preise untersucht werden. Konkret ist die Preisentwicklung extern so gegeben, dass der Preis für Steinkohle linear ansteigt und der Preis für Gas linear sinkt. Die Preisentwicklung der verschiedenen Brennstoffe ist im linken Teil von Abbildung 8 dargestellt. Im rechten Teil sind die Auswirkungen auf die variablen Kosten zu sehen. Da konstante CO₂-Preise vorliegen, überträgt sich die Preisentwicklung unmittelbar auf die variablen Kosten. Die variablen Kosten von Müll, Kernenergie und Braunkohle bleiben somit konstant. In Runde zwei kommt es zwischen Gas und Steinkohle zu einem Fuel Switch, kurz nach Runde drei auch zwischen Gas und Braunkohle.

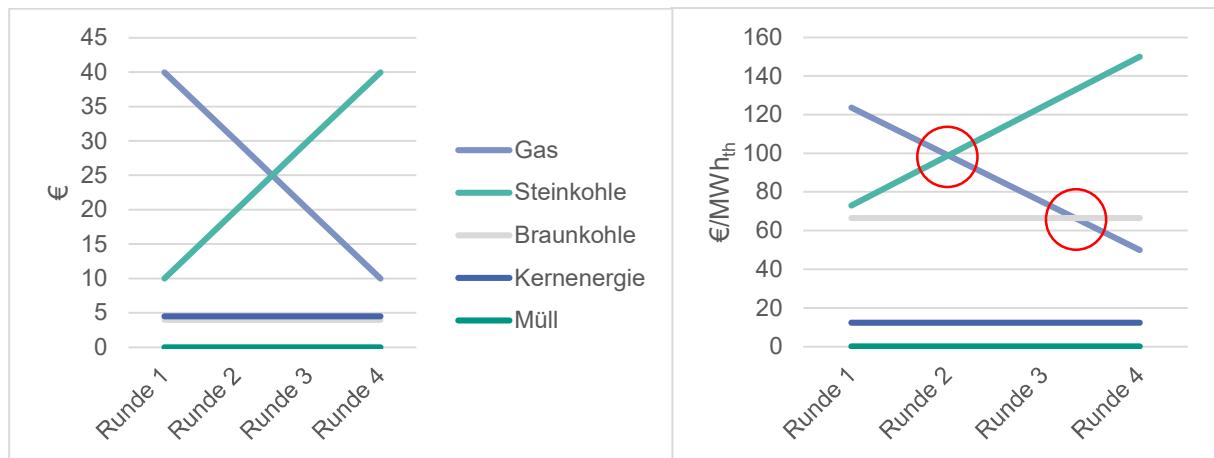


Abbildung 8: Entwicklung der Brennstoffpreise (links) und variablen Kosten (rechts) (Quelle: eigene Darstellung)

Die Entwicklung der variablen Kosten hat wiederum Einfluss auf die verkauften Strommengen. Steinkohle ist für den gegebenen Kraftwerkspark generell nicht im Markt, da die variablen Kosten immer über denen von Braunkohle liegen. Im Verlauf der Runden wird ersichtlich, wie die Braunkohle ebenfalls aus dem Markt gedrängt wird, wohingegen die verkaufte Strommenge von Gas stetig ansteigt (vgl. Abbildung 9).

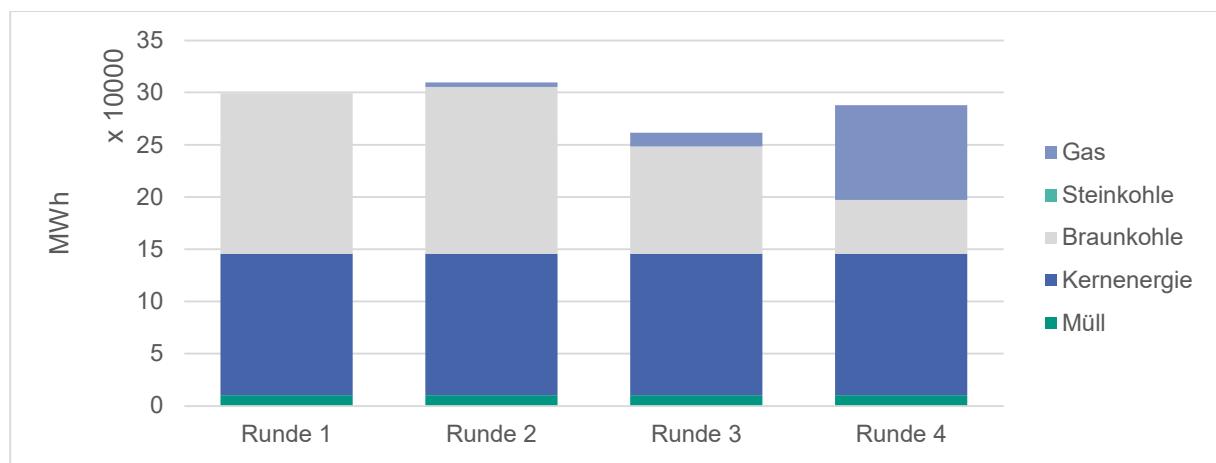


Abbildung 9: Verkaufte Strommenge nach Brennstoffen bei Variation der Brennstoffpreise (Quelle: eigene Darstellung)

Insgesamt ist ein ähnlicher Effekt wie beim Kohleausstieg zu beobachten, nur dass hier die Regulierung über den Brennstoffpreis statt über den CO₂-Preis erfolgt.

3.3 Gleichverteilte Kraftwerkspark

Als Ausgangspunkt dieses Szenarios wurde jeder Gruppe der gleiche Kraftwerkspark zugeteilt. Hierbei entfielen 37 % der Kapazitäten auf Steinkohle, 22 % auf Braunkohle, 36 % auf Gas und 5 % der Kapazitäten auf Kernkraft. Über das gesamte Szenario sind sowohl die Kapazitäten als auch die variablen Kosten und das Nachfrageprofil konstant geblieben. Die Gewinnänderungen und der unterschiedliche Stromabsatz können somit im Wesentlichen auf die Optimierung der Strategien der Marktakteure zurückgeführt werden. Wie in Kapitel 2 beschrieben wurde hierfür das Gebot basierend auf den variablen Kosten, optimiert um die Anfahrkosten, bestimmt. Bei der Optimierung der Bietstrategie lag der Fokus auf der Verbesserung der Preisvorhersage. In der ersten Runde steht hierfür lediglich die Preisprognose der Marktsoftware zur Verfügung, welche jedoch stark von den tatsächlichen Preisen abweicht. Ab der zweiten Runde können dann die tatsächlichen Gebote der Vorrunden ausgewertet und somit die Datengrundlage für die Entscheidungen verbessert werden. Durch die Analyse dieser Daten können die Preise der nächsten Handelsrunde besser prognostiziert und somit auch die eigenen Gebote optimiert werden.

