Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Masterarbeit

Auswirkungen von unsicheren Stromgestehungskosten thermischer Kraftwerke auf Strommarktpreise am Beispiel Norwegens – eine Sensitivitätsanalyse

Lars Eric
Scholl

Band 1002

Auswirkungen von unsicheren Stromgestehungskosten thermischer Kraftwerke auf Strommarktpreise am Beispiel Norwegens – eine Sensitivitätsanalyse

Masterarbeit

Lars Eric Scholl
Obere Waiblinger Straße 147c
70374 Stuttgart
Matrikel-Nr.: 2787729

1. Prüfer:	Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek, IER
2. Prüfer:	PD Dr.-Ing. M. Blesl, IER
Betreuerin:	H. Scheben, M. Sc., IER
Studiengang:	M. Sc. Umweltschutztechnik
Beginn der Arbeit:	01.11.2018
Ende der Arbeit:	30.04.2019

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Heßbrühlstr. 49a
70565 Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek
Abteilung Energiemärkte und Intelligente Systeme (EI)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis ..... **I**

Abbildungsverzeichnis ..... **V**

Tabellenverzeichnis ..... **VII**

Abkürzungsverzeichnis ..... **XI**

Symbolverzeichnis ..... **XIII**

Kurzfassung ..... **XV**

Abstract ..... **XVII**

1 Einleitung **1**

1.1 Motivation und Hintergrund der Arbeit 1

1.2 Zielsetzung der Arbeit 2

1.3 Aufbau der Arbeit 2

2 Energetische Grundlagen Norwegens **3**

2.1 Norwegische Energiekennzahlen 3

2.2 Aufbau und Funktion des norwegischen Stromgroßhandelsmarkts 8

2.2.1 Generelle Preisbildung an Strommärkten 8

2.2.2 Der Nord Pool Spot Markt 10

3 Grundlagen des E2M2-Modells **15**

3.1 Grundlagen der linearen Optimierung 15

3.1.1 Das primale Problem 15

3.1.2 Das duale Problem 16

3.1.3 Duale Variablen 16

3.2 Funktionsweise des E2M2-Modells 19

3.3 Wichtige Bestandteile des Modells 20

3.3.1 Restriktionen 21

3.3.2 Zielfunktion 29

3.3.3 Systemkostenbestandteile 29

3.4 Datengrundlagen des E2M2-Modells 38

3.4.1 Allgemeine Annahmen 38

3.4.2 Kategorisierung des thermischen Kraftwerksparks ... 38
3.4.3 Technisch-ökonomische Parameter ... 41
3.4.4 Primärenergiepreise ... 44
3.4.5 Zusätzliche Primärenergiekosten ... 47
3.4.6 CO_2-Zertifikatpreise ... 50

4 Sensitivitätsanalysen ... 51
4.1 Hintergrund von Sensitivitätsanalysen ... 51
4.2 Variation und Bandbreiten der technisch-ökonomischen Parameter ... 51
4.2.1 Variation des elektrischen Wirkungsgrades ... 52
4.2.2 Variation der Primärenergiepreise ... 56
4.2.3 Variation der zusätzlichen Primärenergiekosten ... 58
4.2.4 Variation der variablen Betriebs- und Wartungskosten ... 60
4.3 Szenarien ... 63
4.3.1 Basis-Szenario ... 63
4.3.2 Minimum-Szenario ... 63
4.3.3 Maximum-Szenario ... 64
4.3.4 Disaggregations-Szenario ... 64

5 Ergebnisauswertung und kritische Auseinandersetzung ... 65
5.1 Vorgehensweise bei der Auswertung ... 65
5.2 Ergebnisse des Jahres 2017 ... 65
5.3 Ergebnisse des Jahres 2015 ... 74
5.4 Ergebnisse des Jahres 2010 ... 79
5.5 Kritische Auseinandersetzung ... 79

6 Zusammenfassung und Ausblick ... 83
6.1 Zusammenfassung ... 83
6.2 Ausblick ... 84

7 Quellenverzeichnis ... 87
7.1 Literaturverzeichnis ... 87
7.2 Internetquellenverzeichnis ... 92

Anhang A: Technologiespezifische Kennzahlen – Basis-Szenario 95

Anhang B: Herleitung der Linearisierungsfaktoren 115

Anhang C: Umrechnungsfaktoren 119

Anhang D: Ermittlung der zusätzlichen Primärenergiekosten 121

Anhang E: Hinterlegte Werte für das Disaggregations-Szenario 125

Anhang F: Mögliche Betrachtung der elektrischen Wirkungsgrade 129

Eigenständigkeitserklärung 133

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1: Stromerzeugung nach Energiequellen für das Jahr 2017 4
Abb. 2-2: Stromerzeugung aus Wind- und Wasserkraft in Norwegen von 1990 bis 2016 5
Abb. 2-3: Stromverbrauch pro Kopf für Norwegen und Deutschland von 1990 bis 2016 6
Abb. 2-4: Norwegischer Gesamtenergieverbrauch nach Sektoren im Jahr 2015 7
Abb. 2-5: Jahresdurchschnittliche Day-Ahead Preise für Norwegen und Deutschland 8
Abb. 2-6: Grafische Darstellung zur Veranschaulichung des Merit-Order-Effekts 9
Abb. 2-7: Strompreisbildung auf Basis von Angebot und Nachfrage 11
Abb. 2-8: Skandinavische Preiszonen im Nord Pool Spot Markt 13
Abb. 3-1: Zusammenhang zwischen V_{Online} und $V_{ProdCapElec}$ 23
Abb. 3-2: Brennstoffverbrauch in Abhängigkeit der erzeugten elektrischen Leistung für ein MIP bei $V_{Online} \in \{0,1\}$ 31
Abb. 3-3: Brennstoffverbrauch in Abhängigkeit der erzeugten elektrischen Leistung für ein LP bei $V_{Online} \in [0,1]$ 33
Abb. 3-4: Prozentuale installierte Kapazitäten des thermischen Kraftwerksparks in Abhängigkeit des Primärenergieträgers für das Jahr 2017 40
Abb. 3-5: Elektrische Wirkungsgradverläufe für beispielhafte Anlagen 43
Abb. 4-1: Prozentuale Abweichung der Primärenergiepreise 58
Abb. 4-2: Minimal-, Maximalwert und Wert in Basis-Szenario für zusätzliche Primärenergiekosten 59
Abb. 5-1: Jahresmittelwerte der Strommarktpreise je Region für das Jahr 2017 66
Abb. 5-2: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Basis-Szenario im Jahr 2017 69
Abb. 5-3: Stromnachfrage in Abhängigkeit der Zeit und der Erzeugungsverfügbarkeit Beispiel 1 70
Abb. 5-4: Stromnachfrage in Abhängigkeit der Zeit und der Erzeugungsverfügbarkeit Beispiel 2 71
Abb. 5-5: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Minimum-Szenario im Jahr 2017 72
Abb. 5-6: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Maximum-Szenario im Jahr 2017 73
Abb. 5-7: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Disaggregations-Szenario im Jahr 2017 73
Abb. 5-8: Jahresmittelwerte der Strommarktpreise je Region für das Jahr 2015 75
Abb. 5-9: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Basis-Szenario im Jahr 2015 76

Abb. 5-10: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Minimum-Szenario im Jahr 2015 77
Abb. 5-11: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Maximum-Szenario im Jahr 2015 78
Abb. 5-12: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Maximum-Szenario im Jahr 2015 78

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Norwegische Stromerzeugung nach Energiequellen für das Jahr 2017 3
Tabelle 3-1: Funktionsweise des E2M2-Modells 19
Tabelle 3-2: Erläuterung der tiefgestellten Symbole im E2M2-Modell 20
Tabelle 3-3: Primärenergieträger und deren Bezeichnung im E2M2-Modell..... 39
Tabelle 3-4: Jahrgangsgruppen der Kraftwerke im E2M2-Modell..... 41
Tabelle 3-5: Technische Lebensdauern der eingesetzten Kraftwerks- und Technologietypen..... 42
Tabelle 3-6: Hinterlegte technisch-ökonomische Parameter für jede Kraftwerksgruppe 44
Tabelle 3-7: Zusammenfassung der hinterlegten Primärenergiepreise..... 47
Tabelle 3-8: Zusammenfassung der zusätzlichen Primärenergiekosten 50
Tabelle 4-1: Elektrische Nettowirkungsgrade für Steinkohle-Dampfturbinen-KWA 53
Tabelle 4-2: Elektrische Nettowirkungsgrade für Erdgas-GuD-KWA..... 54
Tabelle 4-3: Elektrische Nettowirkungsgrade für Erdgas-Gasturbinen-KWA 55
Tabelle 4-4: Variation und Bandbreiten der Primärenergiepreise 57
Tabelle 4-5: Variation der zusätzlichen Primärenergiekosten 59
Tabelle 4-6: Variable Betriebs-und Wartungskosten von Steinkohle-Dampfturbinen-KWA..... 60
Tabelle 4-7: Variable Betriebs-und Wartungskosten von Erdgas-GuD-KWA..... 61
Tabelle 4-8: Variable Betriebs-und Wartungskosten von Erdgas-Gasturbinen-KWA..... 62
Tabelle 4-9: Parametervariationen für Minimum-Szenario 63
Tabelle 4-10: Parametervariationen für Maximum-Szenario..... 64
Tabelle 5-1: Modellierte Jahresstromproduktion der Szenarien im Jahr 2017 für die Region NO5 68

Anhang A

Tabelle A 1: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der biogasbetriebenen Kraftwerke 95
Tabelle A 2: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der biogasbetriebenen Kraftwerke 96
Tabelle A 3: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der deponiegasbetriebenen Kraftwerke 97
Tabelle A 4: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der deponiegasbetriebenen Kraftwerke 98
Tabelle A 5: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der erdgasbetriebenen Kraftwerke 99

Tabelle A 6: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der erdgasbetriebenen Kraftwerke 101
Tabelle A 7: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der klärgasbetriebenen Kraftwerke 103
Tabelle A 8: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der klärgasbetriebenen Kraftwerke 104
Tabelle A 9: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der abgasbetriebenen Kraftwerke 105
Tabelle A 10: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der abgasbetriebenen Kraftwerke 105
Tabelle A 11: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der kohlebetriebenen Kraftwerke 106
Tabelle A 12: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der kohlebetriebenen Kraftwerke 107
Tabelle A 13: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der heizölbetriebenen Kraftwerke 108
Tabelle A 14: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der heizölbetriebenen Kraftwerke 109
Tabelle A 15: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der leichtölbetriebenen Kraftwerke 110
Tabelle A 16: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der leichtölbetriebenen Kraftwerke 111
Tabelle A 17: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der siedlungsabfallbetriebenen Kraftwerke 112
Tabelle A 18: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der siedlungsabfallbetriebenen Kraftwerke 112
Tabelle A 19: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der holzbetriebenen Kraftwerke 113
Tabelle A 20: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der holzbetriebenen Kraftwerke 114

Anhang C

Tabelle C 1: Jahres-Schlusskurse von USD in € 119
Tabelle C 2: Umrechnungsfaktoren von ausgewählten Energieeinheiten 119
Tabelle C 3: Umrechnungsfaktoren von holzspezifischen Einheiten 120

Anhang D

Tabelle D 1: Zusätzliche Primärenergiekosten für Erdgas 121
Tabelle D 2: Zusätzliche Primärenergiekosten für Steinkohle 122
Tabelle D 3: Zusätzliche Primärenergiekosten für ölbasierte Primärenergieträger 123
Tabelle D 4: Zusätzliche Primärenergiekosten für Holz 124

Anhang E

Tabelle E 1: Elektrische Nettowirkungsgrade und variable OaM-Kosten je Kraftwerksanlage für das Disaggregations-Szenario 125

Anhang F

Tabelle F 1: Elektrische Nettowirkungsgrade für Steinkohle-Dampfturbinen-KWA in Abhängigkeit der Vintagegroupes 129
Tabelle F 2: Elektrische Nettowirkungsgrade für Erdgas-GuD-KWA in Abhängigkeit der Vintagegroupes 130
Tabelle F 3: Elektrische Nettowirkungsgrade für Erdgas-Gasturbinen-KWA in Abhängigkeit der Vintagegroupes 131

Abkürzungsverzeichnis

Bezeichnung	Beschreibung
Abb.	Abbildung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Bnetza	Bundesnetzagentur
bzw.	beziehungsweise
CC	Combined Cycle
CCS	Carbon Capture and Storage
DEA	Danish Energy Agency
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange
EFN	Energy Facts Norway
el.	elektrisch
Entsoe	European Network of Transmission System Operators for Electricity
et al.	et alii (lateinisch: „und andere“)
EUA	European Emission Allowances
GAMS	General Algebraic Modeling System
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GT	Gas turbine (engl.) = Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbinen
IC	Internal combustion
IEA	International Energy Agency
KWA	Kraftwerksanlage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LP	Lineares Optimierungsproblem bzw. lineare Optimierungsaufgabe
Max.	Maximal
MIP	Mixed-Integer Problem
OaM	Operation and Maintenance

OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
s.	siehe
ST	Steam turbine (engl.) = Dampfturbine
therm.	thermisch
u.	und
UBA	Umweltbundesamt
Vgl.	Vergleich(e)
z.B.	zum Beispiel

Symbolverzeichnis

Bezeichnung	Beschreibung
a	Jahr
CO_2	Kohlenstoffdioxid
€	Euro
GJ	Gigajoule (1 GJ = 10^9 J)
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 10^9 Wh)
kg	Kilogramm
kWh	Kilowattstunde (1 kWh = 10^3 Wh)
MJ	Megajoule (1 MJ = 10^6 J ≈ 0,000278 MWh)
MW	Megawatt (1 MW = 10^6 W)
MWh	Megawattstunde (1 MWh = 10^6 Wh)
NOK	Norwegische Krone
η_{el}	elektrischer Wirkungsgrad
SKE	Steinkohleeinheit
SRM	Schüttraummeter
t	Tonne (1 t = 1000 kg)
t SKE	Tonne Steinkohleeinheit
t TM	Tonne Trockenmasse
TOE	Ton of Oil Equivalent
TWh	Terawattstunde (1 TWh = 10^{12} Wh)
USD	US-Dollar

Kurzfassung

Norwegen ist mit ca. 98 % der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine bedeutende Energie-Nation Europas. Die Preise am Strommarkt bilden sich auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung. Bei der Modellierung von Elektrizitätsmarktmodellen und den daraus resultierenden kurzfristigen Grenzkosten thermischer Kraftwerke sind jedoch einige preisbeeinflussende Faktoren unsicher oder aber nicht bekannt. Jedoch spielen diese Grenzkosten eine wichtige Rolle bei der Bestimmung des Wasserwertes von Wasserspeichern. Die Auswirkungen der Veränderungen bestimmter Parameter auf die kurzfristigen Grenzkosten und damit auf die Strommarktpreise sollen in der vorliegenden Arbeit untersucht werden.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die technisch-ökonomischen Parameter thermischer Kraftwerke Norwegens sowie weitere Eingangsdaten recherchiert und in der Datenbank hinterlegt. Nachfolgend werden die elektrischen Nettowirkungsgrade, die Primärenergiepreise, die zusätzlichen Primärenergiekosten und die variablen Betriebs- und Wartungskosten gemäß realistischer Bandbreiten gegenüber den zuvor festgelegten Basiswerten in einem Minimum-, Maximum- und Disaggregations-Szenario variiert. Daraufhin werden die modellierten Strommarktpreise der Jahre 2017, 2015 und 2010 mit den historischen Preisen verglichen.

Dabei kann gezeigt werden, dass die modellierten Preise im Jahr 2017 mit 36,47 €/MWh im Basis-Szenario für die Regionen NO1, NO2, NO3 und NO5 in allen vier Regionen etwas über den historischen Preisen von 23,83 €/MWh bis 29,53 €/MWh liegen. In der Region NO4 belaufen sich die modellierten Werte auf 1,50 €/MWh, was durch die überwiegende Erzeugung aus Wasserkraft zu begründen ist. Die modellierten Preise für das Minimum-, Maximum- und Disaggregations-Szenario weichen nur leicht von den Werten des Basis-Szenario ab. Im Jahr 2015 hingegen fallen die modellierten Preise mit 371,14 €/MWh im Minimum-Szenario bis 453,32 €/MWh sehr viel höher aus als die historischen Strommarktpreise von 14,82 €/MWh bis 21,28 €/MWh. Diese hohen Preise könnten durch die Anfahrprozesse und damit verbundenen Anfahrkosten diverser Anlagen erklärt werden. Des Weiteren finden die hinterlegten Pumpspeicherkraftwerke, bis zum jetzigen Zeitpunkt der Arbeit, bei der Modellierung keine Anwendung. Die Konstanz der modellierten Werte über alle Stunden eines Jahres ist durch die, bis zum jetzigen Zeitpunkt, hohe Flexibilität der Wasserkraft aufgrund fehlender Restriktionen, zu begründen. Darüber hinaus können die Importpreise aus Drittländern sowie die Stromübertragungen zwischen den Regionen eine wichtige Rolle für das Strompreisniveau spielen.

Abstract

Norway is an important energy nation in Europe with about 98% of the annual electricity production from renewable energies. Prices on the electricity market are based on the short-term marginal costs of production. However, some factors that influence the prices and the resulting factors of electricity market models are uncertain or unknown. However, these marginal costs play an important role in determining the water value of water reservoirs. The effects of changes in certain parameters on short-term marginal costs and thus on electricity market prices will be examined in this paper.

Within the scope of this work, the technical-economic parameters of thermal power plants in Norway as well as further input data are researched and stored in the database. In the following, the net electrical efficiencies, the primary energy prices, the additional primary energy costs and the variable operating and maintenance costs are varied according to realistic ranges in a minimum, maximum and disaggregation scenario. The modelled electricity market prices for 2017, 2015 and 2010 are then compared with the historical prices.

It can be shown that the modelled prices in 2017 of 36.47 €/MWh in the base scenario for the regions NO1, NO2, NO3 and NO5 are slightly above the historical prices of 23.83 €/MWh to 29.53 €/MWh. In region NO4 the modelled values amount 1.50 €/MWh, which can be explained by the predominance of hydropower generation. The modelled prices for the minimum, maximum and disaggregation scenarios deviate only slightly from the values of the baseline scenario. However, in 2015, the modelled prices of 371.14 €/MWh in the minimum scenario up to 453.32 €/MWh are much higher than the historical electricity market prices of 14.82 €/MWh to 21.28 €/MWh. These high prices could be explained by the start-up processes and the associated start-up costs of various plants. In addition, the deposited pumped storage power plants have not been used in the modelling up to the present time of work. The constancy of the modelled values over all hours of a year can be explained by the high flexibility of hydropower due to the lack of restrictions. In addition, import prices from third countries and electricity transfers between regions can play an important role in the electricity price level.

1 Einleitung

Im Folgenden sollen der Hintergrund und die Motivation für die vorliegende wissenschaftliche Arbeit erläutert, sowie die Zielsetzung der Arbeit definiert werden. Nachfolgend wird ein kurzer Überblick über den Aufbau der Arbeit gegeben.

1.1 Motivation und Hintergrund der Arbeit

Norwegen ist basierend auf einer einzigartigen Ressourcenbasis eine bedeutende Energie-Nation Europas. Mit ca. 98 % der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) hat Norwegen den höchsten Anteil in Europa. 95,8 % der Stromproduktion im Jahr 2017 entfielen dabei allein auf Wasserkraft, ergänzt durch 1,9 % Windkraft und 2,1 % aus thermischen Kraftwerken (IEA, 2018A). Dennoch sind die durchschnittlichen norwegischen Strompreise am Day-Ahead Markt, abgesehen von sehr wind- und wasserreichen Jahren, nicht gravierend niedriger als die deutschen Strommarktpreise (NORD POOL, 2018A und FRAUNHOFER ISE, 2018). Trotz des sehr geringen Anteils thermischer Erzeugung, hat dieser einen großen Einfluss auf das norwegische Strompreisniveau, was sich durch die Opportunitätskosten der Wasserspeicher begründen lässt (JAHNS ET AL., 2019). Folglich stellt sich die Frage, welche Einflussfaktoren und in welchem Ausmaß diese die Preisbildung beeinflussen. Die Preise an Energiemärkten mit vollständiger Konkurrenz bilden sich auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung (HUFENDIEK, 2018). Bei erneuerbaren Energien belaufen sich diese, im Vergleich zur fossilen thermischen Energieerzeugung, auf nahezu null (BLESL ET AL., 2010). Bei der Modellierung von Elektrizitätsmarktmodellen und den daraus resultierenden kurzfristigen Grenzkosten und Strommarktpreisen sind jedoch einige Faktoren, die preisbeeinflussend sind, insbesondere bei konventionellen thermischen Kraftwerken, unsicher oder aber nicht verfügbar. Zu den preisbeeinflussenden Faktoren hinsichtlich der kurzfristigen Grenzkosten zählen beispielweise Kosten für gewisse Primärenergieträger, Transportkosten der Energieträger, CO_2-Kosten, Anfahrkosten, Einsatznebenkosten, technologiespezifische Wirkungsgrade und Kraftwerksverfügbarkeiten sowie deren Einsatzmöglichkeiten. Die Grenzkosten thermischer Kraftwerke beeinflussen maßgeblich den Wasserwert von Wasserspeichern. Werte für die genannten Bestimmungsfaktoren werden im ersten Schritt der Arbeit, anhand von Literaturwerten, recherchiert und festgelegt. Die Problematik der Unsicherheit durch komplexe Sachverhalte sowie die Schwierigkeit bei der Datenerhebung und Datenauswertung und der damit verbundenen unzureichenden Abdeckung realer Mechanismen wurde bereits in früheren Arbeiten geäußert und diskutiert (Vgl. DANIEL ET AL., 2011 und SWIDER ET AL., 2007 und LANG, 2007). Laut LANG (2007) und SWIDER ET AL. (2007) können Veränderungen der zuvor genannten Parameter, insbesondere zu Zeiten hoher Nachfrage, signifikante Auswirkungen auf die kurzfristigen Grenzkosten und die daraus resultierenden Strommarktpreise haben und bei unzureichender Erfassung der Parameter zu einer Fehleinschätzung führen.

1.2 Zielsetzung der Arbeit

Die Auswirkungen der zuvor genannten Faktoren auf die kurzfristigen Grenzkosten und damit die Strommarktpreise sollen in der vorliegenden Arbeit für die Jahre 2017, 2015 und 2010 mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen, basierend auf dem bestehenden Strommarktmodell E2M2, untersucht werden. Dabei soll speziell auf die thermischen Kraftwerke eingegangen werden. Diesbezüglich werden die einzelnen Bestimmungsfaktoren gemäß realistischer Bandbreiten in einem Minimum-, Maximum- und Disaggregations-Szenario gegenüber den gegebenen Basiswerten, dem Basis-Szenario, variiert. Dabei wird insbesondere auf die Bestimmungsfaktoren: elektrischer Nettowirkungsgrad, Primärenergiepreise, zusätzliche Primärenergiekosten und die variablen Betriebs- und Wartungskosten (*Operation and Maintenance (OaM)-costs*), eingegangen. Die anhand der variierenden Faktoren entstehenden Strommarktpreise, die aus den kurzfristigen Grenzkosten resultieren, werden abschließend mit den historischen Strompreisen Norwegens verglichen. Die durch die Sensitivitätsanalysen gewonnenen Erkenntnisse könnten in nachfolgenden Untersuchungen dazu dienen, die Auswirkungen der Variationen bestimmter Faktoren auf Strommarktpreise genauer zu verstehen. Des Weiteren können die im Rahmen der Szenarien recherchierten Daten für zukünftige Untersuchungen genutzt werden.

1.3 Aufbau der Arbeit

Auf die in der Einleitung vorgestellte Zielsetzung der Arbeit folgt im ersten Teil des zweiten Kapitels ein Überblick der norwegischen energetischen Kennzahlen. Daraufhin werden der norwegische Strommarkt und die Strompreisbildung beschrieben. In Kapitel 3 werden die für diese Arbeit relevanten Bestandteile des E2M2-Modells erklärt. Hierzu sind insbesondere die hinterlegten Daten, die wesentlichen Restriktionen und die Kostenstrukturen zu nennen. In Kapitel 4 erfolgt eine Erläuterung der Parametervariationen sowie deren mögliche Bandbreiten. Anschließend werden die vier Szenarien der Sensitivitätsanalysen Basis, Minimum, Maximum und Disaggregation beschrieben. Im nachfolgenden Kapitel werden die Ergebnisse der modellierten Szenarien dargestellt und die gewonnenen Erkenntnisse über die Auswirkungen bestimmter Parametervariationen auf die Strommarktpreise erläutert. Der letzte Abschnitt dieses Kapitels dient der kritischen Auseinandersetzung mit den ermittelten Ergebnissen. In Kapitel 6 werden abschließend die grundsätzlichen Aspekte der Arbeit zusammengefasst und ein Ausblick auf die zukünftigen Untersuchungsgebiete hinsichtlich der Szenarien und des Modells gegeben.