In Abbildung 10 ist die verkaufte Strommenge über die drei Handelsphasen dargestellt. Da die variablen Kosten für Kernenergie sehr niedrig sind, blieben diese Kraftwerke unabhängig von der eigenen Strategieoptimierung durchgehend hochgefahrene und haben somit eine konstante Strommenge erzeugt. Umgekehrt waren die variablen Kosten für Steinkohle durch die CO₂-Zertifikate so hoch, dass diese Kraftwerke durchgehend heruntergefahrene geblieben sind. Bei den Gaskraftwerken sowie Braunkohlekraftwerken sind leichte Veränderungen des Stromabsatzes zu erkennen, was auf die Strategieanpassung des gezielten Hoch- bzw. Herunterfahrens zurückzuführen ist.

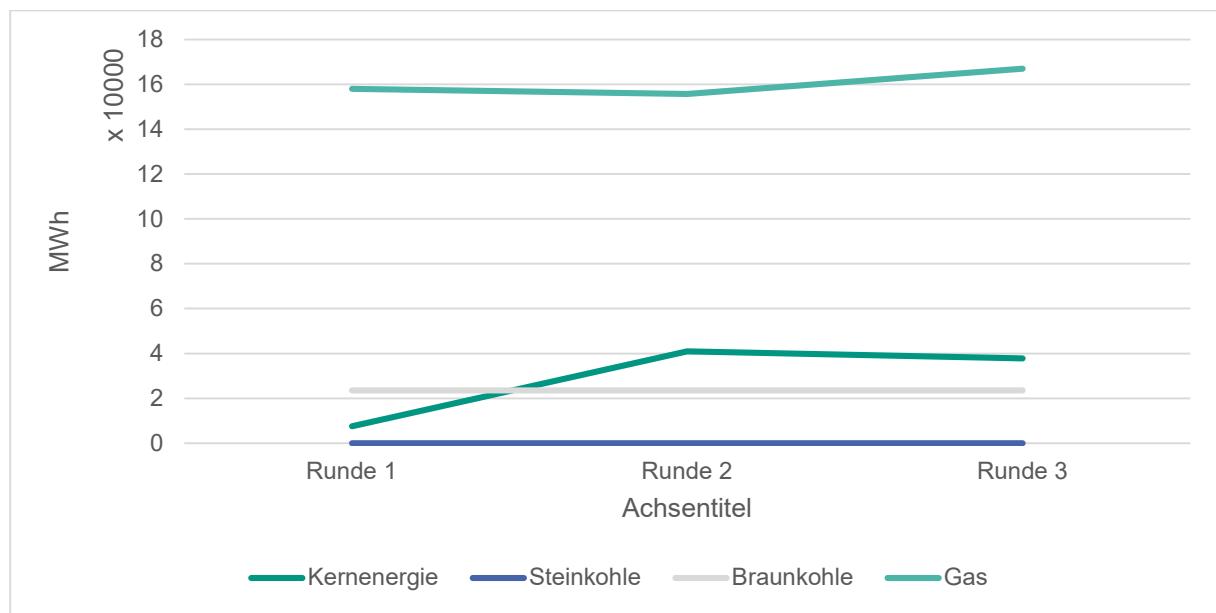


Abbildung 10: Verkaufte Strommenge nach Brennstoffen bei gleichem Kraftwerkspark (Quelle: eigene Darstellung)

In Abbildung 11 ist der erzielte Gewinn, aufgeteilt nach Energieträger, für die drei Handelsphasen zu erkennen. Für Kernenergie ist hierbei ein leicht steigender Gewinn von der ersten zur zweiten Runde ersichtlich. Da die verkaufte Strommenge hier konstant geblieben ist und die Kraftwerke durchgehend hochgefahrene waren, ist dieser Anstieg auf die Gebotserhöhung der

(eigenen) Grenzkraftwerke zurückzuführen. Durch den gestiegenen Marktpreis ist auch der Deckungsbeitrag der Kernkraftwerke gestiegen. Beachtet werden sollte außerdem, dass durch die niedrigen variablen Kosten die 5 % des Portfolios aus Kernkraft in der ersten Runde rund ein Drittel des Gewinns erzielten.

Für den Energieträger Braunkohle wurde in der ersten Runde nahezu kein Strom verkauft und somit auch fast kein Gewinn erwirtschaftet, trotz eines Kapazitätsanteils von 22% im Kraftwerkspool. Ab der zweiten Runde konnten bedingt durch die höheren Marktpreise mehr Braunkohlekraftwerke hochgefahren werden. Hieran ist zu erkennen, dass die Braunkohlekraftwerke vermehrt als Grenzkraftwerk aufgetreten sind.

Für den Energieträger Gas ist ebenfalls ein großer Gewinnsprung von der ersten zur zweiten Runde, bei relativ konstantem Stromabsatz, zu erkennen. Da Gaskraftwerke hohe variable Kosten aufweisen, wirken sich höhere Marktpreise hier prozentual besonders stark auf die positiven Gewinnsteigerung aus. Außerdem konnten hier Kosten durch kurzfristiges Hoch- bzw. Herunterfahren der Gaskraftwerke eingespart werden.

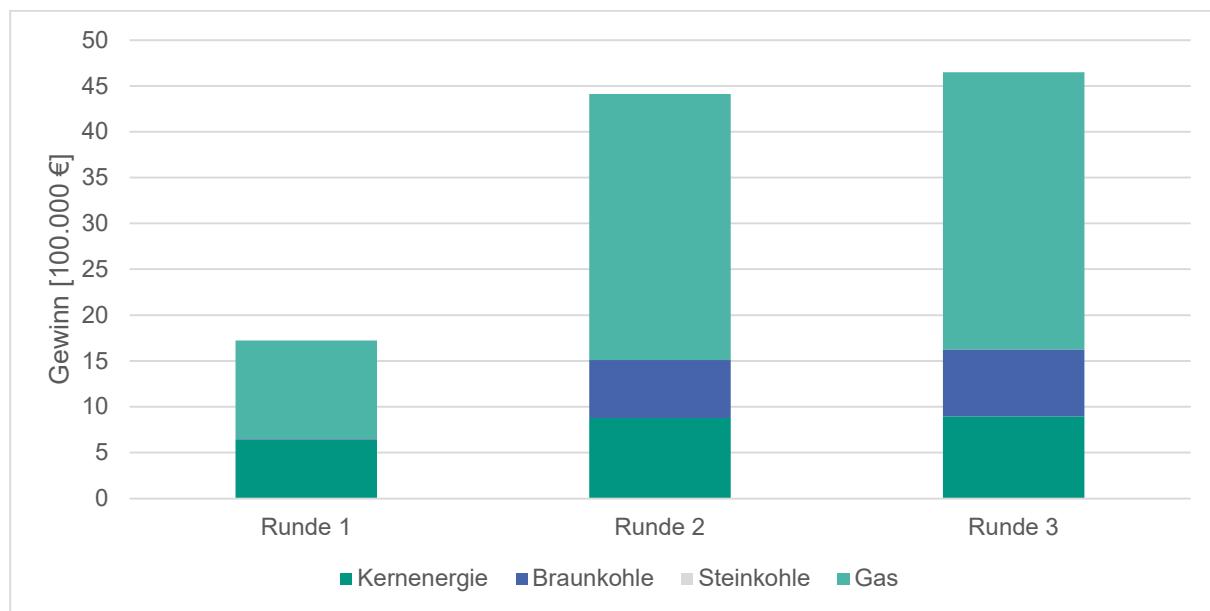


Abbildung 11: Absoluter Gewinn nach Energieträger bei gleichem Kraftwerkspark (Quelle: eigene Darstellung)

Zusammenfassend lässt sich für das Szenario gleichverteilter Kraftwerkspark schlussfolgern, dass sich die Strategieoptimierungen ausgezahlt haben und bedingt durch die bessere Datengrundlage ab der zweiten Runde die Gewinne deutlich gesteigert werden konnten.

3.4 Zukunftsszenario

Während in den vorherigen Szenarien bereits detailliert auf die Strategieentwicklung eingegangen wurde, liegt bei der Analyse des Zukunftsszenarios der Schwerpunkt auf dem Knappheitsindex (“Scarcity factor”) und der Ausübung von Marktmacht. Zu beachten ist hierbei, dass in der Realität die BNetzA bzw. die zuständige Regulierungsbehörde genau diese Marktmacht analysiert und frühzeitig regulatorisch eingreift. Im Zukunftsszenario wurde das Kraftwerkspotfolio mit dem Ziel angepasst, derzeitige politische Maßnahmen, wie den Atomausstieg oder den Kohleausstieg, abzubilden. Wie in Abbildung 12 zu erkennen ist, wurde die Kernenergie komplett aus dem Portfolio zurückgebaut, während der Braunkohleanteil stark reduziert und die Gaskapazitäten deutlich erhöht wurden. Neben der Zusammensetzung des Kraftwerkspotfolios ist auch die Gesamtkapazität von rund 20 GW auf rund 12 GW deutlich zurückgegangen. Innerhalb des Szenarios sind die variablen Kosten auf einem konstanten Niveau geblieben.

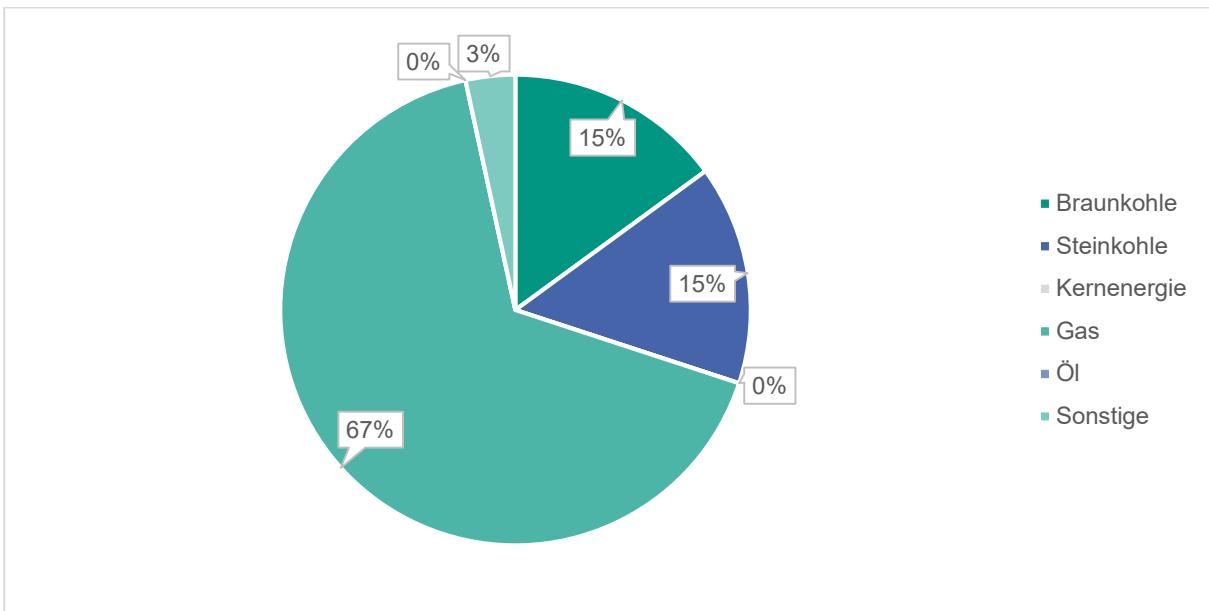


Abbildung 12: Absoluter Gewinn nach Energieträger bei gleichem Kraftwerkspark (Quelle: eigene Darstellung)

Durch den Rückgang der Gesamtkapazität konnte in diesem Szenario zum ersten Mal ein Knappheitsfaktor von teilweise deutlich kleiner eins prognostiziert werden. Nach der Definition des Knappheitsfaktor errechnet sich dieser aus der zur Verfügung stehenden Kapazität, geteilt durch die Last. Ein Wert kleiner als eins bedeutet somit, dass mehr Leistung benötigt wird, als zur Verfügung steht. Dies sollte in der Theorie bei Kraftwerksbetreibern zu Marktmacht führen, sie also dazu befähigen, gewinnbringend andere Preise als den Wettbewerbspreis setzen zu können (vgl. Mas-Colell et al. 1995, S. 282). Konkret kann Marktmacht durch Erhöhen der eigenen Gebotspreise oder gezielte Zurückhaltung von Kapazitäten ausgeübt werden.