2 Energetische Grundlagen Norwegens

Im folgenden Kapitel werden die theoretischen energetischen Grundlagen und Kennzahlen erläutert, die für das spätere Verständnis der Arbeit notwendig sind. Im ersten Abschnitt werden die norwegischen Energiekennzahlen diskutiert, wobei insbesondere auf die Stromproduktion eingegangen wird. Darauf folgen der Aufbau und die Funktion des norwegischen Strommarkts.

2.1 Norwegische Energiekennzahlen

Norwegen nimmt basierend auf einer einzigartigen Ressourcenbasis hinsichtlich der Stromerzeugung eine bedeutende Stellung in Europa und der Welt ein. Das Land besitzt 20 % der europäischen Wasserkraft, 60 % der europäischen Ölressourcen und 40 % der Gasressourcen in Europa (ENERGINORGE, 2018A). Aufgrund dieser hohen Primärenergieressourcen hat sich Norwegen zu einem äußerst wichtigen Energieproduzenten entwickelt. Norwegen ist nach den USA, Kanada und Australien der viertgrößte Gesamtenergieproduzent der International Energy Agency (IEA)-Mitgliedstaaten (IEA, 2017A).

Jedoch nimmt Norwegen nicht nur durch den hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion, sondern auch durch die enorme Speicherkapazität von mehr als 86 TWh, was ca. 70 % des jährlichen Stromverbrauchs entspricht (EFN, 2018A), eine einzigartige Rolle im Rahmen der europäischen Energiewende ein. Die gesamte norwegische Stromerzeugung von 149,25 TWh im Jahr 2017 (IEA, 2018A) ist nicht einmal ein Viertel der deutschen jährlichen Gesamtproduktion von rund 655 TWh, von der 33,3 % aus erneuerbaren Energien stammt (BMWI, 2018). Eine detaillierte Aufteilung der norwegischen Stromerzeugung nach Energieträger ist in Tabelle 2-1 aufgelistet.

Tabelle 2-1: Norwegische Stromerzeugung nach Energiequellen für das Jahr 2017 (Daten aus IEA, 2018A)

Energiequelle	Stromerzeugung [TWh]	Prozentualer Anteil [%]
Total	149,25	-
Wasserkraft	142,99	95,8
Windkraft	2,85	1,9
Thermische Kraftwerke	3,13	2,1
Kohle	0,19	-
Öl	0,03	-
Erdgas	2,52	-
Biokraftstoffe & Abfälle	0,39	-
Andere (z.B. Wellen- & Meeresenergie)	0,28	0,2

Abb. 2-1 zeigt die Aufteilung der norwegischen Stromproduktion nach Energiequellen. Im Jahr 2017 erzeugte Norwegen 95,8 % des Stroms aus Wasserkraft. Weitere 1,9 % stammten aus Windkraft und 2,1 % aus thermischen Kraftwerken, wobei die thermische Stromproduktion aus einer Vielzahl von Energietechnologien, im Wesentlichen aber von Gaskraftwerken, gedeckt wird (IEA, 2018A). Norwegen ist auf Platz eins der Länder mit dem höchsten Anteil an Wasserkraft an der gesamten Stromerzeugung (IEA, 2017B). Aufgrund der großen Wasserkraftressourcen kann Norwegen weitestgehend auf fossile Primärenergieträger verzichten, obwohl keine Kernenergie zur Energieversorgung genutzt wird (IEA, 2017A).

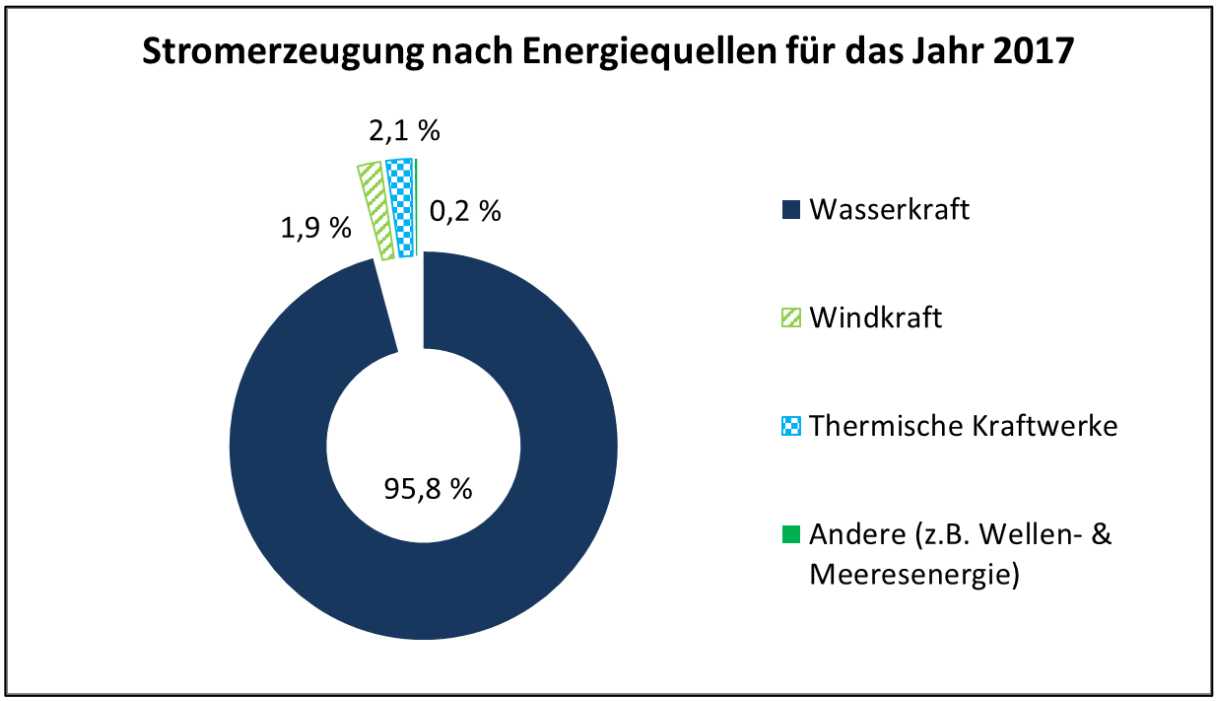

Abb. 2-1: Stromerzeugung nach Energiequellen für das Jahr 2017

(Eigene Darstellung, Daten aus IEA, 2018A)

Abb. 2-2 zeigt deutlich, dass die Stromerzeugung aus Wind- und Wasserkraft in Norwegen seit 1990 deutlich zugenommen hat. Insbesondere hinsichtlich der Windenergienutzung gab es seit 2002 eine enorme Steigerung von nahezu 0 GWh/Jahr auf über 2.000 GWh/Jahr, was auf einem hochgradigen Ausbau der installierten Windkraft-Kapazität durch neue zusätzliche Windenergieanlagen beruht (IEA, 2018B). Aber auch hinsichtlich der Wasserkraftproduktion konnte im Jahr 2016 der höchste Wert seit 1990 verzeichnet werden (IEA, 2018B).

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien soll weiter gesteigert werden. Hierzu trat Norwegen 2012 dem schwedischen Stromzertifikatmarkt bei (STATNETT, 2016). Mit Hilfe dieses Marktes wollen Schweden und Norwegen ihre Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 um 28,4 TWh erhöhen (STATNETT, 2016). Für jedes erzeugte Megawatt aus EE erhalten die Stromerzeuger ein Zertifikat (IEA, 2017A). Diese Zertifikate können auf einem Markt verkauft werden, in dem der Preis durch Angebot und Nachfrage bestimmt ist

(IEA, 2017A). Auf diese Weise erhalten die Stromproduzenten ein zusätzliches Einkommen ergänzend zum Strompreis (IEA, 2017A).

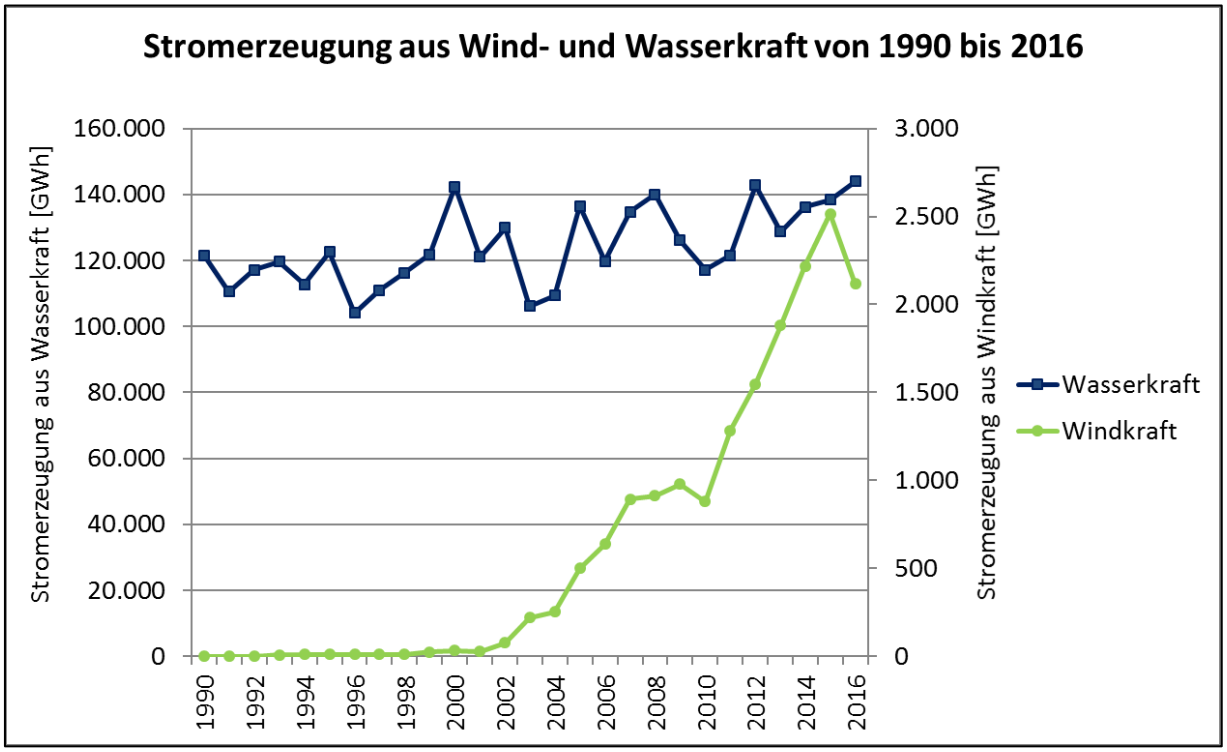

Abb. 2-2: Stromerzeugung aus Wind- und Wasserkraft in Norwegen von 1990 bis 2016

(Eigene Darstellung, Daten aus IEA, 2018B)

Norwegen besitzt rund 1.660 Wasserkraftwerke und ist nach China, Kanada, Brasilien, den USA und Russland der sechstgrößte Wasserkraftproduzent der Welt (EFN, 2018A). Allein das größte Wasserreservoir Norwegens, mit dem Namen Blåsjø, hat eine Kapazität von 7,8 TWh (EFN, 2018A). Durch den dominierenden Anteil an Wasserkraft im Strommix hat Norwegen eine sichere und stabile Basis für dessen Stromerzeugung. Gewiss besteht ein unmittelbarer Zusammenhang zwischen der Niederschlagsmenge, dem damit verbundenen Füllstand der Wasserreservoire und der Stromerzeugung sowie der Strompreisentwicklung. Dennoch ist die Stromerzeugung aus Wasserkraft geringeren jahres- und tageszeitlichen Schwankungen unterworfen als aus Solar- oder Windenergie. Dies liegt daran, dass die Speicherkapazität sehr hoch ist. Folglich können durch den Einsatz von Speicherbecken die Wasserkraftwerke auch bei geringem Zulauf und geringen Niederschlägen Strom erzeugen (EFN, 2018A). Damit hat Norwegen einen Vorteil hinsichtlich der Versorgungssicherheit und Flexibilität gegenüber Ländern, deren erneuerbare Stromerzeugung größtenteils auf volatilen erneuerbaren Energien (wie Wind- und Solarenergie) basiert, wie es zum Beispiel in Deutschland der Fall ist.

Prinzipiell exportiert Norwegen stets mehr Strom als es importiert. Im Jahr 2017 exportierte das Land rund 14 % seines produzierten Stroms an die Niederlande, Dänemark und Schweden, sowie einen geringen Teil an Finnland, wohingegen nur ca. 4 % importiert wurden

(ENTSOE, 2018). Nicht ganz die Hälfte des exportierten Stroms ging 2017 nach Schweden. Dies erklärt sich dadurch, dass zwischen den schwedischen und norwegischen Marktgebieten eine hohe Übertragungsleistung existiert, die für eine effiziente Verbindung der beiden Marktgebiete sorgt (ENTSOE, 2018).

Allerdings produziert Norwegen nicht nur sehr viel Strom, sondern auch die Einwohner des Landes verbrauchen übermäßig viel Strom. Abb. 2-3 zeigt den Verlauf des Stromverbrauchs pro Kopf von 1990 bis 2016 für Norwegen und Deutschland. Mit einem Pro-Kopf-Strom-Verbrauch von 23,69 MWh/Kopf im Jahr 2016 liegt Norwegen weit über dem internationalen Durchschnitt der Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD) und auch weit über dem deutschen Durchschnitt von 6,96 MWh/Kopf (IEA, 2018B).

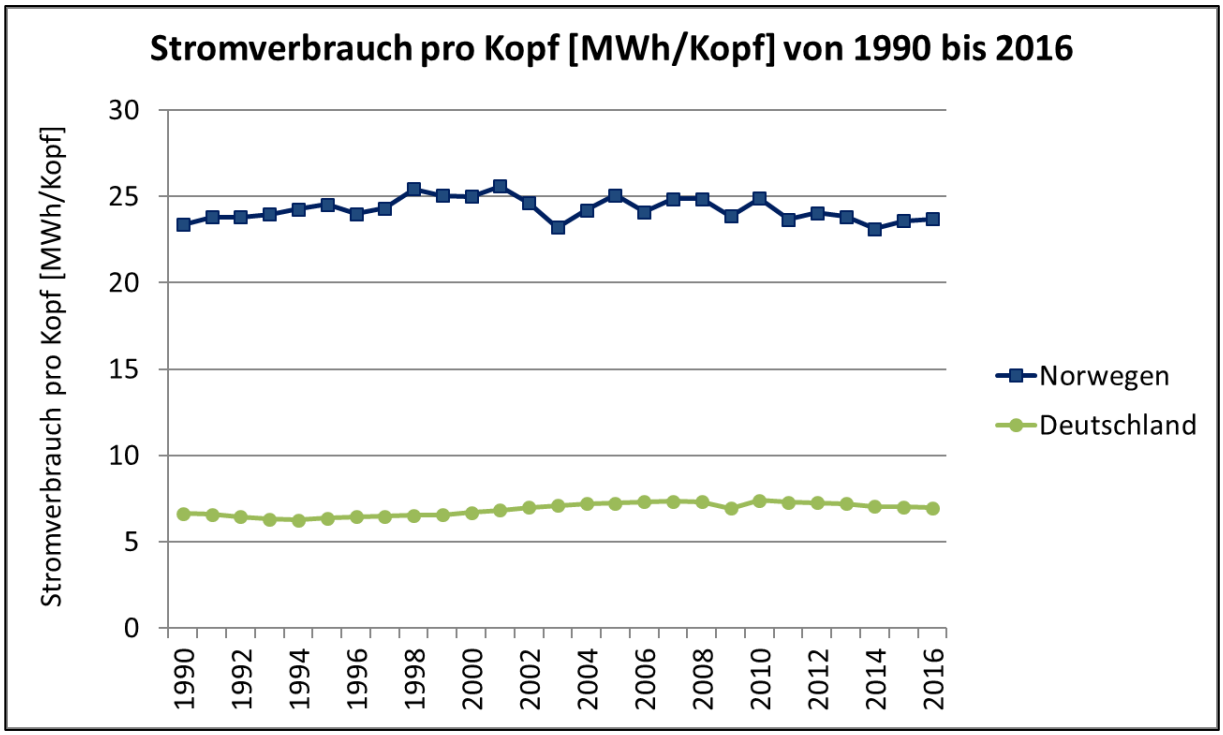

Abb. 2-3: Stromverbrauch pro Kopf für Norwegen und Deutschland von 1990 bis 2016

(Eigene Darstellung, Daten aus IEA, 2018B)

Die Elektrizität stellt in Norwegen im Rahmen der Industrie, in Dienstleistungsbetrieben und auch in privaten Haushalten den wichtigsten Energieträger dar und machte im Jahr 2015 mit 46 % daher fast die Hälfte des Gesamtenergieverbrauchs aus (s. Abb. 2-4). Norwegen verbraucht doppelt so viel Strom, anteilig am Gesamtenergieverbrauch, als andere IEA-Mitgliedsländer und ist damit das stromintensivste Land der IEA-Mitgliedsstaaten (IEA, 2017A). Lediglich der Transportsektor wird weiterhin von Öl dominiert (s. Abb. 2-4). Jedoch ist auch hier durch die steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen eine Zunahme des Elektrizitätsbedarfs zu verzeichnen (IEA, 2017A). Rund jedes vierte Fahrzeug, der im Jahr 2015 verkauften Neuwagen in Norwegen, war vollelektrisch (IEA, 2016). Strom steht in Norwegen in so hohem Maße zu Verfügung, dass sogar 98 % der Privathaushalte über elektrische Heizsys-

teme verfügen und ca. 20 % ausschließlich mit Elektrizität heizen (GRØNNING, 2011), obwohl dies aus exergetischer Sicht äußerst ineffizient ist.

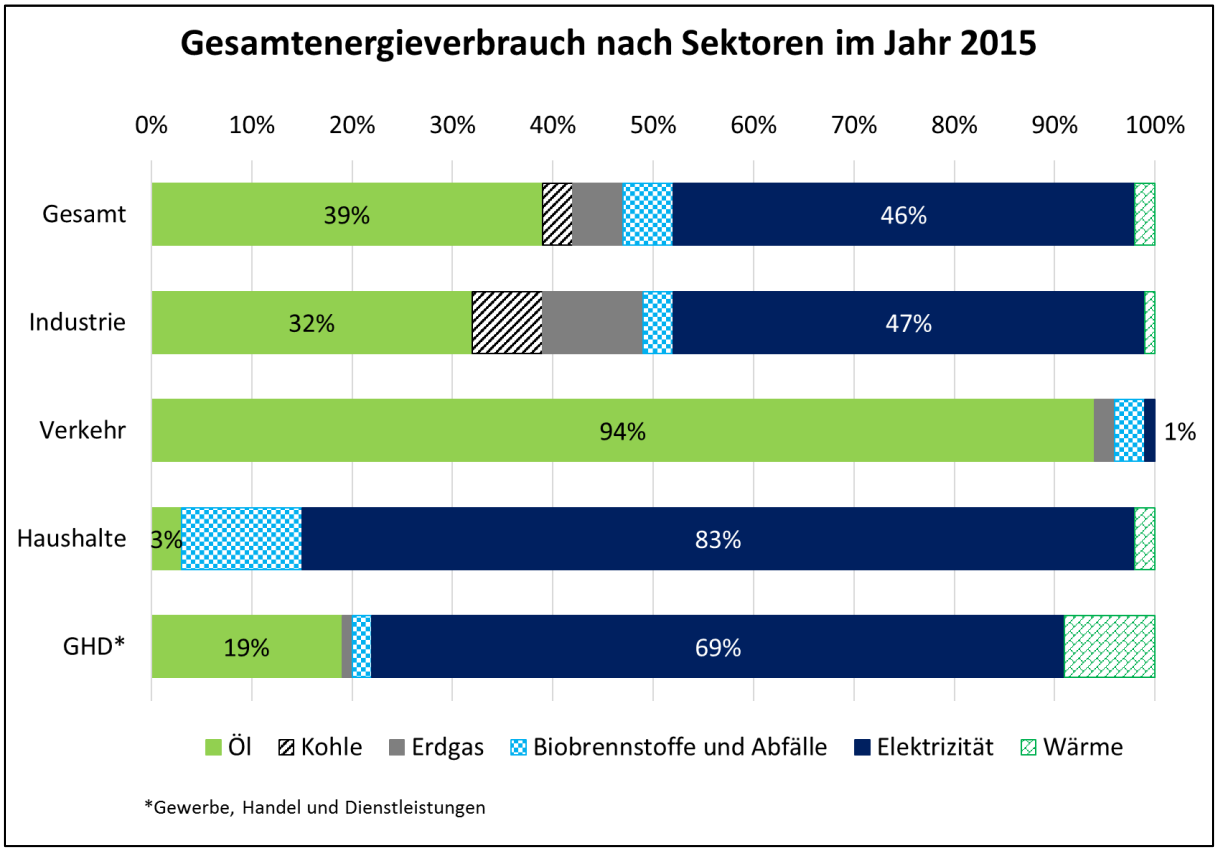

Abb. 2-4: Norwegischer Gesamtenergieverbrauch nach Sektoren im Jahr 2015

(Eigene Darstellung, Daten aus IEA, 2017A)

Trotz des sehr hohen Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, die mit geringen Grenzkosten verbunden sind, zeigt Abb. 2-5, dass die norwegischen jahresdurchschnittlichen Strompreise am Day-Ahead Markt nicht deutlich unter den deutschen Preisen liegen. Ausgenommen hiervon sind die sehr wasserreichen Jahre 2012 und 2015. In diesen Jahren liegt der Preis deutlich unter dem deutschen Preisniveau. Des Weiteren fällt auf, dass die deutschen und norwegischen Durchschnittspreise nahezu demselben Verlauf folgen, abgesehen von den Jahren 2010 und 2013. Die Funktion des Day-Ahead Markts wird unter Abschnitt 2.2.2 erklärt.

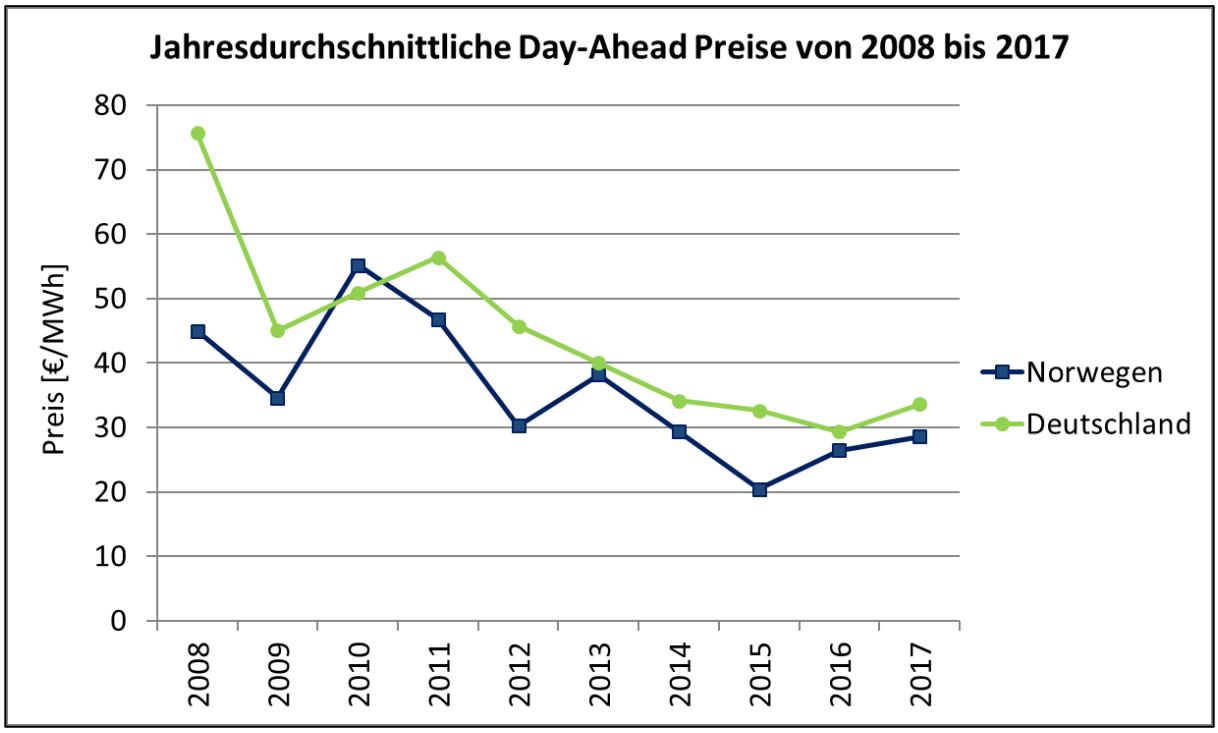

Abb. 2-5: Jahresdurchschnittliche Day-Ahead Preise für Norwegen und Deutschland

(Eigene Darstellung, Daten aus NORD POOL, 2018A und FRAUNHOFER ISE, 2018)

2.2 Aufbau und Funktion des norwegischen Stromgroßhandelsmarkts

Um ein Verständnis für die spätere Modellierung der Strommarktpreise und die beeinflussenden Faktoren zu bekommen, ist es sinnvoll zunächst die grundlegenden Mechanismen des Stromgroßhandelsmarkts in Norwegen zu erläutern.