Da, wie in dem vorherigen Kapitel beschrieben, in der ersten Runde eine geringe Datengrundlage zur Verfügung steht und der Scarcity Factor nur leicht unter eins lag, wurde an der zuvor beschriebenen Strategie zunächst keine Änderung vorgenommen. Nach der ersten Runde wurde versucht, in den Stunden mit prognostizierter Knappheit die Marktpreise aller Kraftwerke auf 10.000 €/MWh zu heben. Ziel war es somit die Knappheit noch einmal zu verstärken, da die von RWE gestellten Kraftwerke nur noch zu erhöhten Preisen ihre Kapazitäten anboten. Nach

der Auswertung der zweiten Runde musste jedoch festgestellt werden, dass dieses Ziel nicht erreicht wurde und die Kraftwerke der RWE keinen Strom verkauften. In der anschließenden Besprechung wurde klar, dass der Knappheitsindex der Simulation lediglich auf den im Inland vorhandenen Kraftwerke beruht. Da der deutsche Markt selbst aber kein geschlossenes System darstellt, waren Stromimporte möglich. Diese konnten die prognostizierte Knappheit ausgleichen, sodass die Kraftwerke der RWE in den Stunden mit prognostizierter Knappheit heruntergefahren wurden. Nach dem fehlgeschlagenen Experiment wurde, in Bezug auf die Strategie, der Status Quo wiederhergestellt. Vergleicht man den Gewinn der drei Runden miteinander so konnte vor allem in der dritten Runde der Gewinn deutlich gesteigert werden (vgl. Abbildung 13). Grund hierfür ist, dass zu diesem Zeitpunkt eine Knappheit auf dem Markt durch die übrigen Marktteilnehmer realisiert wurde und die Preise deutlich erhöht wurden. Trotzdem gab es noch ein ausreichend hohes Stromangebot, so dass nicht von jedem Kraftwerk Strom bezogen wurde.

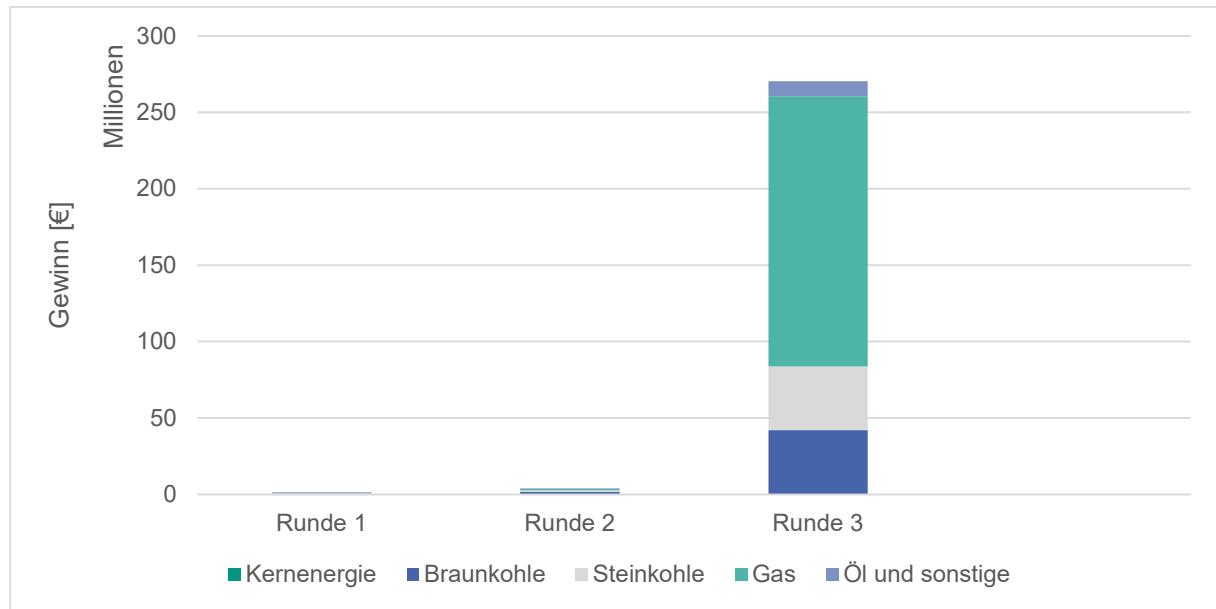


Abbildung 13: Absoluter Gewinn nach Energieträger bei gleichem Kraftwerkspark (Quelle: eigene Darstellung)

Zusammenfassend lässt sich somit für das Zukunftsszenario festhalten, dass bedingt durch den Atom- und Kohleausstieg die Gefahr der Marktmacht im gegebenen Szenario gestiegen ist. Da sich der Kraftwerkspark jedoch vorwiegend auf konventionelle Kraftwerke beschränkt hat, lässt sich hierdurch noch nicht auf die Auswirkungen der tatsächlichen politischen Maßnahmen rückschließen.

4. Auswertung Planspielwoche

Die Planspielwoche stellt ein realitätsnahe Szenario dar, bei dem fünf aufeinander Tage simuliert wurden. Die Gebotsabgabe erfolgt somit wie auf dem Day-Ahead-Markt von Tag zu Tag jeweils 24 Stunden im Voraus. Sowohl die variablen Kosten als auch die verfügbare Kapazität blieben die ganze Woche über weitestgehend konstant. Die Änderungen an der verkauften Strommenge sind somit durch die Gebotsabgabe sowie die Nachfrageschwankungen und das Verhalten der Konkurrenz erklärbar. Betrachtet man die verkaufte Strommenge je Brennstoff, wird deutlich, dass Steinkohle aufgrund zu hoher variabler Kosten nicht im Markt ist. Kernenergie und Müll werden konstant verkauft, wohingegen es größere Schwankungen bei der Braunkohle gibt. Deren Anteil steigt in Runde zwei stark an und ist in Runde fünf unterdurchschnittlich. Die Schwankungen in Runde zwei sind durch organisatorische Probleme zu erklären. Da nicht alle Gruppen dazu kamen ihre Gebote abzugeben, konnte überdurchschnittlich viel Strom durch die verbliebenen Teilnehmer verkauft werden. Runde fünf simulierte einen Samstag, an dem, aufgrund der verringerten Aktivitäten in der Industrie, weniger Großabnehmer am Markt waren und somit generell weniger Strom verkauft werden konnte (vgl. Abbildung 14).

Die Schwankungen bei den verkauften Strommengen übertragen sich direkt auf die erwirtschafteten Deckungsbeiträgen je Brennstoff. Die Entwicklung ist hier analog.

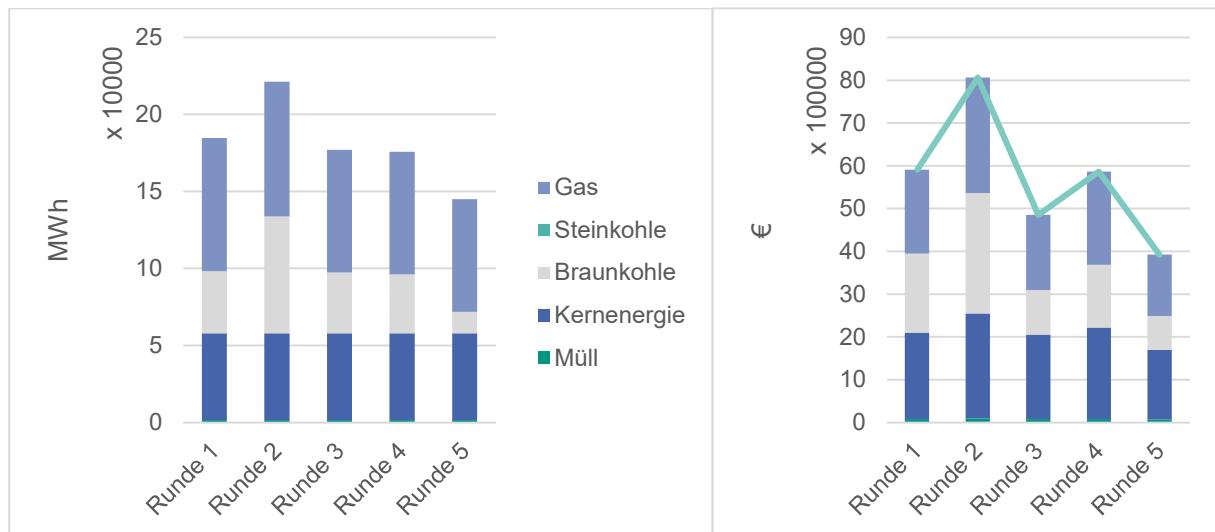


Abbildung 14: Verkaufte Strommenge (links) und Deckungseitrag je Brennstoff (rechts) (Quelle: eigene Darstellung)

In Abbildung 15 sind die Deckungsbeiträge vor und nach Abzug der Anfahrkosten dargestellt. Es wird ersichtlich, dass beide Verläufe gleichartig sind und lediglich eine Verschiebung nach unten stattgefunden hat. Die Aufteilung der Anfahrkosten erfolgt mit der verfolgten Strategie also gleichmäßig und proportional zum erwirtschafteten Deckungsbeitrag. Die Grafik unterstreicht somit die These, dass die Optimierung bezüglich der Anfahrkosten gelungen ist.

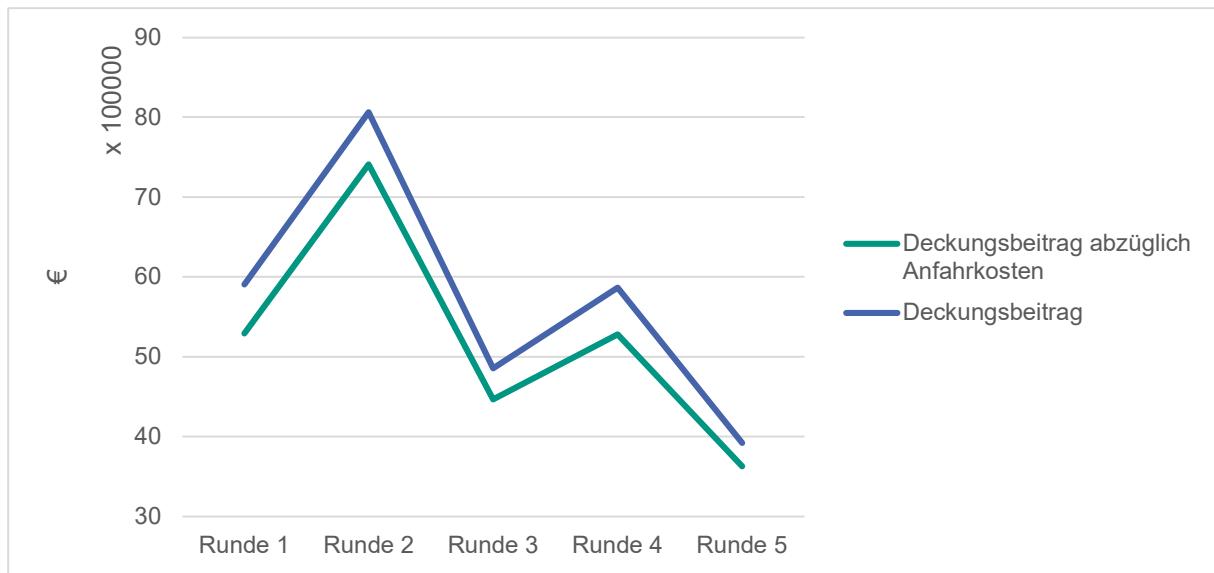


Abbildung 15: Deckungsbeiträge vor und nach Abzug der Anfahrkosten (Quelle: eigene Darstellung)

Alles in allem war die Planspielwoche für RWE eine erfolgreiche Simulation. In Runde eins, drei und vier konnten konstante Strommengen verkauft werden. Runde zwei stellt einen Ausreißer nach oben durch externe Einflüsse dar, wohingegen Runde fünf, durch das Wochenende geschuldet, die geringsten Gewinne zu verzeichnen hat.