Bei Strom handelt es sich um „eine Ware, die soweit standardisiert ist, dass zwischen zwei Angeboten der Ware keine Unterschiede festzustellen sind […].“ (HUFENDIEK, 2018, S.12). Das bedeutet, dass Strom nicht differenzierbar ist und der Endverbraucher nicht unterscheiden kann, ob die gekaufte Strommenge aus erneuerbaren Energien oder fossilen Brennstoffen produziert wurde (HUFENDIEK, 2018). Aufgrund der fehlenden Speicherbarkeit von Strom selbst, ist eine stetige und unmittelbare Verbindung zwischen Lieferung und Erzeugung physikalisch unumgänglich (HUFENDIEK, 2018). In Anbetracht dieser Eigenschaft hat sich ein Erzeugungssystem etabliert, welches an das Verbraucherverhalten angepasst ist (KUHN, 2011).

2.2.1 Generelle Preisbildung an Strommärkten

In einem Marktgleichgewicht bestimmen die Grenzkosten die Angebotsfunktion und damit den Strompreis (HUFENDIEK, 2018). Unter Grenzkosten werden die Kosten verstanden, die für die nächste zu produzierende Einheit, das heißt die nächste MWh Strom, notwendig sind (KONSTANTIN, 2013). Bei thermischen Kraftwerken setzen sich die Grenzkosten im Wesentlichen aus den Brennstoffkosten, den Einsatznebenkosten, den Kosten für die CO_2-Emissionszertifikate und möglichen An- und Abfahrkosten zusammen (DANIEL ET AL., 2011).

Letztere fallen für thermische Kraftwerke sehr hoch aus, weshalb es für Kraftwerksbetreiber wirtschaftlicher sein kann, Strom unter ihren kurzfristigen Grenzkosten anzubieten, um ein Herunterfahren der Anlage zu vermeiden (HUFENDIEK, 2018). Die Grenzkosten dienen dazu, die kostenoptimale Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (*merit order*) bei zunehmender Last, zu erstellen (KONSTANTIN, 2013).

Die Merit Order gibt die aufsteigende Einsatzreihenfolge der Kraftwerke wieder. Kraftwerke mit den niedrigsten Grenzkosten werden als erstes zur Stromproduktion genutzt, um die Nachfrage zu befriedigen (GRUET, 2011). Ist die Kapazität dieser Kraftwerke erschöpft, so muss ein neues Kraftwerk zugeschalten werden, um die zusätzlich nachgefragte Stromeinheit liefern zu können (GRUET, 2011). Die Grenzkosten des teuersten gerade noch zur Lastdeckung eingesetzten Kraftwerks legen den Marktpreis für alle Anbieter fest (DANIEL ET AL., 2011). Um den Strompreis möglichst niedrig zu halten, wird folglich das Kraftwerk mit den nächsthöheren Grenzkosten zugeschaltet. Besteht nun eine höhere Kapazität einer günstigen Energieerzeugungstechnologie (z.B. EE-Technologie), so kann auch eine steigende Nachfrage bei gleichbleibendem Preis gedeckt werden, da kein neues teureres Kraftwerk zugeschaltet werden muss. Eine Senkung des Spotmarktpreises durch eine Zunahme von EE-Kapazitäten (z.B. Windenergie) wird als Merit-Order-Effekt bezeichnet (s. Abb. 2-6) (GRUET, 2011).

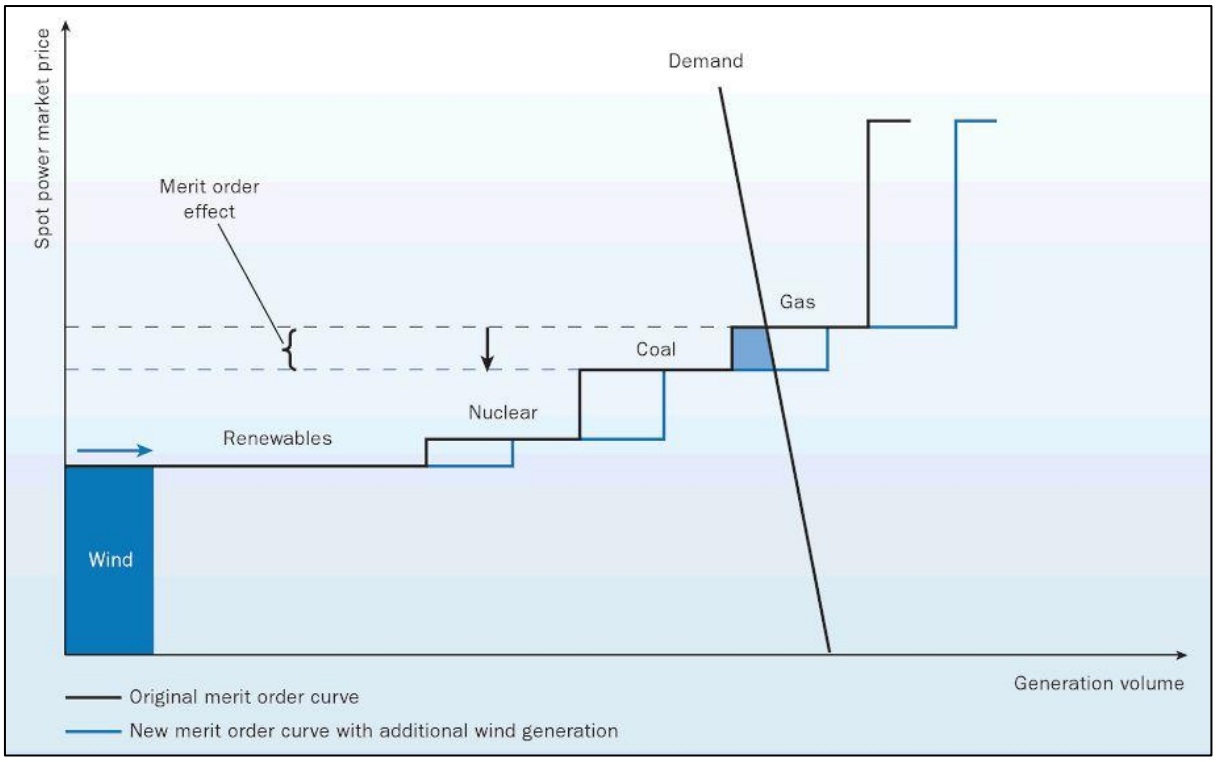

Abb. 2-6: Grafische Darstellung zur Veranschaulichung des Merit-Order-Effekts (GRUET, 2011)

Für eine dauerhafte Stabilität ist es jedoch notwendig, dass die Stromerzeuger nicht nur ihre kurzfristigen Grenzkosten decken (HUFENDIEK, 2018). Sie müssen auf langfristige Sicht in

der Lage sein ihre Anlagen-Vollkosten, also sowohl fixe als auch variable Kosten einzunehmen (HUFENDIEK, 2018).

In Strommärkten mit hohen Speicherkapazitäten, wie es in Norwegen der Fall ist, spielen neben den Grenzkosten der thermischen Kraftwerksanlagen (KWA) auch die Opportunitätskosten eine entscheidende Rolle. Unter Opportunitätskosten werden in der Ökonomie die Kosten entgangener Gewinne verstanden, die durch nicht wahrgenommene Möglichkeiten entstehen (PIEKENBROCK & HENNIG, 2013). Die Entscheidung ob ein Wasserspeicher jetzt oder zu einem späteren Zeitpunkt zur Stromerzeugung genutzt wird, geschieht unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten (SANDSMARK & TENNBAKK, 2010). Der Wasserspeicherbetreiber muss entscheiden, ob er das gespeicherte Wasser zum jetzigen Zeitpunkt zur Stromerzeugung nutzt, oder aber zu einem späteren Zeitpunkt, zu dem er möglicherweise höhere Erlöse erzielen könnte (JAHNS ET AL., 2019). Diese Entscheidung basiert auf den Strompreiserwartungen, die vom Nachfrageverhalten, den erwarteten Zuflüssen und den Brennstoffpreisen beeinflusst werden (SANDSMARK & TENNBAKK, 2010). Der sogenannte Wasserwert bestimmt dabei die Opportunitätskosten der Speicherentnahme (JAHNS ET AL., 2019). Dieser ist definiert als der Wert der marginalen gespeicherten kWh (SANDSMARK & TENNBAKK, 2010). Folglich wird der Wasserwert durch die höheren Grenzkosten des preisbeeinflussenden thermischen Kraftwerks, auf Basis des Merit Order Ansatzes, beeinflusst (JAHNS ET AL., 2019). Des Weiteren ist der Kapazitätsfaktor des Speichers ein entscheidender Indikator für dessen Flexibilität und damit den Wasserwert (SANDSMARK & TENNBAKK, 2010). Aufgrund dessen hat der thermische Kraftwerkspark, trotz seines sehr geringen Anteils an der Stromerzeugung, einen wesentlichen Einfluss auf das gesamte norwegische Strompreisniveau. Denn auch wenn die thermischen Kraftwerke die Preise in nur wenigen Stunden festlegen, so können deren Grenzkosten den Strompreis in vielen Stunden des Jahres beeinflussen (JAHNS ET AL., 2019).

2.2.2 Der Nord Pool Spot Markt

Norwegen ist seit 1996 Bestandteil eines gemeinsamen nordischen Strommarktes mit Schweden, Dänemark und Finnland, genannt Nord Pool Spot (EFN, 2018B). Weitere Verbindungsleitungen zu Deutschland, den Niederlanden, Belgien, Frankreich, den baltischen Staaten, Polen und Russland kamen dazu, um eine weitere Integration in den europäischen Strommarkt zu gewährleisten (EFN, 2018B). Der Nord Pool Spot Markt ist ein Handelsplatz für Großabnehmer, an dem als Strombörse rund 70 % des norwegischen Stroms gehandelt wird (ENERGINORGE, 2018B). Rund 320 Kunden aus 20 verschiedenen Ländern handeln am Nord Pool Spot, wozu Stromerzeuger, Stromhändler und Stromlieferanten gehören (NORD POOL, 2018B).

DER DAY-AHEAD MARKT

Sowohl der Day-Ahead Markt Elspot, als auch der Intraday-Markt werden von Nord Pool angeboten. Der Day-Ahead Markt ist jedoch wesentlicher Bestandteil und umfasst den Großteil des von Nord Pool gehandelten Volumens (NORD POOL, 2018C). Am Day-Ahead Markt werden Verträge zwischen Käufer und Verkäufer für die Stromlieferung am folgenden Tag vereinbart und der Preis festgelegt (NORD POOL, 2018D).

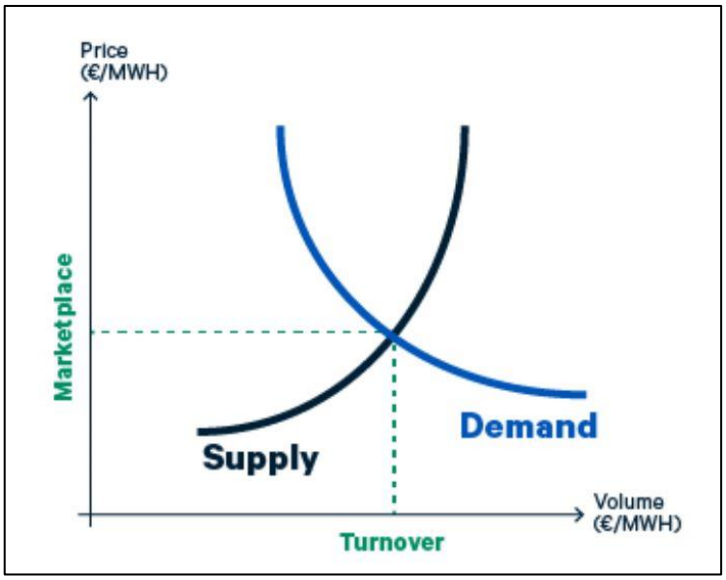

Abb. 2-7: Strompreisbildung auf Basis von Angebot und Nachfrage
(NORD POOL, 2018D)

Basis des Handels am Elspot Day-Ahead Markt ist eine Auktion. Die Frist für die Einreichung von Geboten ist 12:00 Uhr mitteleuropäische Zeit des Vortags (NORD POOL, 2018D). Der Verkäufer muss angeben, wie viel Strom er zu welchem Preis in jeder Stunde liefern kann (NORD POOL, 2018D). Dieser Preis ist in der Regel eng mit den Kraftwerksbetriebskosten verbunden (EFN, 2018B). Aus allen gegebenen Angeboten lässt sich eine Angebotskurve erstellen, bei der mit steigender Menge auch der Preis steigt (HUFENDIEK, 2018). Der Käufer hingegen muss abschätzen, wie viel Strom er stündlich benötigt und zu welchem Preis er bereit ist, die geforderte Strommenge zu bezahlen (NORD POOL, 2018D). Das Handelssystem leitet diese Informationen dann an ein Computersystem weiter. Dort werden alle eingegangenen Gebote sortiert und mit Hilfe eines Algorithmus der Strompreis berechnet (NORD POOL, 2018D). Der Schnittpunkt an dem sich Angebot und Nachfrage, das heißt Verkaufspreis und Kaufpreis schneiden, legt den stündlichen Strompreis, den sogenannten Gleichgewichtspreis, fest (s. Abb. 2-7) (NORD POOL, 2018D und HUFENDIEK, 2018).

DER INTRADAY-MARKT

Der Intraday-Markt wird dann genutzt, wenn zwischen der Schließung der Auktion des Day-Ahead Markts und der Stromlieferung am nächsten Tag Zwischenfälle auftreten (NORD POOL, 2018C). Dies kann zum Beispiel eine Veränderung der Wetterverhältnisse und einer damit einhergehenden steigenden Stromerzeugung aus Windkraftanlagen sein. Der Intraday-Markt dient dementsprechend als Ergänzung zum Day-Ahead Markt, um das nötige Gleichgewicht zu gewährleisten (NORD POOL, 2018C). Verkäufer und Käufer können dort Strommengen in Echtzeit jeden Tag rund um die Uhr bis eine Stunde vor Lieferung handeln (NORD POOL, 2018C). Durch den anwachsenden Anteil volatiler erneuerbarer Energien im Netz, gewinnt der Intraday-Markt zunehmend an Bedeutung, denn die Ungleichgewichte zwischen produzierter Strommenge und den Day-Ahead Verträgen müssen häufig ausgeglichen werden (NORD POOL, 2018C).

PREISZONEN

Die stündlichen Strompreise werden, wie zuvor erklärt, durch Angebot und Nachfrage bestimmt. Jedoch spielt auch die Übertragungskapazität eine wichtige Rolle (NORD POOL, 2018D). Mit Hilfe von Flächenpreisen werden mögliche Staus im Netz berücksichtigt (EFN, 2018B). Eine unterschiedliche Energiesituation in jeder Region sowie stündliche und jahreszeitliche Schwankungen, sind Ursachen für Staus im Netz (EFN, 2018B). Manche Regionen haben zum Beispiel ein Leistungsdefizit, während andere Regionen Leistungsüberschüsse aufweisen (EFN, 2018B). Die Flächenpreise schaffen in den verschiedenen Gebotszonen ein Gleichgewicht zwischen Verkaufs- und Kaufgeboten der Beteiligten (EFN, 2018B). Norwegen ist in fünf Gebotszonen unterteilt (s. Abb. 2-8). Der Flächenpreis wird so festgelegt, dass er in einem Gebiet mit einem Stromüberschuss niedriger ist, als in einem Gebiet mit einem Leistungsdefizit (EFN, 2018B). Folglich wird Strom von einem Niedrigpreisgebiet in ein Gebiet mit hohem Preis geliefert und damit die Stromversorgung an der Stelle erhöht, wo zuvor das Leistungsdefizit vorlag (EFN, 2018B). Die hier genannten Preiszonen NO1 bis NO5 spielen bei der späteren Auswertung des optimalen Kraftwerkseinsatzes und der entstehenden Kosten eine wichtige Rolle, da die Kraftwerke anhand ihres Standortes einer jeweiligen Region bzw. Preiszone zugeordnet sind. Diese Preiszonen haben sich über die Jahre hinweg von 2008 bis 2017 geändert, was bei der späteren Untersuchung der jeweiligen Jahre im Modell berücksichtigt werden muss.

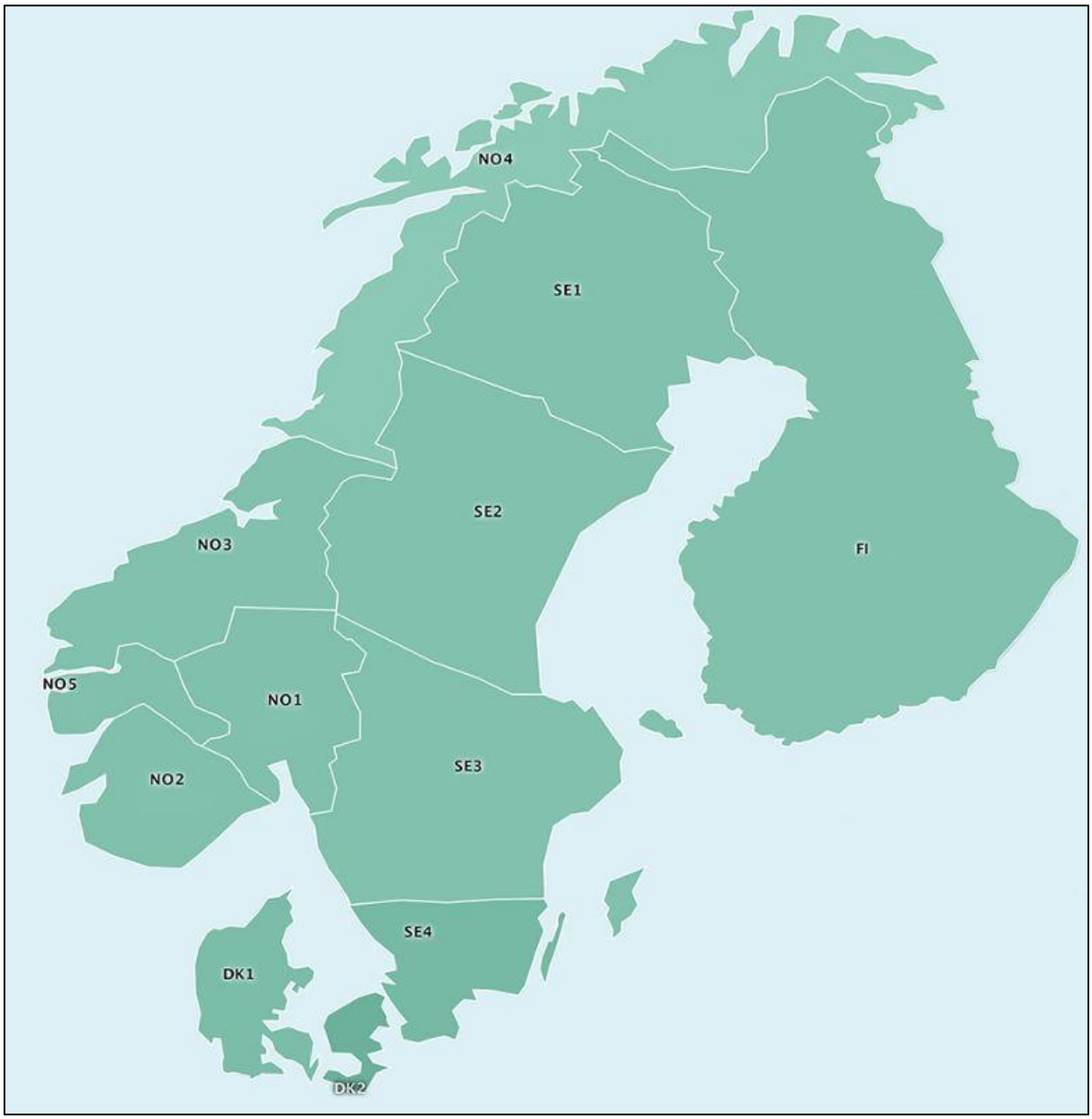

Abb. 2-8: Skandinavische Preiszonen im Nord Pool Spot Markt

(NORD POOL, 2018D)

3 Grundlagen des E2M2-Modells

In diesem Kapitel wird das bereits bestehende E2M2-Modell beschrieben und konkretisiert. Auf eine Einführung in die linearen Optimierungsmodelle in Abschnitt 3.1 folgt die Erklärung der groben Funktionsweise des E2M2-Modells. In Abschnitt 3.3 werden die wichtigsten Bestandteile des Modells erläutert. Hierbei wird insbesondere auf die, für diese Arbeit notwendigen und für die Sensitivitätsanalyse relevanten, Restriktionen und Kostenbestandteile eingegangen. Nachfolgend werden die implementierten Eingangsdaten aufgezeigt und erklärt.

3.1 Grundlagen der linearen Optimierung

Das für diese Arbeit vorliegende E2M2-Modell ist ein fundamentales Modell mit der Möglichkeit zur Modellierung des optimalen Kraftwerkseinsatzes und ist in der Programmiersprache General Algebraic Modeling System (GAMS) geschrieben. Das E2M2-Modell ist ein lineares Optimierungsmodell. Grundlegend geht es darum, eine lineare Zielfunktion (o*bjective function*), in diesem Fall die gesamten Kosten, zu minimieren und damit zu optimieren (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012). Die nachfolgenden Definitionen und Formulierungen sind BURKARD & ZIMMERMANN (2012) entnommen.

3.1.1 Das primale Problem

Durch einen Spaltenvektor $x \in \mathbb{R}^n$ mit den n Komponenten $x_1, x_2, \dots, x_n$ werden mögliche Lösungen der linearen Optimierungsaufgabe (LP), welche die Bedingungen $Ax \leq b$ und $x \geq 0$ erfüllen, beschrieben (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 15FF.) [1]:

$$\min_x \; c^T x \qquad x \in \mathbb{R}^n, \; c \in \mathbb{R}^n$$
$$Ax \leq b, \qquad x \geq 0. \tag{3-1}$$

Dabei ist c^T der Zeilenvektor, der durch Transposition des Spaltenvektors c gebildet wird (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 15). Zudem stellt A eine Matrix und b einen Vektor dar, die die Koeffizienten der Ungleichungen zusammenfassen (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 16):

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & \cdots & a_{mn} \end{pmatrix} \quad A \in \mathbb{R}^{n \times m} \quad \text{und} \quad b = \begin{pmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_m \end{pmatrix} \quad b \in \mathbb{R}^m. \tag{3-2}$$

Während des Lösens dieser Zielfunktion müssen Ungleichungen, sogenannte Restriktionen, welche die Zielfunktion einschränken, berücksichtigt werden (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012). Ein System besteht demzufolge aus m linearen Ungleichungen und n Nichtnegativi-

[1] In BURKARD & ZIMMERMANN (2012) ist das primale Problem als eine Maximierungsaufgabe formuliert, während hier eine Minimierungsaufgabe für das primale Problem formuliert wird.

tätsbedingungen (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012). Bei den Restriktionen handelt es sich um getroffene Rahmenbedingungen und technische Gegebenheiten, mit denen die realen Mechanismen des Energiemarktes weitestgehend abgebildet werden sollen (REMME, 2016). Auf diese Bedingungen wird in Abschnitt 3.3.1 genauer eingegangen. Die zahlreichen Restriktionen definieren die zulässige Menge (*feasible region*), in der das optimale Ergebnis der Zielfunktion liegt (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012).

Für den Lösungsvektor $x^* \in \mathbb{R}^n$ gilt:

$$c^T x^* = \min_x c^T x \,. \tag{3-3}$$

3.1.2 Das duale Problem

Zu jedem primalen linearen Optimierungsproblem gibt es ein duales Problem, das wie folgt beschrieben ist (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 101FF.) [2]:

$$\begin{aligned} \max_y \; & b^T y \qquad b \in \mathbb{R}^m, \;\; y \in \mathbb{R}^m \\ & A^T y \geq c, \quad y \geq 0. \end{aligned} \tag{3-4}$$

Unter den Voraussetzungen $\exists x: Ax \leq b \;\&\; x \geq 0 \;\&\; x < \infty$ gilt für den Zusammenhang zwischen den optimalen Werten des primalen Problems x^* und denen des dualen Problems y^* (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 103):

$$c^T x^* = b^T y^*. \tag{3-5}$$

Dabei ist x^* der Lösungsvektor von (3-1) und y^* der Lösungsvektor von (3-4).