5. Fazit

Das Planspiel im Ganzen ermöglichte uns eine tolle Lernerfahrung über die Abläufe auf dem Day-Ahead-Markt, die sehr flexibel und vielseitig gestaltet wurde. Aufgrund dieser Vielseitigkeit gibt es noch ungenutztes Potenzial, wie zum Beispiel das explizite Einbeziehen von erneuerbaren Energien und Regelenergie oder die automatische Einberechnung der Anfahrkosten in die Ergebnisse zur realistischeren Optimierung des Kraftwerksparks. Zudem wäre die Simulation von weiteren Szenarien wie extremen Wetterlagen, Kraftwerksausfällen oder kalten Dunkelflauten spannend.

Anhand der verschiedenen Szenarien konnte, bezogen auf die eigene Strategie, der Einfluss verschiedener Kostentreiber auf den Gebotspreis sehr gut erfasst werden. Die Szenarien aus Kapitel 3.1 sowie 3.2 lieferten vergleichbare Ergebnisse – nämlich die Verdrängung von Kohle durch Gas in der Stromproduktion. Dies wurde durch die Variation der Brennstoffpreise bzw. Erhöhung des CO₂-Zertifikatspreises erreicht. Solche Simulationen ermöglichen es demnach, verschiedene politische Maßnahmen zunächst in Bezug auf die Zielerreichung zu validieren und schlussendlich die bestgeeignete Alternative auszuwählen. In Kapitel 3.3 legt die Ähnlichkeit des entstandenen Strompreises zu dem der Planspielwoche die Schlussfolgerung nahe, dass auf dem regulären Markt im Regelfall keine Marktmacht angewandt wird. In Kapitel 3.4 konnte auf Basis der bereits heute beschlossenen Maßnahmen ein grober Rahmen für die künftige Zusammensetzung des Markts abgeleitet werden. Dieser wurde dann auf Veränderungen der Emissionen im Vergleich zum Stand heute untersucht, wodurch eine Abschätzung der Effektivität der getroffenen Entscheidungen möglich wird. Außerdem ging es um die Erprobung von möglicher Marktmacht durch das Setzen erhöhter Preise und somit das gezielte Zurückhalten von Kapazitäten. Es wurde deutlich, dass diese Strategie nur erfolgreich sein kann, wenn sie von mehreren Marktteilnehmern verfolgt wird. Derartige Absprachen zwischen Akteuren zur Erhöhung der Marktmacht sind jedoch durch das Bundeskartellamt verboten und werden überwacht (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2019). Während die einzelnen Szenarien beispielsweise dabei halfen, die Effektivität politischer Maßnahmen zu analysieren, konnte insbesondere in der Planspielwoche die Komplexität der Bietpreisentwicklung nachvollzogen werden. Es wurde deutlich, wie groß der Einfluss der Prognosegenauigkeit zukünftiger Strompreise auf den Erfolg der Strategie ist, welche Kosten als variabel oder fix zu klassifizieren sind und welche Methoden zur weiteren Optimierung genutzt werden können.

Die Bereitstellung einer Datengrundlage über die Kostenstrukturen der anderen Teilnehmer hätte dabei geholfen, Gebotspreise der Konkurrenz besser abschätzen zu können. Dies wäre vor allem bei der Preissetzung der Grenzkraftwerke nützlich gewesen, da ohne diese keine Abschätzung über das verbleibende Optimierungspotenzial getroffen werden konnte.

Betrachtet man den Kraftwerkspark der RWE, so lässt sich abschließend festhalten, dass der derzeitig hohe Anteil an konventionellen Kraftwerken einen starken Portfolioumbau in den kommenden Jahren erfordert, insbesondere im Hinblick auf den Kernenergie- und Kohleausstieg. Die RWE hat dies erkannt und bereits mit der Restrukturierung begonnen, was beispielsweise am Tauschgeschäft mit der E.ON zu erkennen ist. Vertragsgegenstand des Tausches ist die Zerschlagung und Übernahme der Innogy, was den Anteil erneuerbarer Energien bei der RWE erhöht und den Weg hin zum Ökostrom-Anbieter ebnet (RWE 2020b). In Zukunft müssen die erneuerbaren Energien jedoch weiterhin stark ausgebaut werden, um die heutige Stellung auf dem Strommarkt behaupten zu können.

Anhang

Tabelle 1: Auswertung Kohleausstieg (Quelle: eigene Darstellung)

		Runde 1	Runde 2	Runde 3	Runde 4
Insgesamt					
Gewinn absolut	€	6374044.94	14438769.22	18659016.30	15884893.42
Gewinn pro installierter MW	€/MW	253.34	573.87	741.60	631.34
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	23.53	27.52	36.34	33.33
Kernkraftwerke					
Gewinn absolut	€	5561120.67	8940017.21	10770161.52	11032525.53
Gewinn pro installierter MW	€/MW	987.17	1586.96	1911.83	1958.41
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	41.13	66.12	79.66	81.60
Braunkohle					
Gewinn absolut	€	241602.31	2716139.37	3343666.45	1410915.01
Gewinn pro installierter MW	€/MW	25.27	284.11	349.76	147.59
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	2.22	12.30	20.18	12.04
Steinkohle					
Gewinn absolut	€	13778.74	946484.49	1427828.29	770501.11
Gewinn pro installierter MW	€/MW	3.54	243.31	367.05	198.07
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	0.84	14.07	16.18	8.98
Gas					
Gewinn absolut	€	0.00	1018273.95	2158511.08	1691890.22
Gewinn pro installierter MW	€/MW	0.00	180.45	382.51	299.82
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	0.00	11.19	18.96	13.21
Öl und sonstige					
Gewinn absolut	€	557543.21	817854.21	958848.96	979061.55
Gewinn pro installierter MW	€/MW	1284.66	1884.46	2209.33	2255.90
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	53.53	78.52	92.06	94.00
Verkaufte Strommenge insgesamt	MWh	270835.35	524627.85	513404.42	476630.96
Braunkohle	MWh	108891.25	220800.90	165678.40	117138.62
Steinkohle	MWh	16326.02	67250.89	88255.53	85773.55
Kernenergie	MWh	135202.08	135202.08	135202.08	135202.08
Gas	MWh	0.00	90957.98	113852.41	128100.71
Öl	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00
Sonstige	MWh	10416.00	10416.00	10416.00	10416.00
Verfügbare Kapazität insgesamt	MW	25160.42	25160.42	25160.42	25160.42
Braunkohle	MW	9560.00	9560.00	9560.00	9560.00
Steinkohle	MW	3890.00	3890.00	3890.00	3890.00
Kernenergie	MW	5633.42	5633.42	5633.42	5633.42
Gas	MW	5643.00	5643.00	5643.00	5643.00
Öl	MW	0.00	0.00	0.00	0.00
Sonstige	MW	434.00	434.00	434.00	434.00