3.1.3 Duale Variablen

Die m Einträge des Vektors y werden auch als duale Variablen bezeichnet. Diese geben unter bestimmten Voraussetzungen die Veränderung der Systemkosten bei marginaler Verschiebung der entsprechenden Restriktionen an. Dies soll im Folgenden kurz erläutert werden.

Der optimale Wert des primalen Optimierungsproblems nach (3-1), abhängig von b, wird wie folgt definiert (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 164):

$$z(b) = min\{c^T x | Ax \geq b, x \geq 0\}. \tag{3-6}$$

[2] In BURKARD & ZIMMERMANN (2012) ist das duale Problem als eine Minimierungsaufgabe formuliert, während hier eine Maximierungsaufgabe für das duale Problem formuliert wird.

Dabei gilt für den Definitionsbereich dieses Optimierungsproblems (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 164):

$$P(b) = \{x | Ax \geq b, x \geq 0\}. \tag{3-7}$$

Die Menge der Definitionsbereiche des Optimierungsproblems nach (3-1), abhängig von b, die nicht leer sind, wird wie folgt definiert: „Die Menge T, der Parameter, für die eine endliche Lösung existiert“ (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 165):

$$T = \{b | P(b) \neq \emptyset\}. \tag{3-8}$$

Ein Vektor $0 \neq d \in \mathbb{R}$ wird zulässig in Richtung $b \in T$ genannt, falls für ein $0 < \bar{\delta} \in \mathbb{R}$ gilt (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 166):

$$(b + \delta d) \in T \quad \text{für } \delta \in [0, \bar{\delta}]. \tag{3-9}$$

Der Definitionsbereich des dualen Optimierungsproblems nach (3-4), abhängig von b, kann folgendermaßen beschrieben werden (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 166):

$$\emptyset \neq D(b) = \{y | y^T A \leq c^T, y \geq 0\}. \tag{3-10}$$

Die Lösungsmenge des dualen Optimierungsproblems nach (3-4), abhängig von b, ist wie folgt definiert (Vgl. BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 165):

$$\emptyset \neq D^*(b) = \{g \in D(b) | b^T g = z(b)\}. \tag{3-11}$$

Für ein Element $b \in T$ und eine zulässige Richtung d in b existiert nach BURKARD & ZIMMERMANN (2012, S. 166) die Richtungsableitung von z in Richtung d mit:

$$z'(b, d) \coloneqq \lim_{\lambda \to 0_+} \frac{z(b + \lambda d) - z(b)}{\lambda} \tag{3-12}$$

und

$$z'(b, d) = max\{d^T y | y \in D^*(b)\}. \tag{3-13}$$

SCHATTENPREISE

Der Optimalitätsbereichskegel $T(g)$ wird wie folgt definiert (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 165):

$$T(g) = \{b \in T | b^T g = z(b)\}. \quad \textbf{(3-14)}$$

Falls $W_\varepsilon(b) \subset T(y^*)$ für ein hinreichend kleines $\varepsilon > 0$ gilt, so folgt $D^*(b) = \{y^*\}$ (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 168). Hierbei ist $W_\varepsilon(b)$ eine Epsilonumgebung um b. Dadurch folgt aus (3-12) und $d = (0,0,\dots,1,0,\dots 0)$ mit 1 an der i-ten Stelle $\frac{\partial z}{\partial b_i}(b) = (y^*)_i$ (BURKARD & ZIMMERMANN, 2012, S. 168). Damit gibt die duale Variable $(y^*)_i$ unter den oben genannten Voraussetzungen die Veränderung der Kosten bezüglich der Verschiebung der i-ten Restriktion an. Daher repräsentiert die duale Variable zugehörig zur Nachfragerestriktion, erklärt in Abschnitt 3.3.1, in dieser Arbeit den Strommarktpreis.

3.2 Funktionsweise des E2M2-Modells

Das in dieser Arbeit verwendete E2M2-Modell basiert auf einem volkswirtschaftlichen Ansatz. Das bedeutet, dass lediglich die spezifischen Betriebskosten, nicht aber die Kapitalkosten der Anlage über den Verkauf des erzeugten Stroms erwirtschaftet werden müssen (ROTH, 2008). Die grobe Funktionsweise des Elektrizitätsmarktmodells ist in Tabelle 3-1 dargestellt.

Tabelle 3-1: Funktionsweise des E2M2-Modells

Input
Norwegischer Kraftwerkspark mit technisch-ökonomischen Kennzahlen
Stromerzeugung aus EE (Windproduktion, Wasserzufluss in Reservoirs)
Übertragungsbeschränkungen innerhalb Norwegens
Import und Export außerhalb Norwegens
Nachfrageprofil für Strom
Primärenergieträgerpreise & zusätzliche Primärenergiekosten
CO_2-Preise
Berechnung

Lineares Optimierungsproblem
$\min_x c^T x \qquad x \in \mathbb{R}^n,\ c^T \in \mathbb{R}^n$
Restriktionen
$Ax \leq b,\ \ x \geq 0 \qquad A \in \mathbb{R}^{n \times m},\ b \in \mathbb{R}^m$
• Nachfragedeckung
• Linearisierte Anfahrprozesse
• Produktionsober- und Produktionsuntergrenze
• Wasserspeicherbedingungen
  • Anfangs- und Endfüllstände der Wasserspeicher
  • Füllstandbeschränkung der Wasserspeicher
  • Energiebilanz der Wasserspeicher
• Übertragungsbeschränkungen zwischen den Preiszonen

Output
Gesamte Systemkosten
Resultierende Strommarktpreise
Stromerzeugung
Import

3.3 Wichtige Bestandteile des Modells

Nachfolgend werden die wichtigsten Bestandteile des E2M2-Modells vorgestellt und erklärt. Auf eine kurze Erläuterung der relevanten Restriktionen im ersten Abschnitt folgt die Definition der Zielfunktion. Daraufhin werden die einzelnen Systemkostenbestandteile aufgezeigt. Für die in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Sensitivitätsanalysen sind an den Formulierungen des bestehenden E2M2-Modells keine Änderungen notwendig.

Im E2M2-Modell werden zur Formulierung zahlreiche tiefgestellte Symbole verwendet, die in Tabelle 3-2 kurz erklärt werden.

Tabelle 3-2: Erläuterung der tiefgestellten Symbole im E2M2-Modell

Tiefgestelltes Symbol	**Erläuterung des Symbols**
c	Betrachtetes Land c ∈ [NO].
elecs	Elektrischer Speicher elecs ∈ ELECS als Teil aller möglichen Stromspeicher ELECS, die keine Wasserkraftwerke sind (z.B. Batterien, Druckluftspeicher etc.).
f	Eingesetzter Brennstoff f ∈ F als Teil aller möglichen Brennstoffe F.
p	Modellierte Kraftwerksanlage/Kraftwerksgruppe p ∈ P als Teil des gesamten Kraftwerksparks P.
p_{hydro}	Modellierte Wasserkraftanlage p_{hydro} ∈ P als Teil des gesamten Kraftwerksparks P.
p_{th}	Modellierte thermische Kraftwerksanlage/Kraftwerksgruppe p_{th} ∈ P als Teil des gesamten Kraftwerksparks P.
pe	Eingesetzter Primärenergieträger pe ∈ PE als Teil aller möglichen Primärenergieträger PE.
r	Betrachtete Region r ∈ [NO1:NO5].
r1	Andere Region r1 ∈ [NO1:NO5] ungleich der Region r.
r_{imp}	Region r_{imp} ∈ R_{imp} aus der Strom in die betrachtete Region importiert wird.
subt	Subtype subt ∈ SUBT als Teil aller möglichen Subtypes SUBT.
t	Betrachtete Stunde t ∈ [1:8760].
t1	Betrachteter Zeitschritt t+1 ∈ T1 als Teil aller möglichen Zeitschritte T1.
y	Betrachtetes Jahr y ∈ [2008:2017].

3.3.1 Restriktionen

Bei den im Modell formulierten Restriktionen handelt es sich um getroffene Rahmenbedingungen und technische Gegebenheiten, die die realen Mechanismen des Elektrizitätsmarktes weitestgehend abbilden sollen (REMME, 2016). Da es sich um ein lineares Optimierungsmodell handelt, müssen alle Gleichungen und Ungleichungen linear formuliert werden, auch wenn dies mit Abweichungen von realen Begebenheiten verbunden ist. Die wichtigsten Restriktionen werden nachfolgend vorgestellt und kurz erläutert. In der vorliegenden Arbeit wird ohne Reserveleistung gerechnet, sodass bei der Formulierung der Restriktionen die Bestandteile, welche die Reserve betreffen, vernachlässigt werden.

NACHFRAGEDECKUNG

Bei der Nachfragedeckung handelt es sich um eine zeitabhängige Restriktion. Diese Bedingung gilt für die Nachfrage in jeder einzelnen Region. Die Summe der erzeugten elektrischen Energie aller möglichen Kraftwerksanlagen einer Region, zuzüglich der Importe bzw. Übertragungen aus anderen Regionen und Drittländern, zuzüglich der Stromerzeugung von Onshore-Windenergieanlagen muss die Nachfrage der jeweiligen Region zu jedem möglichen Zeitpunkt t decken. Abgezogen werden die eingespeicherten Energiemengen in elektrischen Speichern und Wasserkraftanlagen und die Exporte in andere Regionen und Drittländer. Die Nachfragedeckung ist im E2M2-Modell wie folgt definiert:

$$EQ_{DemandElec_{y,t,r}}:$$

$$\begin{aligned} Sim_{DemandElec_{y,t,r}} &= \sum_{r1 \in R1} V_{ElecTrans_{y,t,r1,r}} - \sum_{r1 \in R1} V_{ElecTrans_{y,t,r,r1}} \\ &+ \sum_{p \in P} V_{ProdCapElec_{y,t,p}} - \sum_{elecs \in ELECS} V_{PumpCap_{y,t,elecs}} \\ &- \sum_{p_{hydro} \in P} V_{PumpCap_{y,t,p_{hydro}}} + Sim_{WOnsProduction_{r,y,t}} \\ &- Sim_{ParExpThirdCountries_{r,y,t}} \\ &+ Sim_{ParImpThirdCountriesAmountWithPrice_{r,y,t}} \\ &+ \sum_{r_{imp} \in R_{imp}} V_{ElecTransThirdCountriesImp_{r_{imp},r,y,t}} \end{aligned} \quad \textbf{(3-15)}$$

Mit:

$Sim_{DemandElec_{y,t,r}}$	Elektrische Nachfrage für Region r zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$V_{ElecTrans_{y,t,r1,r}}$	Stromimport aus einer anderen Region r1 in die Region r zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$V_{ElecTrans_{y,t,r,r1}}$	Stromexport aus der Region r in eine andere Region r1 zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$V_{ProdCapElec_{y,t,p}}$	Erzeugte Strommenge der modellierten Anlage p zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$V_{PumpCap_{y,t,elecs}}$	Eingespeicherte Energiemenge im Stromspeicher elecs zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$V_{PumpCap_{y,t,p_{hydro}}}$	Eingespeicherte Energiemenge in modellierter Wasserkraftanlage p_{hydro} zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$Sim_{WOnsProduction_{r,y,t}}$	Stromerzeugung von Onshore-Windenergieanlagen in der Region r zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$Sim_{ParExpThirdCountries_{r,y,t}}$	Stromexport in Drittländer aus der Region r zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$V_{ElecTransThirdCountriesImp_{r_{imp},r,y,t}}$	Stromimport aus Drittländern, dessen Preis bekannt ist, in die Region r zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$Sim_{ParImpThirdCountriesAmountWithPrice_{r,y,t}}$	Historische Stromimportmenge aus Drittländern, dessen Preis unbekannt ist, in die Region r zur Stunde t im Jahr y [MWh]

Die Variable $V_{ElecTransThirdCountriesImp}$ beschreibt die importierte Strommenge in die betrachtete Region r zur Stunde t in Abhängigkeit des historischen Strommarktpreises der Region r_{imp}, aus der der Strom importiert wird.

ANFAHRPROZESSE

Unter dem Anfahrprozess einer KWA wird der Vorgang der Inbetriebnahme der Anlage nach einem Stillstand verstanden. Die Anfahrzeit ist vom Zustand des thermischen Kraftwerks vor dem Anfahrprozess abhängig, wobei hierbei zwischen Warm- und Kaltstart unterschieden werden kann (SUN, 2013). In der vorliegenden Arbeit werden diesbezüglich jedoch keine Unterschiede gemacht. Der Anfahrprozess wird durch eine Variable $V_{StartUp} \in [0,1]$ beschrieben, die angibt, ob die KWA im betrachteten Zeitschritt von t nach t+1 hochgefahren wird. $V_{StartUp}$ wird durch die Differenz von $V_{Online} \in [0,1]$ zum Zeitpunkt t+1 minus $V_{Online} \in [0,1]$ zum Zeitpunkt t definiert.

$EQ_{StartUP_{y,t,t1,p_{th}}}$:

$$V_{StartUp_{y,t,t1,p_{th}}} = V_{Online_{y,t1,p_{th}}} - V_{Online_{y,t,p_{th}}} \quad \textbf{(3-16)}$$

Mit: $V_{StartUp_{y,t,t1,p_{th}}}$ Variable zur Beschreibung, ob modellierte thermische Anlage p_{th} im betrachteten Zeitschritt von t nach t+1 hochgefahren wird, $V_{StartUp} \in [0,1]$

$V_{Online_{y,t1,p_{th}}}$ Variable zur Beschreibung des Betriebszustands der modellierten thermischen Anlage p_{th} zur Stunde t+1, $V_{Online} \in [0,1]$

$V_{Online_{y,t,p_{th}}}$ Variable zur Beschreibung des Betriebszustands der modellierten thermischen Anlage p_{th} zur Stunde t, $V_{Online} \in [0,1]$

PRODUKTIONSOBERGRENZEN UND PRODUKTIONSUNTERGRENZEN

Weitere zeitabhängige Restriktionen sind die Produktionsober- und Produktionsuntergrenze, die durch die technischen Eigenschaften des jeweiligen thermischen Kraftwerks definiert sind. Dabei kann die produzierte Strommenge eines thermischen Kraftwerks zu jedem möglichen Zeitpunkt nicht höher sein als die installierte elektrische Kapazität der jeweiligen Anlage. Die Produktionsuntergrenze ist durch die Mindestlast des thermischen Kraftwerks definiert. In der Realität kann die minimale erzeugte Strommenge zu jedem möglichen Zeitpunkt t nicht kleiner sein als die Mindestlast der Anlage. Da es sich in der vorliegenden Arbeit jedoch um ein lineares Optimierungsproblem handelt, ist dies möglich (s. Abb. 3-1). Der Zusammenhang zwischen dem Betriebszustand, beschrieben durch V_{Online} und der möglichen zu produzierenden Strommenge $V_{ProdCapElec}$, wird durch Abb. 3-1 veranschaulicht. Eine modellierte Anlage kann in dem in Abb. 3-1 dargestellten, blau gefärbten Bereich, Strom erzeugen.

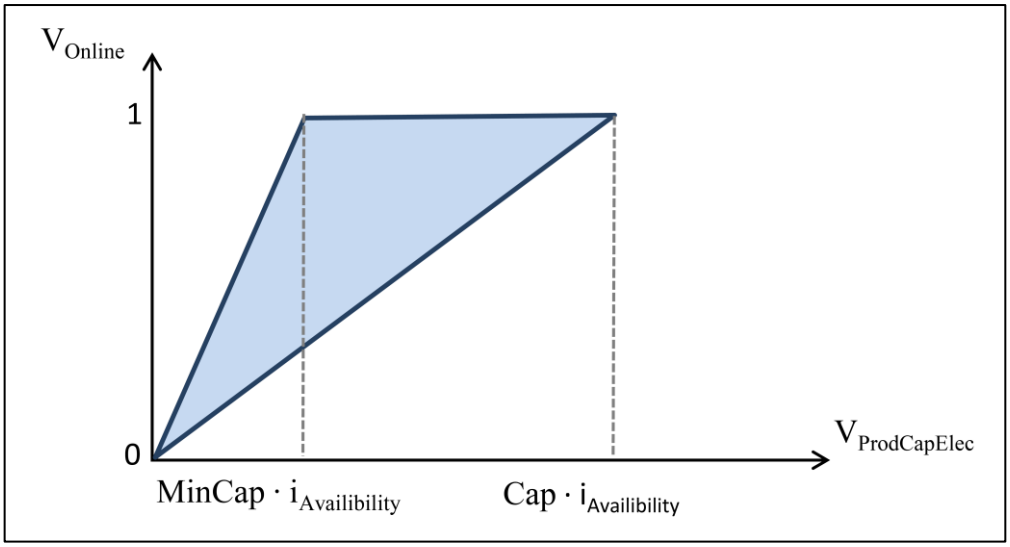

Abb. 3-1: Zusammenhang zwischen V_{Online} und $V_{ProdCapElec}$

(Eigene Darstellung)

Der Verfügbarkeitsfaktor $i_{Availibility}$ einer modellierten Anlage definiert, welche Kapazität dieser Anlage zur Verfügung steht. In der vorliegenden Arbeit wird dieser Faktor immer gleich Eins angenommen. Im E2M2-Modell ist die Restriktion der Produktionsobergrenze wie folgt formuliert:

$EQ_{ProdCapUB_{y,t,p}}$:

$$V_{ProdCapElec_{y,t,p}} \leq Cap_p \cdot V_{Online_{y,t,p}} \cdot \sum_{c \in C} \sum_{subt \in SUBT} \sum_{pe \in PE} i_{Availibility_{c,subt,t,pe}} \quad \textbf{(3-17)}$$

Mit:
- $V_{ProdCapElec_{y,t,p}}$ — Erzeugte Strommenge der modellierten Anlage p zur Stunde t im Jahr y [MWh/h]
- Cap_p — Installierte elektrische Kapazität der modellierten Anlage p [MW]
- $V_{Online_{y,t,p}}$ — Variable zur Beschreibung des Betriebszustands der modellierten Anlage p zur Stunde t, $V_{Online} \in [0,1]$
- $i_{Availibility_{c,subt,t,pe}}$ — Verfügbarkeitsfaktor, durch den die verfügbare Kapazität einer modellierten Anlage definiert wird, $i_{Availibility} = 1$

Die Restriktion der Produktionsuntergrenze ist wie folgt definiert:

$EQ_{ProdCapLB_{y,t,p}}$:

$$V_{ProdCapElec_{y,t,p}} \geq MinCap_p \cdot V_{Online_{y,t,p}} \cdot \sum_{c \in C} \sum_{st \in ST} \sum_{pe \in PE} i_{Availibility_{c,subt,t,pe}} \quad \textbf{(3-18)}$$

Mit:
- $V_{ProdCapElec_{y,t,p}}$ — Erzeugte Strommenge der modellierten Anlage p zur Stunde t im Jahr y [MWh/h]
- $MinCap_p$ — Mindestlast, bei der die modellierte Anlage p betrieben werden kann [MW]
- $V_{Online_{y,t,p}}$ — Variable zur Beschreibung des Betriebszustands der modellierten Anlage p zur Stunde t, $V_{Online} \in [0,1]$
- $i_{Availibility_{c,subt,t,pe}}$ — Verfügbarkeitsfaktor, durch den die verfügbare Kapazität einer modellierten Anlage definiert wird, $i_{Availibility} = 1$

ANFANGSFÜLLSTÄNDE UND ENDFÜLLSTÄNDE DER WASSERSPEICHER

Die Füllstände der Wasserspeicher beeinflussen unmittelbar den Kraftwerkseinsatz, weshalb diese als Restriktionen im Modell definiert sind. Daher sind die Füllstände jeweils zu Beginn und am Ende eines jeden betrachteten Jahres hinterlegt.

$EQ_{FillLevelRSBegin_{y,t,c,r,p}}$:

$$V_{FillLevelRS_{y,t,p}} = FillLevelBeginYear_{c,y} \cdot Sto_{MaxContent_p} \quad \textbf{(3-19)}$$

Mit:
- $V_{FillLevelRS_{y,t,p}}$ Füllstand des modellierten Speichers p zur Stunde t im Jahr y [MWh]
- $FillLevelBeginYear_{c,y}$ Prozentualer Füllstand zu Beginn des betrachteten Jahres y im betrachteten Land c [-]
- $Sto_{MaxContent_p}$ Maximale Speicherkapazität der modellierten Anlage p [MWh]

$EQ_{FillLevelRSEnd_{y,t,c,r,p}}$:

$$V_{FillLevelRS_{y,t,p}} = FillLevelEndYear_{c,y} \cdot Sto_{MaxContent_p} \quad \textbf{(3-20)}$$

Mit:
- $V_{FillLevelRS_{y,t,p}}$ Füllstand des modellierten Speichers p zur Stunde t im Jahr y [MWh]
- $FillLevelEndYear_{c,y}$ Prozentualer Füllstand am Ende des betrachteten Jahres y im betrachteten Land c [-]
- $Sto_{MaxContent_p}$ Maximale Speicherkapazität der modellierten Anlage p [MWh]

FÜLLSTANDBESCHRÄNKUNG DER WASSERSPEICHER

Die Wasserreservoire sind außerdem durch ihr Speichervolumen charakterisiert. Dabei kann der maximale Füllstand eines Wasserreservoirs in Form von gespeicherter Energiemenge zu jeder möglichen Stunde nicht größer sein, als es durch das maximale Speichervolumen erlaubt ist. Ebenso darf der minimale Füllstand zu jeder möglichen Stunde nicht kleiner sein als das minimale Speichervolumen, das notwendig ist, um das Wasserreservoir zuverlässig betreiben zu können.

Die Restriktionen des maximalen und minimalen Füllstandes sind wie folgt definiert:

$EQ_{FillLevelRSUB_{y,t,p}}$:

$$V_{FillLevelRS_{y,t,p}} \leq Sto_{MaxContent_p} \quad \textbf{(3-21)}$$

Mit:
- $V_{FillLevelRS_{y,t,p}}$ Füllstand des modellierten Speichers p zur Stunde t im Jahr y [MWh]
- $Sto_{MaxContent_p}$ Maximale Speicherkapazität der modellierten Anlage p [MWh]

$EQ_{FillLevelRSLB_{y,t,p}}$:

$$V_{FillLevelRS_{y,t,p}} \geq Sto_{MinContent_p} \quad \textbf{(3-22)}$$

Mit: $V_{FillLevelRS_{y,t,p}}$ Füllstand des modellierten Speichers p zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$Sto_{MinContent_p}$ Minimale Speicherkapazität der modellierten Anlage p [MWh]

ENERGIEBILANZ DER SPEICHERUNG

Speichertechnologien haben die Funktion überschüssige Energie, welche die Elektrizitätsnachfrage übersteigt, in großem Umfang zu speichern (SUN, 2013). Außerdem kann Energieeinspeicherung dann sinnvoll sein, wenn ein niedriger Preis vorliegt, sodass bei höheren Strompreisen die eingespeicherte Energiemenge zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Des Weiteren dient die Speicherfunktion dem Ausgleich der Fluktuation bei der Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien (SUN, 2013). Die Berechnung der beladenen bzw. entladenen Energiemenge erfolgt über eine Linearisierung der Be- bzw. Entladeleistung zu zwei aufeinander folgenden Zeitpunkten (SUN, 2013). Im vorliegenden E2M2-Modell gibt es zwei Speichergleichungen. Die eine gilt für Wasserkraftanlagen bzw. Wasserspeicher und wird $EQ_{HydroEnergyBalance}$ genannt. Die andere findet für elektrische Speicher wie Batterien oder Druckluftspeicher Anwendung. Im Folgenden soll nur auf die Bilanz der Wasserspeicher eingegangen werden, da diese im norwegischen Energiesystem genutzt werden. Für mögliche zukünftige Änderungen der Bilanz und eine ausführliche Erläuterung wird auf SCHÖB (2019) verwiesen. Zum Zeitpunkt der Erarbeitung der vorliegenden Arbeit ist diese Bedingung wie folgt definiert: Nach dieser Restriktion muss der Füllstand eines Wasserspeichers in Form von gespeicherter Energiemenge, in jedem möglichen Zeitpunkt t+1, gleich dem Füllstand zum jeweils vorherigen Zeitpunkt t, zuzüglich den Energiemengen durch natürliche Wasserzuflüsse entsprechen. Hinzu kommt das Wasser, das von Wasserkraftwerken oberhalb der betrachteten Anlage verarbeitet wird, zuzüglich dem Wasser, das von Wasserkraftwerken unterhalb der betrachteten Anlage in dessen Speicher gepumpt wird und zuzüglich der Energiemenge durch Wasser, das aus oberhalbliegenden Anlagen überläuft. Abgezogen wird die erzeugte Strommenge durch Wasserausfluss. Ebenso wird die Energiemenge des Wassers abgezogen, das in höherliegende Wasserkraftwerke gepumpt wird und die Energiemenge des ungenutzten Wasserausflusses der betrachteten Anlage durch Überläufe.

ÜBERTRAGUNGSBESCHRÄNKUNG

Zwischen den einzelnen Regionen Norwegens ist je nach Stromproduktionsüberschuss und Stromdefizit eine Übertragung von Elektrizität, unter Einhaltung von Kapazitätseinschränkungen, möglich (SUN, 2013). Dieser Elektrizitätsaustausch zwischen je zwei Regionen wird durch die jeweilige maximale Übertragungskapazität, die durch die stündlichen historischen Werte festgelegt ist, begrenzt.

$EQ_{ElTransUB_{y,t,t,r,r1}}$:

$$V_{ElecTrans_{y,t,r,r1}} \leq Sim_{TransLineCapNTC_{y,t,r,r1}} \quad \textbf{(3-23)}$$

Mit: $V_{ElecTrans_{y,t,r,r1}}$ Stromimport aus einer anderen Region r1 in die Region r zur Stunde t im Jahr y [MWh]

$Sim_{TransLineCapNTC_{y,t,r,r1}}$ Verfügbare elektrische Übertragungskapazitäten zur Stunde t zwischen den Regionen r und r1 im Jahr y [MWh]

Des Weiteren gibt es in Norwegen seit Dezember 2014 eine Übertragungsbeschränkung hinsichtlich der transferierten Strommengen zwischen den Regionen NO1, NO2 und NO5 (NORD POOL, 2019). Die zeitliche Beschränkung dieser Restriktionen wird über die hinterlegten Daten in der Datenbank angepasst, sodass keine Beschränkung in der Formulierung im Modell vorgenommen werden muss. Die importierte Strommenge in Region NO1 kann zu jedem möglichen Zeitpunkt t in Summe nicht höher sein als die Summe der Übertragungskapazitäten von NO5 nach NO1 und von NO2 nach NO1.

$EQ_{ElTransUBAdditionalNO1Athere_{y,t}}$:

$$V_{ElecTrans_{y,t,NO1,NO5}} + V_{ElecTrans_{y,t,NO1,NO2}} \leq Sim_{TransLineCapNTCAdd_{y,t,NO1,NO5,NO2}} \quad \textbf{(3-24)}$$

Mit: $V_{ElecTrans_{y,t,NO1,NO5}}$ Stromimport aus der Region NO5 nach NO1 zur Stunde t im Jahr y [MWh]

$V_{ElecTrans_{y,t,NO1,NO2}}$ Stromimport aus der Region NO2 nach NO1 zur Stunde t im Jahr y [MWh]

$Sim_{TransLineCapNTCAdd_{y,t,NO1,NO5,NO2}}$ Verfügbare elektrische Übertragungskapazität zur Stunde t im Jahr y zwischen den Regionen NO5 und NO1 und NO2 und NO1 [MWh]

Die gleiche Bedingung lässt sich umgekehrt auf die exportierte Strommenge zu jeder möglichen Stunde t aus der Region NO1 in die Regionen NO5 und NO2 anwenden.

$EQ_{ElTransUBAdditionalNO1Areturn_{y,t}}$:

$$V_{ElecTrans_{y,t,NO5,NO1}} + V_{ElecTrans_{y,t,NO2,NO1}} \leq Sim_{TransLineCapNTCAddRet_{y,t,NO5,NO2,NO1}} \quad \textbf{(3-25)}$$

Mit:

$V_{ElecTrans_{y,t,NO5,NO1}}$	Stromexport aus der Region NO1 nach NO5 zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$V_{ElecTrans_{y,t,NO2,NO1}}$	Stromexport aus der Region NO1 nach NO2 zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$Sim_{TransLineCapNTCAddRet_{y,t,NO5,NO2,NO1}}$	Verfügbare elektrische Übertragungskapazität zur Stunde t im Jahr y zwischen den Regionen NO1 und NO5 und NO1 und NO2 [MWh]

3.3.2 Zielfunktion

Die Zielfunktion ist als $EQ_{CostTotal}$ definiert und beinhaltet die Variable $V_{CostTotal}$, welche die gesamten Systemkostenbestandteile für jede Region r ∈ [NO1:NO5] umfasst. Da jeweils immer nur ein Jahr betrachtet wird, kann die Summe über die Jahre y ∈ [2008:2017] vernachlässigt werden. Ziel des Modells ist es, diese Variable unter Berücksichtigung der zuvor definierten Restriktionen zu minimieren. Damit werden die niedrigsten Systemkosten in Abhängigkeit der vorgegebenen Nachfrage, der zuvor erläuterten Restriktionen und der damit notwendigen Produktion durch kostenoptimalen Einsatz der verfügbaren Kraftwerke, modelliert. Die Zielvariable ist im E2M2-Modell wie folgt hinterlegt:

$EQ_{CostTotal}$:

$$V_{CostTotal} = \sum_{y \in Y} \sum_{r \in R} \begin{bmatrix} V_{CostFixOaM_{y,r}} \\ +V_{CostVarOaM_{y,r}}\left(V_{ProdCapElec_{y,t,p}}\right) \\ +V_{CostFuel_{y,r}}\left(V_{ProdCapElec_{y,t,p}}, V_{Online_{y,t,p}}\right) \\ +V_{CostCO2_{y,r}}\left(V_{ProdCapElec_{y,t,p}}, V_{Online_{y,t,p}}\right) \\ +V_{CostStartUp_{y,r}}\left(V_{StartUp_{y,t,t1,p}}\right) \\ +V_{CostCO2StartUp_{y,r}}\left(V_{StartUp_{y,t,t1,p}}\right) \\ +V_{CostThirdCountriesImp_{y,r}} \end{bmatrix} \quad \textbf{(3-26)}$$

Mit:

$V_{CostTotal}$	Gesamte Kosten des Systems [€]
$V_{CostFixOaM_{y,r}}$	fixe Betriebs- und Wartungskosten [€]
$V_{CostVarOaM_{y,r}}$	variable Betriebs- und Wartungskosten [€]
$V_{CostFuel_{y,r}}$	Brennstoffkosten [€]
$V_{CostCO2_{y,r}}$	CO_2-Kosten [€]
$V_{CostStartUp_{y,r}}$	Anfahrkosten/ Start-Up-Kosten [€]
$V_{CostCO2StartUp_{y,r}}$	CO_2-Kosten, die während des Anfahrprozesses der Anlage anfallen [€]
$V_{CostThirdCountriesImp_{y,r}}$	Kosten, die für Stromimport aus Drittländern anfallen [€]

3.3.3 Systemkostenbestandteile

Die gesamten Systemkosten, wie in (3-26) definiert, bestehen aus einer Vielzahl von Kostenbestandteilen. Diese Bestandteile sollen im Folgenden genauer erläutert werden.

BETRIEBS- UND WARTUNGSKOSTEN

Die Betriebs- und Wartungskosten umfassen alle, während des Betriebs der Anlage anfallenden Kosten, ausgenommen die Brennstoffkosten (SCHNEIDER, 1998). Für gewöhnlich wird

hierbei zwischen fixen und variablen Betriebskosten unterteilt (BLESL ET AL., 2010). Die fixen OaM-Kosten, genannt $V_{CostFixOaM}$, beinhalten fixe Instandhaltungs- und Wartungskosten, die routinemäßig und vorbeugend durchgeführt werden, sowie Steuern, Verwaltungskosten und Versicherungen (SCHNEIDER, 1998 und EIA, 2016). Sie sind unabhängig vom erzeugten Stromvolumen und im Wesentlichen von der Anlagengröße und dem Kraftwerkstyp abhängig (SCHNEIDER, 1998). Da die Fixkosten für die kurzfristige Einsatzentscheidung eines Kraftwerks irrelevant sind (DANIEL ET AL., 2011), soll auf diese hier nicht detaillierter eingegangen werden. Die Personalkosten werden im vorliegenden E2M2-Modell nicht berücksichtigt.

Die variablen OaM-Kosten, genannt $V_{CostVarOaM}$, sind grundlegend vom erzeugten Stromvolumen abhängig und umfassen Beschaffungskosten für Hilfs- und Betriebsstoffe, Kosten für elektrische Energie, Rückstand- und Abfallbeseitigungskosten sowie variable Instandhaltungs- und Wartungskosten (SCHNEIDER, 1998 und BLESL ET AL., 2010). In Abschnitt 3.4.3 werden die auf Literaturwerten basierenden spezifischen variablen OaM-Kosten den jeweiligen Kraftwerksgruppen zugeordnet (s. Anhang A). Im Modell sind die variablen OaM-Kosten wie folgt definiert:

$$V_{CostVarOaM_{y,r}} = \sum_{p \in P} \sum_{t \in T} \left(V_{ProdCapElec_{y,t,p}} \cdot VarOaMcosts \right) \quad \textbf{(3-27)}$$

Mit: $V_{CostVarOaM_{y,r}}$ variable Betriebs- und Wartungskosten [€]

$V_{ProdCapElec_{y,t,p}}$ Erzeugte Strommenge der Anlage p im Zeitpunkt t im Jahr y [MWh]

$VarOaMcosts$ Hinterlegte spezifische variable Betriebs- und Wartungskosten [€/MWh]

BRENNSTOFFKOSTEN

Die Brennstoffkosten, genannt $V_{CostFuel}$, nehmen bei der thermischen Stromerzeugung die wohl bedeutendste Stellung ein. Folglich beziehen sich die Brennstoffkosten auch nur auf die thermischen Kraftwerke, was durch den Index p_{th} gekennzeichnet wird. Sie sind sowohl vom Brennstoffverbrauch (*Fuel Use*), den Primärenergiepreisen des eingesetzten Energieträgers f, als auch vom Wirkungsgrad der betrachteten Kraftwerke p_{th} und der damit einhergehenden Energieausbeute abhängig. Der Brennstoffverbrauch und damit die Brennstoffkosten sind sowohl vom zu produzierenden Stromvolumen, als auch vom Wirkungsgrad der Anlage im jeweiligen Betriebspunkt abhängig, was jedoch ein nichtlineares Problem darstellt (SUN, 2013). Hierbei muss berücksichtigt werden, dass Kraftwerke im Teillastbetrieb durch geringere elektrische Wirkungsgrade gekennzeichnet sind als im Volllastbetrieb (POHL, 2015). Um diese Abhängigkeit linear zu approximieren, muss eine Linearisierungsfunktion ermittelt werden, aus der zwei Linearisierungsfaktoren resultieren, die nachfolgend erklärt werden. In

Abb. 3-2 wird der Ansatz für die Approximation der Linearisierungsfunktion für ein gemischt-ganzzahliges Problem (*Mixed-Integer Problem* (MIP)) illustriert.

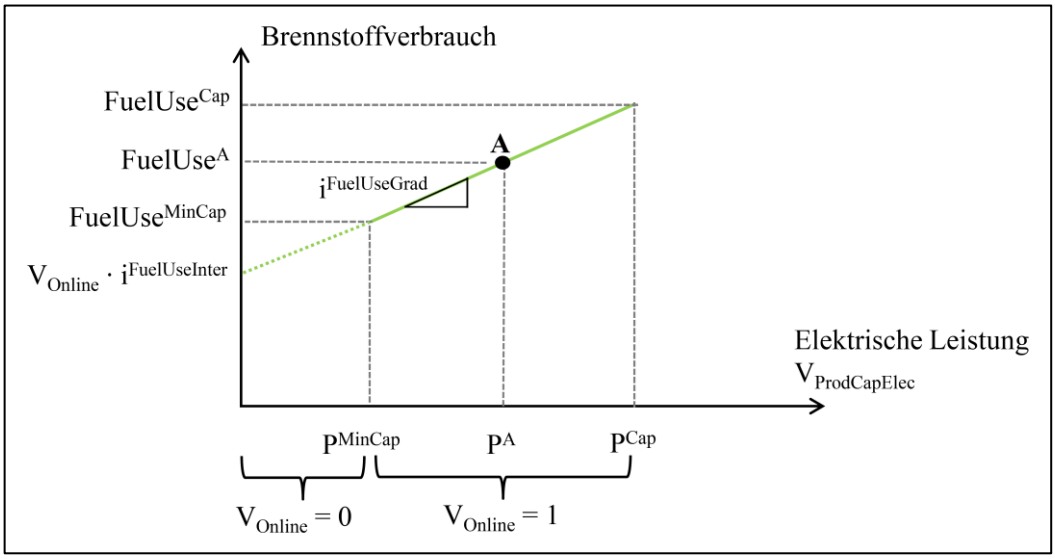

Abb. 3-2: Brennstoffverbrauch in Abhängigkeit der erzeugten elektrischen Leistung für ein MIP bei $V_{Online} \in \{0,1\}$

(Eigene Darstellung)

Mit Hilfe der Variable V_{Online} wird der Betriebszustand einer KWA beschrieben (SUN, 2013). Bei einem gemischt-ganzzahligen Problem kann V_{Online} den Wert Eins oder Null annehmen. Nimmt die Variable V_{Online} den Wert Eins an, so wird die Anlage zur Stromerzeugung genutzt (SUN, 2013). Liegt hingegen ein Wert ungleich Eins vor, so befindet sich die Anlage im Stillstand oder aber im Anfahrprozess, bei dem noch keine Stromerzeugung möglich ist (SUN, 2013). $i^{FuelUseGrad}$ ist die Steigung der Linearisierungsfunktion und der Term $V_{Online} \cdot i^{FuelUseInter}$ beschreibt den y-Achsenabschnitt der Linearisierungsfunktion.

Der Brennstoffverbrauch $FuelUse^{Cap}$ resultiert im Volllastbetrieb P^{Cap} aus der installierten Leistung, genannt Cap, und dem maximalen Wirkungsgrad MaxEff bei dieser Leistung nach (3-28):

$$FuelUse^{Cap} = \frac{Cap}{MaxEff} \tag{3-28}$$

Der Brennstoffverbrauch $FuelUse^{MinCap}$ im Mindestlastbetrieb P^{MinCap} wird anhand der Mindestleistung, genannt MinCap, und dem Wirkungsgrad bei Mindestlast MinEff nach (3-29) ermittelt.

$$FuelUse^{MinCap} = \frac{MinCap}{MinEff} = \frac{MinCap}{MaxEff - PartEffLoss} \tag{3-29}$$

Der Brennstoffverbrauch $FuelUse^A$, der bei einer beliebigen elektrischen Erzeugungsleistung P^A zwischen minimaler Leistung = MinCap und maximaler Leistung = Cap notwendig ist, kann durch (3-30) angenähert werden.

$$FuelUse^A(P^A) = \frac{P^A \cdot \left(MinEff - \frac{MinCap}{Cap} \cdot MaxEff\right) + MinCap \cdot (MaxEff - MinEff)}{\left(1 - \frac{MinCap}{Cap}\right) \cdot MinEff \cdot MaxEff} \quad \textbf{(3-30)}$$

Damit die zuvor genannten Faktoren in $V_{CostFuel}$ berücksichtigt werden, ist diese Variable im E2M2-Modell wie folgt definiert:

$$V_{CostFuel_{y,r}} = \sum_{p_{th} \in P} \sum_{t \in T} \sum_{f \in F} \Big[\Big(V_{ProdCapElec_{y,t,p_{th}}} \cdot i_{p_{th}}^{FuelUseGrad} + V_{Online_{y,t,p_{th}}} \cdot i_{p_{th}}^{FuelUseInter}\Big) \cdot \Big(Price_{y,t,f}^{PrimaryEnergy} + Price_{y,r,f}^{PrimaryEnergyAddCost}\Big)\Big] \quad \textbf{(3-31)}$$

Mit:

$V_{CostFuel_{y,r}}$	Brennstoffkosten [€]
$V_{ProdCapElec_{y,t,p_{th}}}$	Erzeugte Strommenge der modellierten thermischen Anlage p_{th} zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$V_{Online_{y,t,p_{th}}}$	Variable zur Beschreibung des Betriebszustands der modellierten thermischen Anlage p_{th} zur Stunde t, $V_{Online} \in [0,1]$
$i_{p_{th}}^{FuelUseGrad}$	erster Faktor der Linearisierungsfunktion des Brennstoffverbrauchs [-]
$i_{p_{th}}^{FuelUseInter}$	zweiter Faktor der Linearisierungsfunktion des Brennstoffverbrauchs [MWh]
$Price_{y,t,f}^{PrimaryEnergy}$	Spezifischer Primärenergiepreis des Brennstoffs f zur Stunde t im Jahr y [€/MWh]
$Price_{y,r,f}^{PrimaryEnergyAddCost}$	zusätzliche spezifische Primärenergiekosten des Brennstoffs f in der Region r im Jahr y [€/MWh]

Mit den Linearisierungsfaktoren nach (3-32) und (3-33) folgt für den Brennstoffverbrauch aus (3-30) die Definition in (3-34).

$$i_{p_{th}}^{FuelUseGrad} = \frac{MinEff - \frac{MinCap}{Cap} \cdot MaxEff}{(1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff \cdot MaxEff} \quad [-] \quad \textbf{(3-32)}$$

$$i_{p_{th}}^{FuelUseInter} = \frac{MinCap \cdot (MaxEff - MinEff)}{(1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff \cdot MaxEff} \quad [\text{MWh}] \tag{3-33}$$

$$FuelUse(V_{ProdCapElec}, V_{Online}) = V_{ProdCapElec} \cdot i^{FuelUseGrad} + V_{Online} \cdot i^{FuelUseInter} \tag{3-34}$$

Eine genaue Herleitung der Linearisierungsfaktoren ist in Anhang B gegeben.

Abb. 3-3 zeigt eine Veranschaulichung des Zusammenhangs zwischen V_{Online}, Brennstoffverbrauch und erzeugter elektrischer Leistung. Im Fall eines linearen Optimierungsproblems kann V_{Online} einen Wert zwischen Null und Eins annehmen. Ist der Wert zum Beispiel 0,5, so wird auch die maximale Erzeugungsleistung P^{Cap} und die minimale Erzeugungsleistung P^{MinCap} halbiert. Der Brennstoffverbrauch ändert sich dementsprechend. Die Länge der grünen und roten Gerade ist jeweils durch die Restriktion der Produktionsober- und Produktionsuntergrenze beschränkt.

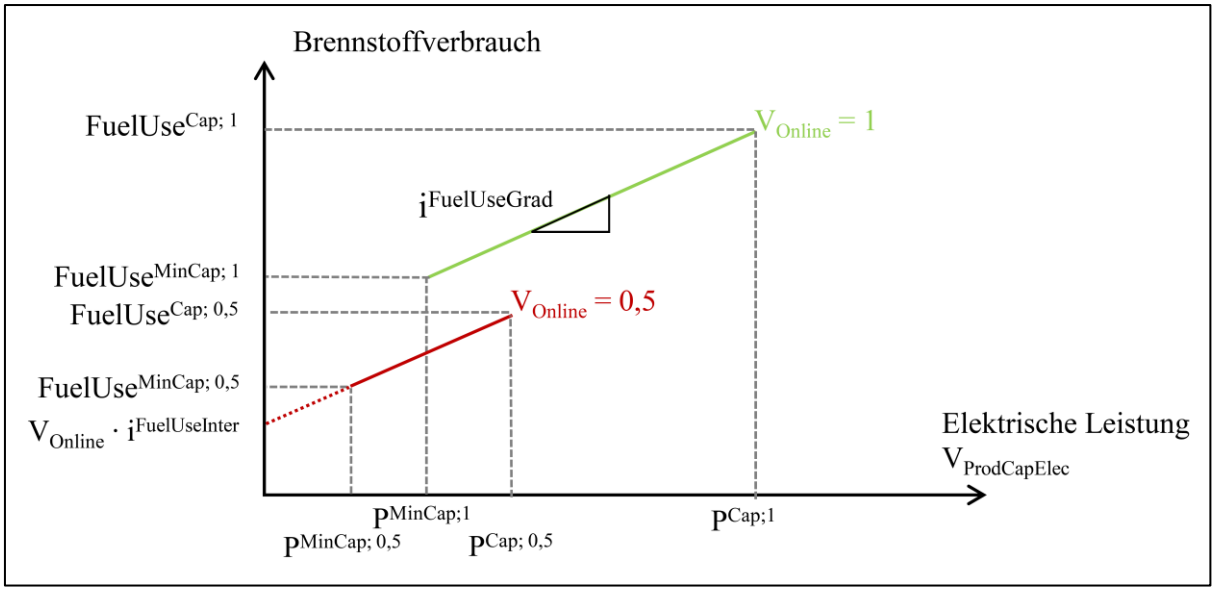

Abb. 3-3: Brennstoffverbrauch in Abhängigkeit der erzeugten elektrischen Leistung für ein LP bei $V_{Online} \in [0,1]$

(Eigene Darstellung)

CO_2-Kosten

Die CO_2-Kosten betreffen lediglich die thermischen Kraftwerke, da nur diese CO_2 emittieren. Sie umfassen den Preis, der für die ausgestoßene Menge CO_2 gezahlt werden muss. Anlagen, die ausschließlich Biogas, Klärgas, Deponiegas oder Biomasse wie Holzhackschnitzel zur Stromerzeugung einsetzen, fallen nicht unter den Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes und müssen folglich keine CO_2-Zertifikate erwerben (DEHSt, 2017). Diese Bedingung wird auch auf den norwegischen Energiemarkt angewendet. Die

Kosten sind unmittelbar vom Wirkungsgrad und vom Brennstoffverbrauch des betrachteten Kraftwerks abhängig (BLESL ET AL., 2010). Des Weiteren haben die spezifischen CO_2-Emissionen des eingesetzten Primärenergieträgers, auch genannt CO_2-Faktor, einen erheblichen Einfluss auf die Preisbildung (SWIDER ET AL., 2007). Für KWA, die Carbon Capture and Storage (CCS)-Techniken betreiben, ist der Abscheidegrad der jeweiligen Anlage zu berücksichtigen (BLESL ET AL., 2010). CCS-Technologien weisen aufgrund verschiedener Speicherformationen und Transporttechnologien ein extensives Kosten-Spektrum auf (KUHN, 2011). Jedoch kann eine CO_2-Abscheidung, je nach Art der Technik, mit einer Reduzierung des Wirkungsgrades von bis zu zehn Prozentpunkten und höheren Investitionskosten, gegenüber konventionellen KWA, verbunden sein (BUCHHOLZ ET AL., 2012 und ROTH, 2008). Je nach Art des Abtrennungsverfahrens und des eingesetzten Primärenergieträgers kann mit CO_2-Abtrennungskosten von 22-32 €/t CO_2 für Steinkohle und 56-76 €/t CO_2 für Erdgas gerechnet werden (KOBER, 2014). Zusätzlich können für Transport und Speicherung, je nach anfallender CO_2-Menge für die Nordseeanrainer-Staaten, wie Norwegen, Kosten von 5-14 €/t CO_2 angesetzt werden (KOBER, 2014).

Im derzeitigen Kraftwerkspark Norwegens sind keine KWA installiert, die CCS-Technologien betreiben, weshalb die CO_2CaptureRate gleich Null ist und nicht detaillierter darauf eingegangen werden soll. Eine Umrüstung einiger Anlagen und die Inbetriebnahme einer ausreichenden Infrastruktur für die Abscheidung, den Transport und die Speicherung von CO_2 soll voraussichtlich im Zeitraum 2023/2024 umgesetzt werden (GASSNOVA, 2018 und FORTUM, 2019).