Tabelle 2: Auswertung Variation der Brennstoffpreise (Quelle: eigene Darstellung)

		Runde 1	Runde 2	Runde 3	Runde 4
Insgesamt					
Gewinn absolut	€	7769572.36	10356370.24	7715968.70	6283720.11
Gewinn pro installierter MW	€/MW	308.80	411.61	306.67	249.75
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	25.98	33.44	29.51	21.83
Kernkraftwerke					
Gewinn absolut	€	6252331.45	7108829.82	6049376.91	5092769.09
Gewinn pro installierter MW	€/MW	1109.86	1261.90	1073.84	904.03
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	46.24	52.58	44.74	37.67
Braunkohle					
Gewinn absolut	€	906446.67	2509050.05	1055269.99	26823.59
Gewinn pro installierter MW	€/MW	94.82	262.45	110.38	2.81
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	5.91	15.70	10.27	0.52
Steinkohle					
Gewinn absolut	€	0.00	0.00	0.00	0.00
Gewinn pro installierter MW	€/MW	0.00	0.00	0.00	0.00
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas					
Gewinn absolut	€	0.00	61711.27	16163.23	642666.15
Gewinn pro installierter MW	€/MW	0.00	10.94	2.86	113.89
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	64.00	14.69	1.24	7.09
Öl und sonstige					
Gewinn absolut	€	610794.24	676779.10	595158.57	521461.28
Gewinn pro installierter MW	€/MW	1407.36	1559.40	1371.33	1201.52
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	58.64	64.97	57.14	50.06
Verkaufte Strommenge insgesamt	MWh	299097.52	309655.41	261478.17	287883.86
Braunkohle	MWh	153479.44	159837.33	102801.38	51678.18
Steinkohle	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00
Kernenergie	MWh	135202.08	135202.08	135202.08	135202.08
Gas	MWh	0.00	4200.00	13058.71	90587.60
Öl	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00
Sonstige	MWh	10416.00	10416.00	10416.00	10416.00
Verfügbare Kapazität insgesamt	MW	25160.42	25160.42	25160.42	25160.42
Braunkohle	MW	9560.00	9560.00	9560.00	9560.00
Steinkohle	MW	3890.00	3890.00	3890.00	3890.00
Kernenergie	MW	5633.42	5633.42	5633.42	5633.42
Gas	MW	5643.00	5643.00	5643.00	5643.00
Öl	MW	0.00	0.00	0.00	0.00
Sonstige	MW	434.00	434.00	434.00	434.00

Tabelle 3: Auswertung Gleichverteilte Kraftwerksparks (Quelle: eigene Darstellung)

		Runde 1	Runde 2	Runde 3
Insgesamt				
Gewinn absolut [100.000]	€	17.21993496	44.09789346	46.47889552
Gewinn absolut	€	1721993.50	4409789.35	4647889.55
Gewinn pro installierter MW	€/MW	82.64	211.64	223.07
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	9.10	20.02	20.35
Kernkraftwerke		6.40	8.79	8.96
Gewinn absolut	€	639743.40	878903.94	895956.68
Gewinn pro installierter MW	€/MW	651.27	894.74	912.10
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	27.14	37.28	38.00
Braunkohle		0.06	6.32	7.30
Gewinn absolut	€	6371.35	631718.51	729762.88
Gewinn pro installierter MW	€/MW	1.36	135.13	156.10
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	0.84	15.42	19.29
Steinkohle		0.00	0.00	0.00
Gewinn absolut	€	0.00	0.00	0.00
Gewinn pro installierter MW	€/MW	0.00	0.00	0.00
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	0.00	0.00	0.00
Gas		10.76	28.99	30.22
Gewinn absolut	€	1075878.74	2899166.89	3022169.99
Gewinn pro installierter MW	€/MW	143.64	387.07	403.49
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	6.81	18.62	18.10
Verkaufte Strommenge insgesamt	MWh	189180.08	220260.37	228405.34
Braunkohle	MWh	7595.59	40956.88	37824.64
Steinkohle	MWh	0.00	0.00	0.00
Kernenergie	MWh	23575.20	23575.20	23575.20
Gas	MWh	158009.29	155728.29	167005.50
Öl	MWh	0.00	0.00	0.00
Sonstige	MWh	0.00	0.00	0.00
Verfügbare Kapazität insgesamt	MW	20836.30	20836.30	20836.30
Braunkohle	MW	4675.00	4675.00	4675.00
Steinkohle	MW	7689.00	7689.00	7689.00
Kernenergie	MW	982.3	982.30	982.30
Gas	MW	7490.00	7490.00	7490.00
Öl	MW	0.00	0.00	0.00
Sonstige	MW	0.00	0.00	0.00

Tabelle 4: Auswertung Zukunftsszenario (Quelle: eigene Darstellung)