Die Variable $V_{CostCO2}$ ist im E2M2-Modell wie folgt formuliert, um die Abhängigkeit von Brennstoffverbrauch, Wirkungsgrad und CO_2-Faktor zu berücksichtigen:

$$V_{CostCO2_{y,r}} = \sum_{p_{th} \in P} \sum_{t \in T} \sum_{f \in F} \Big[\Big(V_{ProdCapElec_{y,t,p_{th}}} \cdot i_{p_{th}}^{FuelUseGrad} + V_{Online_{y,t,p_{th}}} \cdot i_{p_{th}}^{FuelUseInter} \Big) \cdot CO_2Factor_f \cdot \big(1 - CO_2CaptureRate_{p_{th}}\big) \cdot \Big(Price_{t,y}^{CO_2} + Price_{r,y}^{CO_2AddCost} \Big) \Big] \quad \textbf{(3-35)}$$

Mit:

$V_{CostCO2_{y,r}}$	CO_2-Kosten [€]
$V_{ProdCapElec_{y,t,p_{th}}}$	Erzeugte Strommenge der modellierten thermischen Anlage p_{th} zur Stunde t im Jahr y [MWh]
$V_{Online_{y,t,p_{th}}}$	Variable zur Beschreibung des Betriebszustands der modellierten thermischen Anlage p_{th} zur Stunde t, $V_{Online} \in [0,1]$
$i_{p_{th}}^{FuelUseGrad}$	erster Faktor der Linearisierungsfunktion des Brennstoffverbrauchs [-]
$i_{p_{th}}^{FuelUseInter}$	zweiter Faktor der Linearisierungsfunktion des Brennstoffverbrauchs [MWh]
$CO_2Factor_f$	CO_2-Emissionsfaktor des Brennstoffs f [t CO_2/MWh]
$CO_2CaptureRate_{p_{th}}$	CO_2-Abscheidegrad der modellierten thermischen Anlage p_{th} < 1 [-]
$Price_{t,y}^{CO_2}$	CO_2-Preis zur Stunde t im Jahr y [€/t CO_2]
$Price_{r,y}^{CO_2AddCost}$	Zusätzliche CO_2-Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung in der Region r im Jahr y [€/t CO_2]

Die Umrechnung des CO_2-Emissionsfaktors mit den Einheiten kg CO_2/GJ in t CO_2/MWh findet bei der Übertragung der Daten aus der Base-Datenbank in die Modell-Datenbank statt, sodass im Modell keine Faktoren ergänzt werden müssen.

ANFAHRKOSTEN

Die Anfahrkosten bzw. Start-Up-Kosten sind die Kosten, die anfallen, wenn eine KWA aufgrund von steigender Nachfrage hochgefahren werden muss, um Strom zu erzeugen. Diese Startvorgänge sind mit Energiekosten verbunden, da die Anlagenkomponenten auf Betriebstemperatur aufgeheizt werden müssen und bereits einen Brennstoffverbrauch aufweisen, bevor letztendlich nutzbarer Strom produziert wird (ROTH, 2008). Je länger eine KWA bereits stillgestanden ist, desto höher sind ihre Anfahrkosten (ROTH, 2008). Zusätzlich zu den energiebedingten Anfahrkosten und anfahrbedingten Instandhaltungskosten können häufige Startvorgänge die Lebensdauer und den Wirkungsgrad einer KWA reduzieren sowie die Anzahl notwendiger Revisionen erhöhen, was sich monetär bewerten lässt (STECK & MAUCH, 2008 und SUN, 2013 und KLUMPP, 2009).

In der Realität handelt es sich bei dem Anfahrvorgang einer Anlage um einen nichtlinearen Prozess. Demzufolge muss dieser Vorgang im E2M2-Modell linearisiert werden. Der Anfahrprozess wird durch eine Wertänderung von V_{Online} von 0 auf 1, das heißt durch eine Betriebszustandsänderung, definiert (SUN, 2013). Die Variable $V_{StartUp}$ kann dabei alle Werte zwischen 0 und 1 annehmen. Das bedeutet, dass bei einem Wert von $V_{StartUp} = 0{,}5$, also wenn die modellierte Anlage nur halb hochgefahren wird, auch nur die Hälfte der Anfahrkosten anfallen.

Die Variable $V_{CostStartUp}$ ist im E2M2-Modell wie folgt definiert und umfasst die variablen Anfahrkosten und die Brennstoffkosten für das Anfahren der Anlage:

$$V_{CostStartUp_{y,r}} = \sum_{p \in P} \sum_{t \in T} \sum_{t1 \in T1} \sum_{pe \in PE} \Big[\Big(V_{StartUp_{y,t,t1,p}} \cdot MinCap_p \cdot StartUpVarCosts_p \Big) + \Big(V_{StartUp_{y,t,t1,p}} \cdot MinCap_p \cdot StartUpFuelCons_p \Big) \cdot \Big(Price_{pe,t,y}^{PrimaryEnergy} + Price_{pe,r,y}^{PrimaryEnergyAddCost} \Big) \Big] \quad \textbf{(3-36)}$$

Mit:

$V_{CostStartUp_{y,r}}$	Start-Up-Kosten/ Anfahrkosten [€]
$V_{StartUp_{y,t,t1,p}}$	Variable zur Beschreibung, ob modellierte Anlage p im betrachteten Zeitschritt von t nach t+1 hochgefahren wird, $V_{StartUp} \in [0,1]$
$MinCap_p$	Mindestlast, bei der die modellierte Anlage p betrieben werden kann [MW]
$StartUpVarCosts_p$	Variable Anfahrkosten der modellierten Anlage p [€/MW]
$StartUpFuelCons_p$	Kraftstoffverbrauch der modellierten Anlage p für Start im heißen Zustand [MWh/MW]
$Price_{pe,t,y}^{PrimaryEnergy}$	Spezifischer Primärenergiepreis des Primärenergieträgers pe zur Stunde t im Jahr y [€/MWh]
$Price_{pe,r,y}^{PrimaryEnergyAddCost}$	Zusätzliche spezifische Primärenergiekosten des Primärenergieträgers pe in der Region r im Jahr y [€/MWh]

CO_2-KOSTEN WÄHREND DES ANFAHRPROZESSES

Wie bereits erklärt beschreibt der Anfahrprozess das Hochfahren einer Kraftwerksanlage zur Stromerzeugung um die steigende Nachfrage im System zu decken. Der dabei benötigte Brennstoffbedarf zum Aufheizen der Anlage hat insbesondere bei fossilen Energieträgern Emissionen von CO_2 zur Folge. Die beim Anfahrprozess entstehenden Kosten durch CO_2-Emissionen werden durch die Variable $V_{CostCO2StartUp}$ beschrieben, die wie folgt definiert ist:

$$V_{CostCO2StartUp_{y,r}} = \sum_{p \in P} \sum_{t \in T} \sum_{t1 \in T1} \sum_{pe \in PE} \Big[V_{StartUp_{y,t,t1,p}} \cdot MinCap_p \cdot StartUpFuelCons_p \cdot CO_2Factor_{pe} \cdot \left(1 - CO_2CaptureRate_p\right) \cdot \left(Price_{t,y}^{CO_2} + Price_{r,y}^{CO_2AddCost}\right) \Big] \quad \textbf{(3-37)}$$

Mit:

$V_{CostCO2StartUp_{y,r}}$	CO_2-Kosten, die während des Anfahrprozesses der Anlage anfallen [€]
$V_{StartUp_{y,t,t1,p}}$	Variable zur Beschreibung, ob modellierte Anlage p im betrachteten Zeitschritt von t nach t+1 hochgefahren wird, $V_{StartUp} \in [0,1]$
$MinCap_p$	Mindestlast, bei der die modellierte Anlage p betrieben werden kann [MW]
$StartUpFuelCons_p$	Kraftstoffverbrauch der modellierten Anlage p für Start im heißen Zustand [MWh/MW]
$CO_2Factor_{pe}$	CO_2-Emissionsfaktor des Primärenergieträgers pe [t CO_2/MWh]
$CO_2CaptureRate_p$	CO_2-Abscheidegrad der modellierten Anlage p < 1 [-]
$Price_{t,y}^{CO_2}$	CO_2-Preis zur Stunde t im Jahr y [€/t CO_2]
$Price_{r,y}^{CO_2AddCost}$	Zusätzliche CO_2-Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung in der Region r im Jahr y [€/t CO_2]

KOSTEN FÜR STROMIMPORT AUS DRITTLÄNDERN

$V_{CostThirdCountriesImp}$ beschreibt die Kosten, die basierend auf dem Strompreis des exportierenden Landes für die importierte Strommenge anfallen. Sie berechnen sich aus der Multiplikation der importierten Strommenge $V_{ElecTransThirdCountriesImp}$ [MWh] mit dem Stromimportpreis $Costs_{ImportWithPrice}$ [€/MWh], der im jeweiligen Land zur betrachteten Stunde t für Strom angesetzt wird.

3.4 Datengrundlagen des E2M2-Modells

Das E2M2-Modell liegt in einer Version vor, die an den norwegischen Strommarkt angepasst werden muss. Hierzu wird der gesamte norwegische Kraftwerkspark, der der Platts-Datenbank 2014 entnommen wurde, in der Base-Datenbank des Modells hinterlegt. Die weiteren notwendigen Daten, die später als Basisdaten dienen sowie deren Aufbereitung in die Datenbank, werden in diesem Abschnitt genauer erläutert.

3.4.1 Allgemeine Annahmen

Innerhalb des Modells werden die aktuell betriebenen Kraftwerke Norwegens als Bestandskraftwerke verwendet. Für Neubauprojekte wird angenommen, dass diese ab dem voraussichtlichen Fertigstellungstermin einsatzbereit sind. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen werden vereinfachend als stromgeführt angesehen, da im Rahmen dieser Arbeit der Wärmemarkt und die Wärmeerzeugung vernachlässigt werden kann. Der Strombedarf bestimmt also die Betriebsweise der KWK-Anlagen (PEHNT & SCHNEIDER, 2010). Die Stromproduktion durch KWK-Anlagen ist in Norwegen mit 3,03 TWh im Jahr 2016, was rund 2 % der gesamten Stromerzeugung entspricht, sehr gering (IEA, 2018A). Bei der Wahl des elektrischen Wirkungsgrades von KWK-Anlagen wird berücksichtigt, dass dieser geringer ausfällt als bei reinen Elektrizitätserzeugungsanlagen. In welchem Ausmaß sich der elektrische Wirkungsgrad gegenüber einer konventionellen Anlage verringert, ist von dem Kraftwerkstyp und dem eingesetzten Technologietyp abhängig (REMME, 2006). Des Weiteren werden ein mögliches Stillstehen von Anlagen durch Revisionen sowie unvorhersehbare Ausfälle nicht miteinbezogen, da der im Modell verwendete Verfügbarkeitsfaktor gleich Eins ist. Außerdem wird in der vorliegenden Arbeit keine Unterscheidung zwischen installierter Leistung und Nennleistung gemacht.

3.4.2 Kategorisierung des thermischen Kraftwerksparks

Der norwegische Kraftwerkspark besteht hinsichtlich der thermischen Stromerzeugung aus einer Vielzahl unterschiedlicher Technologien. Eine Betrachtung jedes einzelnen Kraftwerks ist jedoch aus rechenzeitlichen Gründen schwierig. Außerdem sind die technisch-ökonomischen Parameter eines jeden Kraftwerks nicht gegeben. Folglich ist es zur Verringerung der Komplexität notwendig, die Kraftwerke anhand vorliegender Merkmale zu gruppieren und zu kategorisieren. Die nachfolgende Gruppierung wird lediglich für den thermischen Kraftwerkspark durchgeführt, da dieser im Wesentlichen in der vorliegenden Arbeit betrachtet wird.

Die Gruppierung findet anhand der technischen Eigenschaften der einzelnen Kraftwerke statt. Diese Zusammenführung hat zur Folge, dass es weniger An- und Abfahrvorgänge gibt, da mehrere Kraftwerke zu einer Gruppe zusammengefasst werden und jede Gruppe nur mit einem Anfahr- bzw. Abfahrprozess charakterisiert ist.

Zuerst findet eine Gruppierung hinsichtlich des eingesetzten Primärenergieträgers, genannt Primary Energy, statt. Tabelle 3-3 zeigt eine Zusammenfassung der genutzten Primärenergieträger.

Tabelle 3-3: Primärenergieträger und deren Bezeichnung im E2M2-Modell

Primärenergieträger	**Bezeichnung in E2M2-Modell**
Erdgas	NAT_GAS
Steinkohle	COAL
Heizöl	FUELOIL
Leichtöl	LIGHTOIL
Deponiegas	LANDFILLGAS
Klärgas	SEWAGEGAS
Abgas	WASTEGAS
Biogas	BIOGAS
Holzhackschnitzel	WOOD
Siedlungsabfall	MUNI_WASTE

Bei der Betrachtung der gesamten installierten Kapazitäten des hinterlegten thermischen Kraftwerksparks, in Abhängigkeit des Primärenergieträgers, wird deutlich ersichtlich, dass die erdgasbetriebenen Anlagen den größten Anteil am Kraftwerkspark ausmachen, gefolgt von den siedlungsabfallbetriebenen Anlagen. Die zur Erzeugung verfügbaren Kapazitäten sind vom Inbetriebnahmejahr und der hinterlegten Lebensdauer der Anlagen abhängig und können von Jahr zu Jahr variieren. Abb. 3-4 zeigt, beispielhaft für das Jahr 2017, die prozentuale Aufteilung der installierten Kapazitäten der thermischen Anlagen, die zur Stromerzeugung genutzt werden können.

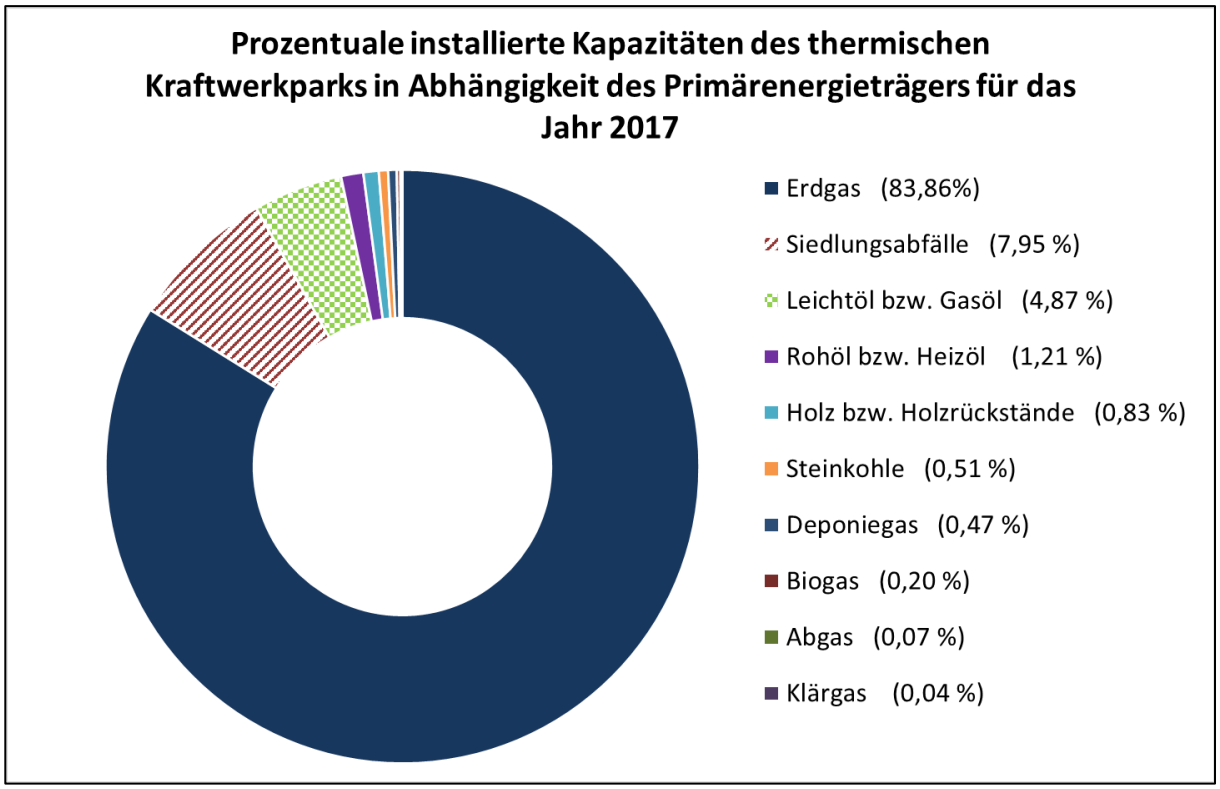

Abb. 3-4: Prozentuale installierte Kapazitäten des thermischen Kraftwerksparks in Abhängigkeit des Primärenergieträgers für das Jahr 2017

(Eigene Darstellung, Daten aus Base-Datenbank des E2M2-Modells)

Daraufhin wird jedes Kraftwerk einem Kraftwerkstyp, genannt SubType, zugeordnet. Hierzu zählen folgende Untergruppen:

- CC … Combined cycle: Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Kombikraftwerk
- GT … Gas turbine: einfache Gasturbine
- IC … Internal combustion: einfacher Verbrennungsmotor
- ST … Steam turbine: einfache Dampfturbine

Danach findet eine Gruppierung hinsichtlich des Technologietyps, genannt TechType, statt, wobei hierbei zwischen den folgenden drei Typen unterschieden wird:

- BACKPRESSURE: Gegendruckanlage, bei der der Dampf nur bis in den Überdruckbereich entspannt wird und der Abdampf überhitzt entnommen wird, um diesen für Heizzwecke oder für technische Prozesse zu nutzen (PEHNT & SCHNEIDER, 2010). Gegendruckanlagen finden in der Regel bei der Koproduktion, also bei der Kraft-Wärme-Kopplung, Anwendung. Die Stromerzeugung und auch der elektrische Wirkungsgrad werden durch die Auskopplung von Wärme reduziert, weshalb die elektrischen Wirkungsgrade in der Regel geringer sind, als bei Kondensationsanlagen (PEHNT & SCHNEIDER, 2010). Gegendruckanlagen sind durch ein stetig konstantes Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung charakterisiert (HUFENDIEK, 2014).
- CONDENSING: Kondensationsanlage, bei der der Dampf auf Kondensatordruck entspannt wird, sodass Kondensation im Abdampf eintritt (PEHNT & SCHNEIDER, 2010).

Eine Kondensations-Dampfturbine produziert keine Wärme, sondern wird lediglich zur Stromerzeugung genutzt.

- EXTRACTION: Entnahmekondensationsanlage, bei der bedarfsabhängig Dampf auf unterschiedlichen Temperatur- und Druckstufen entnommen werden kann, bevor dieser durch die letzte Stufe entspannt wird (HUFENDIEK, 2014). Entnahmekondensationsanlagen werden in der Regel zur Koproduktion, also zur KWK eingesetzt und der entnommene Dampf kann, wie bei Gegendruckanlagen, für industrielle Prozesse genutzt werden. Entnahmekondensationsanlagen weisen ein veränderbares Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung auf (HUFENDIEK, 2014).

Für die Zuordnung der technologiespezifischen Kennzahlen, insbesondere für den maximalen elektrischen Wirkungsgrad, spielt das Jahr der Inbetriebnahme bzw. des Baus der Kraftwerksanlage eine wichtige Rolle. Über die Jahrzehnte hinweg ist für die meisten Kraftwerkstechnologien eine Steigerung des Wirkungsgrades zu verzeichnen (Vgl. BEER ET AL., 2009). Folglich wird eine weitere Gruppierung nach dem Jahrgang vorgenommen. Hierbei wird zwischen folgenden fünf Jahrgangsgruppen unterschieden (s. Tabelle 3-4).

Tabelle 3-4: Jahrgangsgruppen der Kraftwerke im E2M2-Modell

Jahrgangsgruppe	Zeiträume
Vintagegroup „1“	von 1900 bis 1980
Vintagegroup „2“	von 1981 bis 1990
Vintagegroup „3“	von 1991 bis 2000
Vintagegroup „4“	von 2001 bis 2010
Vintagegroup „5“	von 2011 bis 2100

Jede KWA des Kraftwerksparks wird anhand dieser Kategorien einer Gruppe zugeordnet, in der somit mehrere Anlagen zusammengefasst werden. Jede Gruppe ist demnach mit einem Namen definiert, der wie folgt aufgebaut ist:

„PrimaryEnergy_SubType_TechTypeVintagegroup“

Eine Zusammenfassung aller Kraftwerksanlagen, in die für Norwegen notwendigen Gruppierungen, ist in Anhang A zu finden.

3.4.3 Technisch-ökonomische Parameter

Anhand der in Abschnitt 3.4.2 vorgenommenen Kategorisierung der Kraftwerke werden den Gruppen die jeweiligen technologiespezifischen Kennzahlen zugeordnet, die das Ergebnis aus technischer und aus ökonomischer Sicht beeinflussen. Die jeweils hinterlegten Werte der technisch-ökonomischen Parameter werden im Rahmen einer umfassenden Literaturrecherche als plausibel erachtet und dementsprechend gewählt. Jedoch stellt die vorausgegangene Gruppierung der Kraftwerke eine Problematik dar, da in der Regel nur einheitliche Werte für

bestimmte Kraftwerksgruppen gegeben sind und somit eine komplette Gruppe mit nur einem Wert charakterisiert wird. Da in der Arbeit die kurzfristigen Grenzkosten untersucht werden, wird auf fixe und kapitalgebundene Kostenbestandteile nicht eingegangen. Die in diesem Abschnitt gewählten Werte dienen als Basis für die nachfolgenden Sensitivitätsanalysen.

Als erstes wird jeder bestehenden Kraftwerksgruppe anhand von Literaturwerten eine technische Lebensdauer, genannt LifeTime, zugewiesen (s. Anhang A). Dieser Kennwert ist für die spätere Modellierung relevant, weil durch die Lebensdauer berücksichtigt wird, welches Kraftwerk im jeweiligen Betrachtungsjahr, in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres, noch zur Stromerzeugung genutzt wird. Tabelle 3-5 gibt einen Überblick der technischen Lebensdauern für die eingesetzten Kraftwerks- und Technologietypen.

Tabelle 3-5: Technische Lebensdauern der eingesetzten Kraftwerks- und Technologietypen (Daten aus: MATTHES ET AL., 2013 und GÖRNER & SAUER, 2016)

Kraftwerks- und Technologietyp	**Technische Lebensdauer [a]**
Blockheizkraftwerk (BHKW)	20
Verbrennungsmotoren-Kraftwerk	25
Gasturbinen-Anlage	30
Erdgasbetriebene GuD-Anlage	33
Steinkohlebetriebene Dampfturbinen-Gegendruck-Anlage	50
Steinkohlebetriebene Dampfturbinen-Kondensations-Anlage	45
Ölbetriebene Dampfturbinen-Anlage	48
Siedlungsabfallbetriebene Dampfturbinen-Anlage	35
Holzbetriebene Dampfturbinen-Anlage	35

Nachfolgend wird jeder Gruppe ein einheitlicher elektrischer Nettowirkungsgrad η_{el} zugeordnet. Hierbei erfolgt die Annahme, dass die norwegischen Anlagen den gleichen technologischen Standards entsprechen wie deutsche Anlagen, weshalb Literaturwerte gewählt werden können, die sich auf deutsche Technologietypen beziehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass KWK-Anlagen einen geringeren elektrischen Wirkungsgrad aufweisen, als reine Elektrizitätserzeugungsanlagen. Um wie viele Prozentpunkte sich der elektrische Wirkungsgrad gegenüber einer konventionellen Anlage verringert, ist von dem Kraftwerkstyp und dem eingesetzten Technologietyp abhängig (REMME, 2006). In der Regel ist für thermische Kraftwerke während deren Betriebszeit ein Verlust des elektrischen Wirkungsgrades zu verzeichnen (DEA, 2016), welcher hier jedoch nicht berücksichtigt wird. Außerdem ist zu erwähnen, dass sich die zugeordneten Wirkungsgrade von den tatsächlichen anlagenspezifischen Werten einer jeden einzelnen KWA differieren. Bevorzugt werden die Werte aus Quellen entnommen, die die elektrischen Wirkungsgrade in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres darstellen. Lediglich wenn diese Werte für bestimmte Anlagen nicht zur Verfügung stehen, werden Annahmen getroffen und Werte interpoliert. Abb. 3-5 zeigt die hinterlegten elektrischen Wirkungsgradverläufe für beispielhafte Anlagen in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres der

KWA. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass die Werte für η_{el}, aufgrund der Verbesserung der Technologien, in den letzten Jahrzehnten für jeden Anlagentyp kontinuierlich angestiegen sind.

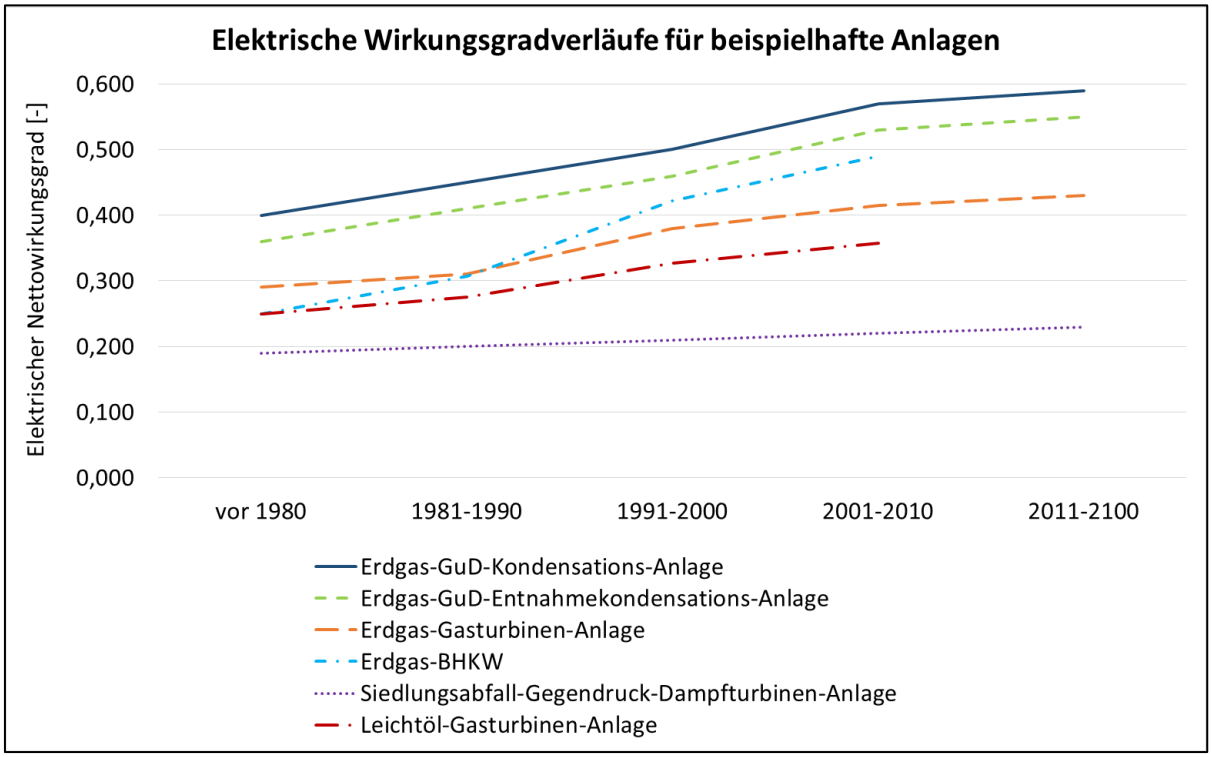

Abb. 3-5: Elektrische Wirkungsgradverläufe für beispielhafte Anlagen

(Eigene Darstellung, Daten aus Anhang A)

Darüber hinaus hat der Wirkungsgradverlust bei minimaler Stromerzeugung einer Anlage, bezeichnet als PartEffLoss, Auswirkungen auf den Primärenergiebedarf und damit auch unmittelbar auf die kurzfristigen Grenzkosten. Er wird aus der Differenz des Netto-Wirkungsgrades im Bestpunkt minus den Netto-Minimallast-Wirkungsgrad berechnet. Zur Vereinfachung wird angenommen, dass bei der Nennleistung mit dem besten Wirkungsgrad zu rechnen ist, da eine Anlage in der Regel so ausgelegt ist, dass sie die meiste Zeit mit ihrer Nennleistung und dem besten Wirkungsgrad betrieben werden kann. Des Weiteren sind in der Literatur weitestgehend keine Werte für Wirkungsgrade in anderen Betriebspunkten der Anlage zu finden.

Eine weitere wichtige Kennzahl ist die notwendige Minimallast, bezogen auf die Nennlast, einer jeden Kraftwerksgruppe. Diese Kennzahl wird als MinLoadFactor bezeichnet.

Des Weiteren werden spezifische variable Betriebs- und Wartungskosten in €/MWh jeder Gruppe hinzugefügt. Es ist jedoch zu konstatieren, dass die hier gewählten Werte eine gewisse Variabilität aufweisen, die auf den Standort, die Infrastrukturanbindung und den Anlagenbetrieb zurückzuführen ist (EIA, 2018). Auch diese Variabilität der OaM-Kosten spiegelt die Problematik der Gruppierung wider, da nicht jedem einzelnen Kraftwerk spezifische Kosten

zugeordnet werden, sondern lediglich jeder Gruppe. Für KWK-Anlagen werden die variablen Betriebs- und Wartungskosten um 10 % höher angenommen als bei Anlagen, die keine Kraft-Wärme-Kopplung nutzen.

Bei der Ermittlung der kurzfristigen Grenzkosten gehen die Anfahrkosten mit in die Berechnung ein, weshalb hierzu die variablen Anfahrkosten bzw. Laständerungskosten, definiert als StartUpVarCosts, sowie der Kraftstoffverbrauch für den Start im heißen Zustand, genannt StartUpFuelConsHot, als Parameter hinterlegt werden.

Zusammengefasst werden für jede Kraftwerksgruppe die in Tabelle 3-6 gezeigten technisch-ökonomischen Parameter recherchiert und hinterlegt.

Tabelle 3-6: Hinterlegte technisch-ökonomische Parameter für jede Kraftwerksgruppe

Technische Parameter	**Ökonomische Parameter**
- Technische Lebensdauer der Bestands-kraftwerkgruppen [a] - Max. el. Wirkungsgrad η_{el} [%] - Wirkungsgradverlust bei minimaler Stromerzeugung [%] - Notwendige Minimallast [%] - Kraftstoffverbrauch für Start im heißen Zustand [MWh/MW]	- Variable Anfahrkosten bzw. Laständerungskosten [€/MW] - Variable OaM-Kosten [€/MWh]

Anhang A gibt eine Übersicht der hinterlegten technologiespezifischen Kennzahlen für jede mögliche Kraftwerksgruppe.

3.4.4 Primärenergiepreise

Die Preise der Primärenergieträger, im Modell $\text{Price}^{\text{PrimaryEnergy}}$ genannt, haben einen unmittelbaren Einfluss auf die kurzfristigen Grenzkosten eines thermischen Kraftwerks und unterliegen teilweise signifikanten jahreszeitlichen und jährlichen Schwankungen. Laut JENSEN (2018) sind die fossilen Primärenergiepreise Norwegens unmittelbar mit den Preisen in Kontinental-Europa verbunden und können auch weitestgehend mit diesen internationalen Preisen angenähert werden.

Da Erdgas-Kraftwerke hinsichtlich der thermischen Stromerzeugung anteilig mit der größten Kapazität vertreten sind, ist es notwendig, die Erdgaspreise in geringen Zeitintervallen zu hinterlegen, um die Schwankungen der Erdgaspreise möglichst genau zu repräsentieren. Die Werte werden der Marktdaten-Plattform der European Energy Exchange (EEX) entnommen. Von dieser Daten-Plattform werden die täglichen Abrechnungspreise (*settlement price*) in €/MWh am deutschen Gaspool-Markt, im Rahmen der GND1-Verträge für die Jahre 2008 bis 2017, in die Modelldatenbank übertragen. Sollten punktuell Werte fehlen (z.B. für Wochen-

enden), so wird der Mittelwert zwischen dem vorherigen und dem nachfolgenden Tag gebildet. Für die Jahre 2008 bis 2010 stehen mehrere Handelstage für einen Liefertag zur Verfügung. Hier wird die Annahme getroffen, dass der letzte mögliche Handelstag den Preis des jeweiligen Liefertages bestimmt.

Hinsichtlich der Kohlepreise ist eine monatliche Auflösung verfügbar. Laut KALBFLEISCH-HECKL (2018) orientiert sich Norwegen bei den Kohlepreisen an den API2-Kohlekosten in den Häfen der ARA-Region. Folglich werden der Marktdaten-Plattform der EEX die monatlichen Kohlepreise der ARA-Region im Rahmen der FT2M-Verträge entnommen. Hierbei ist darauf zu achten, dass für eine Lieferperiode, d.h. einen Monat, mehrere Handelstage in Frage kommen. Zur Implementierung in die Modell-Datenbank bestimmt jeweils der letzte mögliche Handelstag den Preis für die gesamte Lieferperiode. Die Kohlepreise sind in USD/t angegeben, weshalb eine Umrechnung mit den jeweiligen jährlichen Jahres-Schlusskursen von USD in € (s. Anhang C 1) und eine Umrechnung von 1 t SKE = 8,141 MWh (KONSTANTIN, 2013) notwendig ist, um die Primärenergiepreise einheitlich in €/MWh zu hinterlegen.

Auch für die ölbasierten Primärenergien, Heizöl und Leichtöl ist eine monatliche Auflösung der Preise abrufbar. Die Werte für Rohöl stehen durch NORWEGIAN PETROLEUM (2018) zur Verfügung. Da die Preise in USD/barrel gegeben sind, ist eine Umrechnung mit den jeweiligen jährlichen Jahres-Schlusskursen von USD in € (s. Anhang C 1) und eine Umrechnung von 1 barrel = 1,595 MWh (KONSTANTIN, 2013) notwendig.

Laut LEFEVERS (2013) ist Deponiegas in der Regel um 15 % bis 33 % teurer als Erdgas. Daher werden für die Primärenergiepreise von Deponiegas lediglich die Erdgaspreise mit dem Faktor 1,25 multipliziert. Für Klärgas wird dieselbe Annahme getroffen. Für Abgas wird angenommen, dass keine Kosten für das Gas als Primärenergieträger anfallen, da es als Abfall- bzw. Nebenprodukt bei einem anderen bedeutsamen industriellen Prozess entsteht.

Biogas ist, wie Biomasse, ein lokaler Primärenergieträger, dessen Preisbildung nicht den üblichen Mechanismen am internationalen Handel folgt (BLESL ET AL., 2010). Deshalb kann Biogas langfristig zu fest kalkulierbaren Preisen bezogen werden und weitestgehend jährliche Preiskonstanz angenommen werden (BLESL ET AL., 2010 und ALTROCK ET AL., 2013). Jedoch sind die Biogas-Preise in hohem Maße von dem zur Produktion eingesetzten Substrat und der Aufbereitungskapazität abhängig (ADLER ET AL., 2014). Des Weiteren ist eine Differenzierung zwischen Rohbiogas und aufbereitetem Biomethan möglich. Da jedoch keine weiteren Informationen vorliegen, ob eine KWA Biogas oder Biomethan nutzt, wird von Biogas als Primärenergieträger ausgegangen. Der Preis von Biogas ergibt sich aus dem Mittelwert der Preise der Jahre 2011 bis 2013 für die Substrate: Abfall/Reststoffe und Nachwachsende Rohstoffe, die dem Biogas-Monitoringbericht 2014 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen entnommen werden (BNETZA, 2014). Daraus ergibt sich für Biogas ein Preis von 66,42 €/MWh, der für die Jahre 2008 bis 2017 in der Da-

tenbank hinterlegt wird. Dieser ermittelte Preis deckt sich mit den Angaben nach ADLER ET AL. (2014). Bei der Preiszusammensetzung von Biogas entfallen rund 80-88 % auf die Rohbiogasbereitstellung und die restlichen 12-20 % auf die Biogasaufbereitung (ADLER ET AL., 2014).

Für Holz als Primärenergieträger ist eine verhältnismäßig große Bandbreite hinsichtlich der Preise gegeben. Denn je nach Art des Holzproduktes, dem Wassergehalt und der Holzart unterscheiden sich auch deren Preise. So lässt sich beispielsweise zwischen Scheitholz, Holzhackschnitzel, Holzbriketts und Holzpellets unterscheiden. Dabei variieren die norwegischen Preise im Jahr 2010 von ca. 10,4 €/MWh für Holzhackschnitzel aus sekundären fortwirtschaftlichen Reststoffen bis zu rund 34,6 €/MWh für Rundholz-Hackschnitzel (RUIZ ET AL., 2015). Anhand des norwegischen Kraftwerksparks ist jedoch nicht eindeutig ersichtlich, welche Art von Holzprodukt als Primärenergie genutzt wird. Erfahrungsgemäß sind jedoch Holzhackschnitzel das am häufigsten eingesetzte Energieholz. Folglich wird ein Durchschnittswert für forstwirtschaftliche Reststoffe in Hackschnitzelform von 20,52 €/MWh angenommen (RUIZ ET AL., 2015). Bei Holz handelt es sich um einen biomassebasierten und weitgehend regionalen Energieträger, weshalb ein konstanter Preis über die Jahre angenommen werden kann (BLESL ET AL., 2010).

Laut MAAGE (2018) variieren die Preise von Siedlungsabfall als Primärenergieträger in hohem Maße von Gebiet zu Gebiet und von Werk zu Werk. Hierbei ist insbesondere die Dimension des Logistikaufwandes und des Abfallsystems als Einflussfaktor zu nennen. Des Weiteren besteht Wettbewerb, wenn der Abfallbesitzer eine bestimmte Menge Abfall ausschreibt (MAAGE, 2018). Die durchschnittlichen Preise von Siedlungsabfall in Norwegen bewegen sich in einer Spannbreite von 500 NOK/t bis 1800 NOK/t (MAAGE, 2018). Folglich wird ein Mittelwert angenommen, aus dem sich nach Umrechnung von 1 NOK = 0,1007 € (Vgl. FINANZEN.NET, 2018) und einem angenommenen Brennwert von 10.000 MJ/t (Vgl. KERNITZKYI ET AL., 2013 und GAMER, 2001) ein Preis von 41,64 €/MWh ergibt, der für die Jahre 2008 bis 2017 in der Datenbank hinterlegt wird.

Tabelle 3-7 zeigt eine Zusammenfassung der hinterlegten Primärenergiepreise.

Tabelle 3-7: Zusammenfassung der hinterlegten Primärenergiepreise

Primärenergieträger	Hinterlegte Primärenergiepreise in €/MWh	Durchschnittspreis von 2008 bis 2017
Erdgas	Tägliche Abrechnungspreise [*1]	20,29 €/MWh
Steinkohle	Monatliche Preise [*1]	8,45 €/MWh
Heizöl	Monatliche Preise [*2]	39,97 €/MWh
Leichtöl	Monatliche Preise [*2]	39,97 €/MWh
Deponiegas	Tägliche Erdgaspreise mit Faktor 1,25 multipliziert [*1]	25,36 €/MWh
Klärgas	Tägliche Erdgaspreise mit Faktor 1,25 multipliziert [*1]	25,36 €/MWh
Abgas	0 €/MWh da Nebenprodukt aus industriellem Prozess [*3]	0 €/MWh
Biogas	Konstanter Preis von 66,42 €/MWh für 2008-2017 [*4]	66,42€/MWh
Holzhackschnitzel	Konstanter Preis von 20,52 €/MWh für 2008-2017 [*5]	20,52 €/MWh
Siedlungsabfall	Konstanter Preis von 41,64 €/MWh für 2008-2017 [*6]	41,64 €/MWh

[*1] Marktdaten der European Energy Exchange.
[*2] NORWEGIAN PETROLEUM (2018).
[*3] Eigene Annahme.
[*4] BNETZA (2014).
[*5] RUIZ ET AL. (2015).
[*6] MAAGE, J. (2018), Avfall Norge.

3.4.5 Zusätzliche Primärenergiekosten

Bei den im vorherigen Abschnitt hinterlegten Primärenergieträgerpreisen werden die Transportkosten, Lagerungskosten sowie weitere zusätzliche Primärenergiekosten vernachlässigt, da diese je nach Transportdistanz, -mittel und -konditionen stark variieren (SWIDER ET AL., 2007). Die Ermittlung dieser Kosten, genannt $\text{Price}^{\text{PrimaryEnergyAddCost}}$, erfordern eine detaillierte Betrachtung einer jeden KWA, die Kenntnis über deren genauen Standort und über die notwendige Logistik vom Produktions- oder Abnahmeort bis zu der jeweiligen Anlage. Insbesondere das Beladen und Entladen der Energieträger auf verschiedene Transportmedien ist beim intermodalen Transport zu berücksichtigen (KÜHMAIER, 2007). Eine solche genaue Betrachtung einer jeden KWA und deren Primärenergieträgerbeschaffung gehen jedoch über den Rahmen dieser Arbeit hinaus, weshalb nachfolgend einheitliche plausible Werte für die

zusätzlich anfallenden Primärenergiekosten getroffen werden sollen. Anhand verschiedener Literaturquellen sind unterschiedliche Bandbreiten für diese Kosten je Primärenergieträger gegeben.

Die Transportkosten bei Erdgas sind im Wesentlichen von der zu überbrückenden Entfernung abhängig (GÖß, 2017). Zudem fallen sie aufgrund der geringen Energiedichte von Erdgas, im Vergleich zu Erdöl und Kohle, sehr hoch aus (GÖß, 2017 und REMME ET AL., 2007), was den Transport über lange Strecken unwirtschaftlich macht (SCHRÖER, 2003). Der Erdgastransport kann sowohl über Pipelines, als auch in verflüssigter Form (*Liquified Natural Gas*) via Tankschiffe stattfinden (GÖß, 2017). Wobei der verflüssigte Transport erst bei Distanzen von über 2500 km wirtschaftlicher ist als der Pipeline-Transport (Vgl. GÖß, 2017 und REMME ET AL., 2007). Es wird davon ausgegangen, dass der Erdgastransport in Norwegen via Pipelines stattfindet, da der norwegische Festlandsockel über ein sehr ausgeprägtes Gaspipeline-Netzwerk verfügt (Vgl. NORWEGIAN PETROLEUM, 2019) und angenommen wird, dass der Weitertransport zu den KWA ebenfalls über Pipelines durchgeführt wird. Beim Transport über Pipelines lässt sich zwischen Kapitalkosten (z.B. Investitionen für Pipelines) und den Betriebskosten (z.B. Energiekosten für Verdichter in Pipelines) unterscheiden, wobei letztere einen geringen Anteil ausmachen (JANSSEN, 2006). Ob der Erdgas-Transport in Offshore- oder Onshore-Pipelines stattfindet, sowie die jeweilige Transportdistanz sind unbekannt. Daher wird ein Mittelwert der Angaben von GÖß (2017) und REMME ET AL. (2007) für Entfernungen zwischen 500 km bis 2000 km gebildet, welcher 1,65 €/MWh beträgt und als konstant für jede mögliche Region und für jedes Jahr angenommen wird. Die Ermittlung dieses Mittelwertes ist in Anhang D 1 gegeben.

Laut DANIEL ET AL. (2011) beträgt die Pauschale für die Transport- und Lagerkosten von Steinkohle 10 % des Brennstoffpreises, was bezogen auf den Durchschnittspreis von 2008 bis 2017 0,845 €/MWh entspricht. Laut WOLFRAM (1999) machen durchschnittliche Transportkosten für Kohle rund 5 % der Brennstoffkosten aus, woraus sich, basierend auf dem Durchschnittspreis, ein Wert von 0,423 €/MWh ergibt. Nach MATTHES (2010) können die Transportkosten für Kohle, je nach Transportentfernung zwischen 0,36 €/MWh für Anlieferungen am Küstenstandort von einem der ARA-Häfen bis zu 3,1 €/MWh für Anlieferungen an einem Standort im Landesinneren, variieren. REMME ET AL. (2007) und GÖß (2017) geben die Transportkosten von Kohle für den Schifftransport und Bahntransport in Abhängigkeit der Transportdistanz an. Dabei variieren die Werte je nach Transportmedium und Distanz von 0,059 €/MWh bis zu 1,726 €/MWh. Folglich wird ein Mittelwert von 0,784 €/MWh aus all den genannten Optionen ermittelt (s. Anhang D 2), der in der Datenbank für alle Regionen und jedes Jahr hinterlegt wird.

Bei ölbasierten Primärenergieträgern kann zwischen dem Transport via Tanker und dem Transport per Pipeline unterschieden werden, wobei die zweite Variante mit höheren Kosten verbunden ist. (Vgl. GÖß, 2017 und REMME ET AL., 2007). Auch hier sind die Transportkosten

im Wesentlichen von der Transportdistanz abhängig. Demzufolge wird ein Mittelwert der Transportkosten beim Schifftransport und Pipelinetransport für die Entfernungen 500 km, 1000 km, 1500 km und 2000 km gebildet (s. Anhang D 3). Dieser Mittelwert beläuft sich auf 0,224 €/MWh und wird für alle möglichen Regionen und jedes Jahr in der Datenbank hinterlegt.

Hinsichtlich Energieholz als Primärenergieträger sind die mögliche Ladedichte, auch Schüttdichte genannt, und die Distanz vom Erzeugungs-zum Bezugsort bestimmende Faktoren für die Transportkosten, welche stark regional geprägt sind (KÜHMAIER, 2007). Zusätzlich haben die Lagerdauer und die Umschlagsmenge Einfluss auf die Lagerungskosten (KÜHMAIER, 2007). Erst bei höheren Entfernungen von rund 200 km wird der Transport mit der Bahn im Vergleich zum LKW-Transport wirtschaftlicher (Vgl. LEIBLE ET AL., 2011). In Anhang D 4 ist die Berechnung eines Mittelwertes für die Transportkosten von 8,035 €/MWh und eines Mittelwertes für die Lagerungskosten von 4,144 €/MWh gegeben. In Summe ergeben sich damit zusätzliche Primärenergieträgerkosten von 12,179 €/MWh.

Laut MAAGE (2018) variieren auch die Preise von Siedlungsabfall als Primärenergieträger in hohem Maße von Gebiet zu Gebiet und von Werk zu Werk. Hierbei ist insbesondere die Dimension des Logistikaufwandes und des Abfallsystems als Einflussfaktor zu nennen. Die dabei anfallenden zusätzlichen Primärenergiekosten sind bereits im Primärenergiepreis von 41,64 €/MWh berücksichtigt.

Des Weiteren wird die Annahme getroffen, dass die Nutzung von Biogas, Deponiegas, Klärgas und Abgas unmittelbar am Ort deren Erzeugung stattfindet, weshalb zusätzliche Energiekosten und Transportkosten vernachlässigt werden können und lediglich geringe Schwankungen aufgrund von Prozessänderungen auftreten können.

Tabelle 3-8 zeigt eine Zusammenfassung der hinterlegten zusätzlichen Primärenergiekosten.

Tabelle 3-8: Zusammenfassung der zusätzlichen Primärenergiekosten

Primärenergieträger	Hinterlegte zusätzliche Primärenergieträgerkosten
Erdgas	1,650 €/MWh [*1]
Steinkohle	0,784 €/MWh [*2]
Heizöl	0,224 €/MWh [*3]
Leichtöl	0,224 €/MWh [*3]
Deponiegas	0 €/MWh [*4]
Klärgas	0 €/MWh [*4]
Abgas	0 €/MWh [*4]
Biogas	0 €/MWh [*4]
Holzhackschnitzel	12,179 €/MWh [*5]
Siedlungsabfall	0 €/MWh [*6]

[*1] Mittelwert von Onshore- und Offshore-Pipelines bei Entfernungen von 500 km, 1000 km, 1500 km und 2000 km basierend auf Werten von GÖß (2017) und REMME ET AL. (2007) (s. Anhang D 1).

[*2] Mittelwert aus unterschiedlichen Literaturquellen (s. Anhang D 2).

[*3] Mittelwert von Tankertransport und Pipelinetransport bei Entfernungen von 500 km, 1000 km, 1500 km und 2000 km basierend auf Werten von GÖß (2017) und REMME ET AL. (2007) (s. Anhang D 3).

[*4] Eigene Annahme. Es fallen keine zusätzlichen Primärenergiekosten an, da die Nutzung unmittelbar am Ort der Erzeugung stattfindet.

[*5] Mittelwert von LKW- und Bahntransport bei Entfernungen zwischen 50 km und 500 km basierend auf Werten von KÜHMAIER (2007) und LEIBLE ET AL. (2011) (s. Anhang D 4).

[*6] Eigene Annahme. Zusätzliche Primärenergiekosten sind bereits im Primärenergiepreis von MAAGE (2018) berücksichtigt.

3.4.6 CO_2-Zertifikatpreise

Die CO_2-Zertifikate werden als European Emission Allowances (EUA) am Europäischen Emissionsmarkt gehandelt, wobei eine EUA die Emission von einer Tonne CO_2-Äquivalent bewilligt (UBA, 2018). Die Emissionsberechtigungen werden frei auf dem Markt gehandelt, wobei der gebildete Preis einen finanziellen Anreiz für Kraftwerk-Betreiber darstellt, die Emissionen zu reduzieren (UBA, 2018). Auch Norwegen ist Bestandteil des europaweiten Handels (UBA, 2018). Rund 80 % der norwegischen Treibhausgasemissionen werden durch das Emissionshandelssystem reguliert (EFN, 2019). Von der Daten-Plattform der EEX werden die täglichen Abrechnungspreise in €/EUA und damit in €/t CO_2-Äq, im Rahmen der P1E2-Verträge und ab Juli 2012 der EUSP-Verträge entnommen. Der Abrechnungspreis mit dem spätmöglichsten Vertragsende gibt dabei den Preis pro EUA für den jeweiligen Handelstag an. Da an den Wochenenden kein Handel stattfindet, wird für die Tage Samstag und Sonntag jeweils der Mittelwert aus Freitag und Montag gebildet.

4 Sensitivitätsanalysen

In diesem Kapitel wird zu Beginn kurz der Hintergrund der Sensitivitätsanalysen erklärt. Darauf folgt die Ermittlung und Begründung der Variationen anhand gewählter Bandbreiten der technisch-ökonomischen Parameter. Abschließend werden die modellierten Szenarien erläutert.