		Runde 1	Runde 2	Runde 3
Insgesamt				
Gewinn absolut	€	1297610.12	3992637.34	270411028.12
Gewinn pro installierter MW	€/MW	102.34	314.90	21327.47
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	22.76	29.16	1012.07
Kernkraftwerke				
Gewinn absolut	€	0.00	0.00	0.00
Gewinn pro installierter MW	€/MW	0.00	0.00	0.00
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	0.00	0.00	0.00
Braunkohle				
Gewinn absolut	€	652874.60	1666786.27	42024789.75
Gewinn pro installierter MW	€/MW	344.52	879.57	22176.67
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	26.50	43.98	924.03
Steinkohle				
Gewinn absolut	€	283004.40	1058763.46	41654225.23
Gewinn pro installierter MW	€/MW	148.01	553.75	21785.68
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	16.35	28.30	907.74
Gas				
Gewinn absolut	€	12321.81	702166.52	176887513.58
Gewinn pro installierter MW	€/MW	1.46	83.21	20963.20
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	2.07	13.27	1069.44
Öl und sonstige				
Gewinn absolut	€	349409.31	564921.10	9844499.56
Gewinn pro installierter MW	€/MW	805.09	1301.66	22683.18
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	38.34	65.08	945.13
Verkaufte Strommenge insgesamt	MWh	57011.81	136927.81	267186.52
Braunkohle	MWh	24635.00	37900.00	45480.00
Steinkohle	MWh	17312.81	37416.04	45888.00
Kernenergie	MWh	0.00	0.00	0.00
Gas	MWh	5950.00	52931.77	165402.52
Öl	MWh	0.00	0.00	0.00
Sonstige	MWh	9114.00	8680.00	10416.00
Verfügbare Kapazität insgesamt	MW	12679.00	12679.00	12679.00
Braunkohle	MW	1895.00	1895.00	1895.00
Steinkohle	MW	1912.00	1912.00	1912.00
Kernenergie	MW	0	0	0
Gas	MW	8438.00	8438.00	8438.00
Öl	MW	0.00	0.00	0.00
Sonstige	MW	434.00	434.00	434.00

Tabelle 5: Auswertung Planspielwoche (Quelle: eigene Darstellung)

		Runde 1	Runde 2	Runde 3	Runde 4	Runde 5
Insgesamt						
Gewinn absolut	€	5906419.84	8064107.61	4854906.40	5863186.606	3923938.505
Gewinn pro installierter MW	€/MW	391.20	533.58	321.24	387.95	259.90
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	31.97	36.45	27.41	33.34	27.06
Kernkraftwerke						
Gewinn absolut	€	2023098.34	2458730.26	1980415.44	2135265.93	1624941.66
Gewinn pro installierter MW	€/MW	863.31	1049.21	845.10	911.18	693.41
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	35.97	43.72	35.21	37.97	28.89
Braunkohle						
Gewinn absolut	€	1842851.30	2810001.39	1036920.19	1465976.185	797997.9553
Gewinn pro installierter MW	€/MW	224.60	341.85	126.15	178.34	97.26
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	45.52	36.96	26.14	38.22	57.13
Steinkohle						
Gewinn absolut	€	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gewinn pro installierter MW	€/MW	0.00	0.00	0.00	0	0
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	0.00	0.00	0.00	0	0
Gas						
Gewinn absolut	€	1962447.44	2705269.98	1760731.91	2180810.51	1434019.90
Gewinn pro installierter MW	€/MW	511.59	705.23	459.00	568.51	373.83
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	22.69	30.95	22.11	27.37	19.58
Sonstiges						
Gewinn absolut	€	78022.76	90105.99	76838.86	81133.98	66979.00
Gewinn pro installierter MW	€/MW	1200.35	1386.25	1182.14	1248.22	1030.45
Gewinn pro verkaufter MWh	€/MWh	50.01	57.76	49.26	52.01	42.94
Verkaufte Strommenge insgesamt	MWh	184776.54	221238.44	177107.41	175848.66	145026.86
Braunkohle	MWh	40484.63	76024.75	39663.31	38359.27	13968.96
Steinkohle	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Kernenergie	MWh	56242.08	56242.08	56242.08	56242.08	56242.08
Gas	MWh	86489.83	87411.61	79642.02	79687.31	73255.82
Öl	MWh	0.00	0.00	0.00	0	0
Sonstige	MWh	1560.00	1560.00	1560.00	1560.00	1560.00
Verfügbare Kapazität insgesamt	MW	15098.12	15113.12	15113.12	15113.12	15098.12
Braunkohle	MW	8205.00	8220.00	8220.00	8220	8205
Steinkohle	MW	648.70	648.70	648.70	648.7	648.7
Kernenergie	MW	2343.4199	2343.42	2343.42	2343.4199	2343.4199
Gas	MW	3836.00	3836.00	3836.00	3836	3836
Öl	MW	0.00	0.00	0.00	0	0
Sonstige	MW	65.00	65.00	65.00	65	65

Literaturverzeichnis

BMWI (2020): Kohleausstieg und Strukturwandel. BMWI. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Wirtschaft/kohleausstieg-und-strukturwandel.html>, zuletzt aktualisiert am 06.08.2020, zuletzt geprüft am 06.08.2020.

Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2019): Monitoringbericht 2019. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, zuletzt geprüft am 18.08.2020.

Gabler Wirtschaftslexikon (2020): Preisuntergrenze • Definition | Gabler Wirtschaftslexikon. Online verfügbar unter <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/preisuntergrenze-43772>, zuletzt aktualisiert am 19.08.2020, zuletzt geprüft am 19.08.2020.

Mas-Colell, Andreu; Whinston, Michael D.; Green, Jerry R. (1995): Microeconomic Theory: Oxford University Press Inc. Online verfügbar unter <https://labs.xjtudlc.com/labs/wldmt1/books/Economics%20and%20game%20theory/Microeconomic%20Theory.pdf>.

RWE (2020a): Geschäftsbericht 2019. Online verfügbar unter <https://www.group.rwe/-/media/RWE/documents/05-investor-relations/2019-Q4/20-03-12-RWE-Geschaeftsbericht-2019.pdf>, zuletzt geprüft am 14.08.2020.

RWE (2020b): RWE closes deal with E.ON. Online verfügbar unter <https://www.group.rwe/en/press/rwe-ag/2020-07-01-rwe-closes-deal-with-eon>, zuletzt aktualisiert am 18.08.2020, zuletzt geprüft am 18.08.2020.

Eidesstattliche Erklärung

Wir versichern wahrheitsgemäß, die Arbeit selbstständig angefertigt, alle benutzten Hilfsmittel vollständig und genau angegeben und alles kenntlich gemacht zu haben, was aus Arbeiten anderer unverändert oder mit Abänderungen entnommen wurde.

Karlsruhe, 31.08.2020

Thassilo Kandler

Jonas Sievers

Kathrin Gläser