4.1 Hintergrund von Sensitivitätsanalysen

Bei der Modellierung von Elektrizitätsmarktmodellen und den daraus resultierenden kurzfristigen Grenzkosten und Strommarktpreisen sind einige Faktoren, die preisbeeinflussend sind, unsicher oder aber nicht verfügbar. Diese Problematik wurde bereits in älteren Arbeiten geäußert und diskutiert (Vgl. DANIEL ET AL., 2011 und SWIDER ET AL., 2007 und LANG, 2007). Laut LANG (2007) und SWIDER ET AL. (2007) können Veränderungen der zuvor genannten Parameter bei Grenzkostenmodellen, insbesondere zu Zeiten hoher Nachfrage, signifikante Auswirkungen auf die Grenzkosten haben.

Die Sensitivitätsanalysen umfassen die Untersuchung, inwieweit sich die Strompreise durch ein- oder mehrfaktorielle Parameteränderungen verändern. Sie erlauben es, die Sensitivität der ermittelten optimalen Lösung gegenüber den Parametervariationen zu quantifizieren (REMME, 2006). Diesbezüglich werden in der vorliegenden Arbeit die einzelnen Bestimmungsfaktoren: elektrischer Nettowirkungsgrad, Primärenergiepreise, zusätzliche Primärenergiekosten und variable Betriebs- und Wartungskosten, gemäß realistischer Bandbreiten gegenüber den zuvor festgelegten Basiswerten, variiert und die entstehenden Stromkosten mit den historischen Strommarktpreisen verglichen. Hierzu werden die vier Szenarien: Basis, Minimum, Maximum und Disaggregation simuliert. Bei den modellierten Szenarien handelt es sich um sogenannte explorative Szenarien, mit dem Ziel, die Auswirkungen bestimmter Parametervariationen auf die kurzfristigen Grenzkosten und damit die Strommarktpreise zu untersuchen (HOBOHM, 2018).

4.2 Variation und Bandbreiten der technisch-ökonomischen Parameter

Im Folgenden sollen die zuvor erwähnten technisch-ökonomischen Parameter erläutert, sowie deren Variation anhand plausibler Bandbreiten aufgezeigt und begründet werden. Auf die Variation der Anfahrprozesse und den damit verbundenen Anfahrkosten wird nachfolgend verzichtet, da nur eine Quelle für die Werte der Anfahrkosten zur Verfügung steht und somit nicht abschätzbar ist, in welchen Bandbreiten sich diese Kosten bewegen. Außerdem machen die Anfahrkosten einen relativ geringen Anteil an den Grenzkosten einer thermischen Anlage aus (SUN, 2013). Des Weiteren sollen auch die CO_2-Zertifikatpreise nicht variiert werden, da deren historische Werte durch die EEX gegeben sind. Der Fokus der Sensitivitätsanalysen liegt auf der Variation der elektrischen Nettowirkungsgrade, den Primärenergiepreisen, den zusätzlichen Primärenergiekosten und den variablen Betriebs- und Wartungskosten.

4.2.1 Variation des elektrischen Wirkungsgrades

Die hinterlegten elektrischen Nettowirkungsgrade basieren auf Werten unterschiedlicher Literaturquellen. Jedoch ist nicht immer eindeutig definiert, unter welchen Bedingungen die Wirkungsgrade ermittelt wurden und für welches Inbetriebnahmejahr diese gelten, sodass hier Abweichungen abhängig der Gegebenheiten resultieren können. Des Weiteren weisen thermische Kraftwerke während ihrer Betriebszeit aufgrund von Alterungsprozessen einen Verlust des elektrischen Wirkungsgrades auf (DEA, 2016), welcher hier jedoch nicht berücksichtigt wird. Auch die Notwendigkeit der Gruppierung der Kraftwerke und der damit pauschal festgelegten Werte haben Auswirkungen auf die kurzfristigen Grenzkosten und damit auf die Strommarktpreise. Für einige Anlagen sind keine Wirkungsgrad-Angaben in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres gegeben, sodass Wirkungsgrade interpoliert werden. Infolgedessen ist es unumgänglich die elektrischen Wirkungsgrade im Rahmen der Sensitivitätsanalyse anhand plausibler Bandbreiten zu variieren. Um wie viele Prozentpunkte die elektrischen Wirkungsgrade der thermischen Kraftwerke variiert werden sollen, wird anhand der gängigen Anlagen ermittelt. Da für manche Anlagen nur eine Literaturquelle für elektrische Wirkungsgrade vorliegt, wird deren Variation mittels der Bandbreiten der gängigen Anlagen: Steinkohle-Dampfturbinen-KWA, Erdgas-GuD-KWA und Erdgas-Gasturbinen-KWA, für die mehrere Quellen zur Verfügung stehen, durchgeführt. Des Weiteren wird auf die Berücksichtigung der maximalen Abweichungen jeder einzelnen Vintagegroup verzichtet, um die Komplexität der Variationen gering zu halten.

Tabelle 4-1 gibt eine Übersicht verschiedener Literaturwerte für η_{el} von Steinkohle-Dampfturbinen-KWA, sowie die Abweichung in Wirkungsgradpunkten gegenüber dem, im Basis-Szenario hinterlegten Wirkungsgrad der jeweiligen Vintagegroupes bezogen auf das Veröffentlichungsjahr der Quelle. In GÖRNER & SAUER (2016) und in der Quelle der EUROPÄISCHEN KOMMISSION (2017) wird zwischen den Werten von Bestandsanlagen und Neuanlagen unterschieden. Für die Bestandsanlagen wird zum Vergleich der Mittelwert der hinterlegten Wirkungsgrade der jeweils betreffenden Vintagegroupes angegeben.

Tabelle 4-1: Elektrische Nettowirkungsgrade für Steinkohle-Dampfturbinen-KWA

Quelle	**η_{el} aus Quelle [-]**	**Hinterlegter η_{el} im Basis-Szenario [-]**	**Abweichung in Wirkungsgradpunkten von hinterlegtem η_{el} zu Wert aus Quelle**
EUROPÄISCHE KOMMISSION (2017)	0,325-0,440 [*1]	0,419 [*5]	-9,4 % bis +2,1 %
EUROPÄISCHE KOMMISSION (2017)	0,365-0,460 [*2]	0,460 [*6]	-9,5 % bis +0 %
GÖRNER & SAUER (2016)	0,370-0,400 [*3]	0,419 [*5]	-4,9 % bis -1,9 %
GÖRNER & SAUER (2016)	0,450-0,500 [*4]	0,460 [*6]	-1 % bis +4 %
SCHNELL (2016)	0,400-0,460	0,460 [*6]	-6 % bis +0 %
WITTENSTEIN & ROTHWELL (2015)	0,460	0,460 [*6]	0 %
MATTHES ET AL. (2013)	0,480	0,460 [*6]	+2 %
KONSTANTIN (2013)	0,460	0,460 [*6]	0 %
PROGNOS AG (2013)	0,460	0,460 [*6]	0 %
BLESL ET AL. (2012)	0,450-0,540	0,460 [*6]	-1 % bis +8 %
TRABER & KEMFERT (2011)	0,430	0,460 [*6]	-3 %
KUHN (2011)	0,460	0,460 [*6]	0 %
WIETSCHEL ET AL. (2010)	0,460	0,455 [*7]	+0,5 %
BRIEM ET AL. (2004)	0,470	0,455 [*7]	+1,5 %
SCHNEIDER (1998)	0,430-0,470	0,440 [*8]	-1 % bis +3 %
Maximale Abweichung im negativen Bereich			-9,5 %
Maximale Abweichung im positiven Bereich			+8 %

[*1] Wertebereich für Bestandsanlagen in Abhängigkeit der installierten Leistung.

[*2] Wertebereich für Neuanlagen in Abhängigkeit der installierten Leistung.

[*3] Durchschnittswerte der Bestandsanlagen bis 2013 in Abhängigkeit der installierten Leistung.

[*4] Wertebereich für Neuanlagen in Abhängigkeit der installierten Leistung.

[*5] Mittelwert der hinterlegten elektrischen Nettowirkungsgrade von Steinkohle-Dampfturbinen-KWA aller Vintagegroupes.

[*6] Hinterlegter elektrischer Nettowirkungsgrad im Basis-Szenario für Vintagegroup 5 (2011-2100).

[*7] Hinterlegter elektrischer Nettowirkungsgrad im Basis-Szenario für Vintagegroup 4 (2001-2010).

[*8] Hinterlegter elektrischer Nettowirkungsgrad im Basis-Szenario für Vintagegroup 3 (1991-2000).

Nachfolgend werden in Tabelle 4-2 die Werte für η_{el} von Erdgas-GuD-KWA aus unterschiedlichen Literaturquellen sowie die prozentuale Abweichung dargestellt.

Tabelle 4-2: Elektrische Nettowirkungsgrade für Erdgas-GuD-KWA

Quelle	**η_{el} aus Quelle [-]**	**Hinterlegter η_{el} im Basis-Szenario [-]**	**Abweichung in Wirkungsgradpunkten von hinterlegtem η_{el} zu Wert aus Quelle**
EUROPÄISCHE KOMMISSION (2017)	0,460-0,600 *1	0,528 *5	-6,8 % bis +7,2 %
EUROPÄISCHE KOMMISSION (2017)	0,530-0,605 *2	0,590 *6	-6 % bis +1,5 %
GÖRNER & SAUER (2016)	0,520-0,580 *3	0,528 *5	-0,8 % bis +5,2 %
GÖRNER & SAUER (2016)	0,620-0,640 *4	0,590 *6	+3 % bis +5 %
SCHNELL (2016)	0,590-0,610	0,590 *6	-0 % bis +2 %
WITTENSTEIN & ROTHWELL (2015)	0,600	0,590 *6	+1 %
MATTHES ET AL. (2013)	0,614	0,590 *6	+2,4 %
KONSTANTIN (2013)	0,560	0,590 *6	-3 %
PROGNOS AG (2013)	0,580	0,590 *6	-1 %
BLESL ET AL. (2012)	0,540-0,630	0,590 *6	-5 % bis +4 %
TRABER & KEMFERT (2011)	0,580	0,590 *6	-1 %
KUHN (2011)	0,590	0,590 *6	0 %
WIETSCHEL ET AL. (2010)	0,600	0,570 *7	+3 %
BRIEM ET AL. (2004)	0,600	0,570 *7	+3 %
SCHNEIDER (1998)	0,540-0,600	0,500 *8	+4 % bis +10 %
KAIL (1998)	0,510-0,595	0,500 *8	+1 % bis +9,5 %
Maximale Abweichung im negativen Bereich			-6,8 %
Maximale Abweichung im positiven Bereich			+10 %

*1 Wertebereich für Bestandsanlagen in Abhängigkeit der installierten Leistung.

*2 Wertebereich für Neuanlagen in Abhängigkeit der installierten Leistung.

*3 Durchschnittswerte der Bestandsanlagen bis 2013 in Abhängigkeit der installierten Leistung.

*4 Wertebereich für Neuanlagen in Abhängigkeit der installierten Leistung.

*5 Mittelwert der hinterlegten elektrischen Nettowirkungsgrade von GuD-KWA der Vintagegroupes 2-5, da GuD-Technologie erst seit ca. 1980 zur Stromerzeugung genutzt wird.

*6 Hinterlegter elektrischer Nettowirkungsgrad im Basis-Szenario für Vintagegroup 5 (2011-2100).

*7 Hinterlegter elektrischer Nettowirkungsgrad im Basis-Szenario für Vintagegroup 4 (2001-2010).

*8 Hinterlegter elektrischer Nettowirkungsgrad im Basis-Szenario für Vintagegroup 3 (1991-2000).

Abschließend zeigt Tabelle 4-3 die elektrischen Nettowirkungsgrade für Erdgas-Gasturbinen-KWA anhand unterschiedlicher Literaturquellen und die Abweichung in Wirkungsgradpunkten.

Tabelle 4-3: Elektrische Nettowirkungsgrade für Erdgas-Gasturbinen-KWA

Quelle	**η_{el} aus Quelle [-]**	**Hinterlegter η_{el} im Basis-Szenario [-]**	**Abweichung in Wirkungsgradpunkten von hinterlegtem η_{el} zu Wert aus Quelle**
EUROPÄISCHE KOMMISSION (2017)	0,330-0,415 *1	0,365 *5	-3,5 % bis +5 %
EUROPÄISCHE KOMMISSION (2017)	0,360-0,415 *2	0,430 *6	-7 % bis -1,5 %
GÖRNER & SAUER (2016)	0,300-0,400 *3	0,365 *5	-6,5 % bis +3,5 %
GÖRNER & SAUER (2016)	0,460 *4	0,430 *6	+3 %
SCHNELL (2016)	0,360	0,430 *6	-7 %
WITTENSTEIN & ROTHWELL (2015)	0,400	0,430 *6	-3 %
MATTHES ET AL. (2013)	0,385	0,430 *6	-4,5 %
PROGNOS AG (2013)	0,380	0,430 *6	-5 %
TRABER & KEMFERT (2011)	0,350	0,430 *6	-8 %
KUHN (2011)	0,380	0,430 *6	-5 %
SCHNEIDER (1998)	0,350-0,390	0,380 *8	-3 % bis +1 %
KAIL (1998)	0,325-0,425	0,380 *8	-5,5 % bis +4,5 %
Maximale Abweichung im negativen Bereich			-8 %
Maximale Abweichung im positiven Bereich			+5 %

*1 Wertebereich für Bestandsanlagen.

*2 Wertebereich für Neuanlagen.

*3 Durchschnittswerte der Bestandsanlagen bis 2013 in Abhängigkeit der installierten Leistung.

*4 Wert für Neuanlagen in Abhängigkeit der installierten Leistung.

*5 Mittelwert der hinterlegten elektrischen Nettowirkungsgrade von Gasturbinen-KWA aller Vintagegroupes.

*6 Hinterlegter elektrischer Nettowirkungsgrad im Basis-Szenario für Vintagegroup 5 (2011-2100).

*7 Hinterlegter elektrischer Nettowirkungsgrad im Basis-Szenario für Vintagegroup 4 (2001-2010).

*8 Hinterlegter elektrischer Nettowirkungsgrad im Basis-Szenario für Vintagegroup 3 (1991-2000).

Anhand der in Tabelle 4-1 bis Tabelle 4-3 ermittelten möglichen maximalen Abweichungen der elektrischen Nettowirkungsgrade, basierend auf unterschiedlichen Literaturquellen, wird jeweils der Mittelwert gebildet. Somit ergibt sich für die maximale Abweichung im negativen Bereich ein Wert von (-9,5 % - 6,8 % - 8 %)/3 = -8,1 % und im positiven Bereich ein Wert von (8 % + 10 % + 5 %)/3 = +7,67 %. Folglich werden die im Basis-Szenario verwendeten elektrischen Wirkungsgrade aller Anlagen (s. Anhang A) in einem Minimum-Szenario um -8,1 % Wirkungsgradpunkte verringert und in einem Maximum-Szenario um +7,67 % Wirkungsgradpunkte gesteigert.

4.2.2 Variation der Primärenergiepreise

Die im Rahmen dieser Arbeit hinterlegten Primärenergiepreise sind unterschiedlichen Quellen entnommen und repräsentieren teilweise grobe Mittelwerte, da eine genauere Differenzierung anhand der gegebenen Informationen nicht möglich ist.

Für die Preisbildung der fossilen Primärenergieträger wie Erdgas, Kohle und ölbasierte Brennstoffe spielen zahlreiche externe Faktoren eine wichtige Rolle. Naturkatastrophen, Krisen, die Erschließung neuer Vorkommen, sowie wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen haben einen unmittelbaren Einfluss auf das Preisniveau fossiler Brennstoffe. Da in der vorliegenden Arbeit jedoch nur historische Untersuchungen gemacht werden und die historischen Preise durch die EEX oder Norwegian Petroleum zur Verfügung stehen, werden die Preise der fossilen Primärenergieträger Erdgas, Steinkohle, Heizöl und Leichtöl nicht variiert.

Bei der Hinterlegung der Primärenergieträgerpreise werden für Deponiegas die Erdgaspreise um 25 % erhöht, das heißt mit dem Faktor 1,25 multipliziert. Laut LEFEVERS (2013) ist Deponiegas in der Regel um 15 % bis 33 % teurer als Erdgas. Daher werden die im Basis-Szenario hinterlegten Deponiegaspreise im Rahmen der Bandbreiten 15 %-25 % = -10 % und 33 %-25 % = +8 % variiert. Für Klärgas wird dieselbe Annahme getroffen. Für Abgas findet keine Variation statt, da ein Preis von 0 €/MWh hinterlegt wurde.

Hinsichtlich Biogas sind die Preise in hohem Maße von dem zur Produktion eingesetzten Substrat und der Aufbereitungskapazität abhängig (ADLER ET AL., 2014), weshalb eine Variation anhand plausibler Bandbreiten als sinnvoll erachtet wird. Die gemittelten Preise von nachwachsenden Rohstoffen betragen laut BNETZA (2014) 73,0 bis 74,0 €/MWh für die Jahre 2011-2013. Für Abfall/Reststoffe belaufen sich die Preise auf 62,0 bis 69,4 €/MWh (BNETZA, 2014). Bei einem Vergleich dieser Werte mit dem hinterlegten Mittelwert von 66,42 €/MWh ergeben sich maximale Abweichungen von -7 % und +11 % für die Preise von Biogas. Aufgrund der Abhängigkeit von der Aufbereitungskapazität (Vgl. ADLER ET AL., 2014) werden jeweils 10 % im negativen und positiven Bereich aufgeschlagen, woraus sich Bandbreiten von -17 % bis +21 % ergeben.

Bei Energieholz spielt die Form und Art des jeweiligen Holzproduktes eine wichtige Rolle. In Norwegen variieren die Preise zum Beispiel im Jahr 2010 von ca. 10,4 €/MWh für Holzhackschnitzel aus sekundären fortwirtschaftlichen Reststoffen bis zu rund 34,6 €/MWh für Rundholz-Hackschnitzel (RUIZ ET AL., 2015). Durch einen Vergleich dieser Werte mit dem hinterlegten Wert von 20,52 €/MWh für holzbasierte Primärenergieträger ergeben sich Bandbreiten von -49 % bis +69 %.

Aufgrund dessen sollen die Primärenergiepreise, anhand der in Tabelle 4-4 vorgegebenen Bandbreiten, variiert werden. Hierbei ist zu erwähnen, dass die gewählten Bandbreiten keine möglichen Prognosen zukünftiger Primärenergiepreise repräsentieren sollen, sondern lediglich zur Veranschaulichung des Einflusses der Primärenergiepreise auf die Strommarktpreise dienen.

Tabelle 4-4: Variation und Bandbreiten der Primärenergiepreise

Primärenergieträger	**Variation der Primärenergiepreise**
Erdgas	- *1
Steinkohle	- *1
Heizöl	- *1
Leichtöl	- *1
Deponiegas	-10 % bis +8 % *2
Klärgas	-10 % bis +8 % *2
Abgas	- *3
Biogas	-17 % bis +21 % *4
Holzhackschnitzel	-49 % bis +69 % *5
Siedlungsabfall	-50 % bis +50 % *6

*1 Keine Variation, da die historischen Preise durch die EEX und Norwegian Petroleum gegeben sind.

*2 Eigene Annahme. Orientiert sich Angaben von LEFEVERS (2013).

*3 Keine Variation, da ein Preis von 0 €/MWh angenommen wurde.

*4 Eigene Annahme. Orientiert sich an Angaben von BNETZA (2014) und ADLER ET AL. (2014).

*5 Eigene Annahme. Orientiert sich an Angaben von RUIZ ET AL. (2015).

*6 Eigene Annahme. Orientiert sich an Angaben von MAAGE (2018), Avfall Norge.

Abb. 4-1 stellt die ermittelten prozentualen Variationen der Primärenergiepreise aus Tabelle 4-4 grafisch dar.

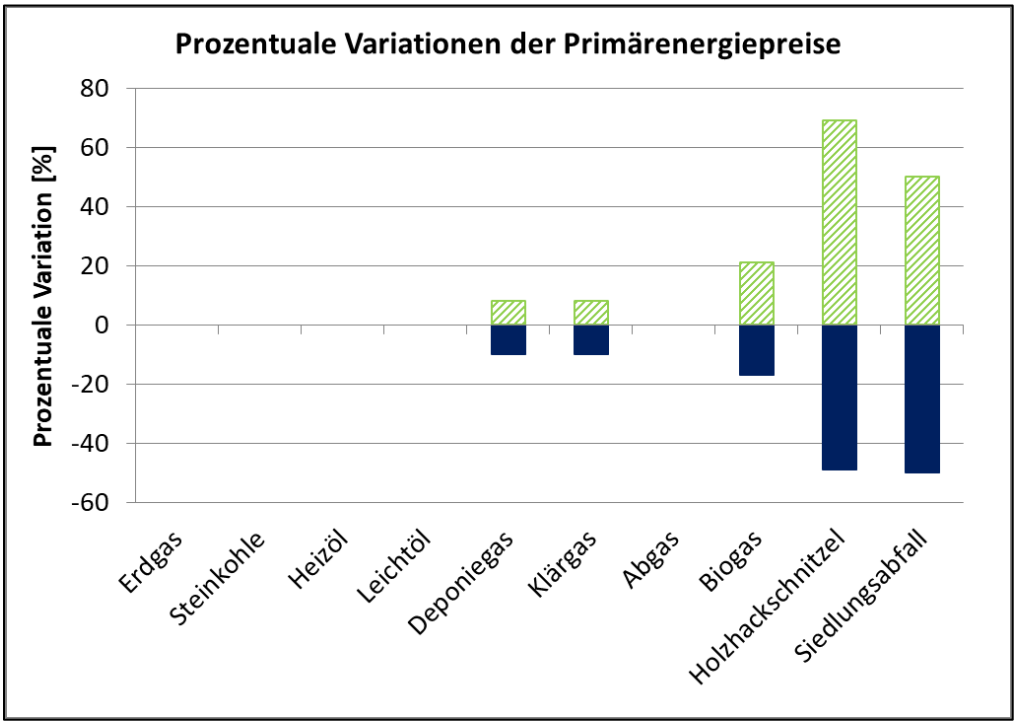

Abb. 4-1: Prozentuale Abweichung der Primärenergiepreise

(Eigene Darstellung)

4.2.3 Variation der zusätzlichen Primärenergiekosten

Wie bereits in Abschnitt 3.4.5 erklärt, unterliegen die zusätzlichen Primärenergiekosten für Transport und Lagerung erheblichen Schwankungen, da die Transportdistanz, -mittel und -konditionen stark variieren können (SWIDER ET AL., 2007). Dies hat zur Folge, dass in verschiedenen Literaturquellen auch unterschiedliche Werte für diese Kosten angegeben werden und die Variation dabei sehr groß ist. In Anhang D sind die Ermittlungen der jeweiligen zusätzlichen Primärenergieträgerkosten gegeben. Für das Minimum-Szenario wird jeweils der kleinste Wert der zusätzlichen Kosten je Primärenergieträger verwendet, zum Beispiel, wenn davon ausgegangen wird, dass die Transportdistanz sehr gering ist und das günstigste Transportmittel eingesetzt wird. Im Maximum-Szenario hingegen wird der höchste Wert genutzt.

Tabelle 4-5 zeigt jeweils den minimalen und maximalen Wert an zusätzlichen Primärenergiekosten je Energieträger, der jeweils Anhang D entnommen ist.

Tabelle 4-5: Variation der zusätzlichen Primärenergiekosten

(Daten aus unterschiedlichen Quellen, s. Anhang D)

Primärenergieträger	Minimale zusätzliche Primärenergiekosten [€/MWh]	Maximale zusätzliche Primärenergiekosten [€/MWh]	Hinterlegter Wert im Basis-Szenario [€/MWh]
Erdgas	0,247	4,372	1,650
Steinkohle	0,059	3,100	0,784
Heizöl	0,025	0,616	0,224
Leichtöl	0,025	0,616	0,224
Deponiegas [*1]	-	-	-
Klärgas [*1]	-	-	-
Abgas [*1]	-	-	-
Biogas [*1]	-	-	-
Holzhackschnitzel	5,990	21,102	12,179
Siedlungsabfall [*2]	-	-	-

[*1] Eigene Annahme. Es fallen keine zusätzlichen Primärenergiekosten an, da die Nutzung unmittelbar am Ort der Erzeugung stattfindet.

[*2] Eigene Annahme. Zusätzliche Primärenergiekosten sind bereits im Primärenergiepreis von MAAGE (2018) berücksichtigt.

Abb. 4-2 stellt die ermittelten minimalen und maximalen Werte der zusätzlichen Primärenergiekosten aus Tabelle 4-5 grafisch dar.

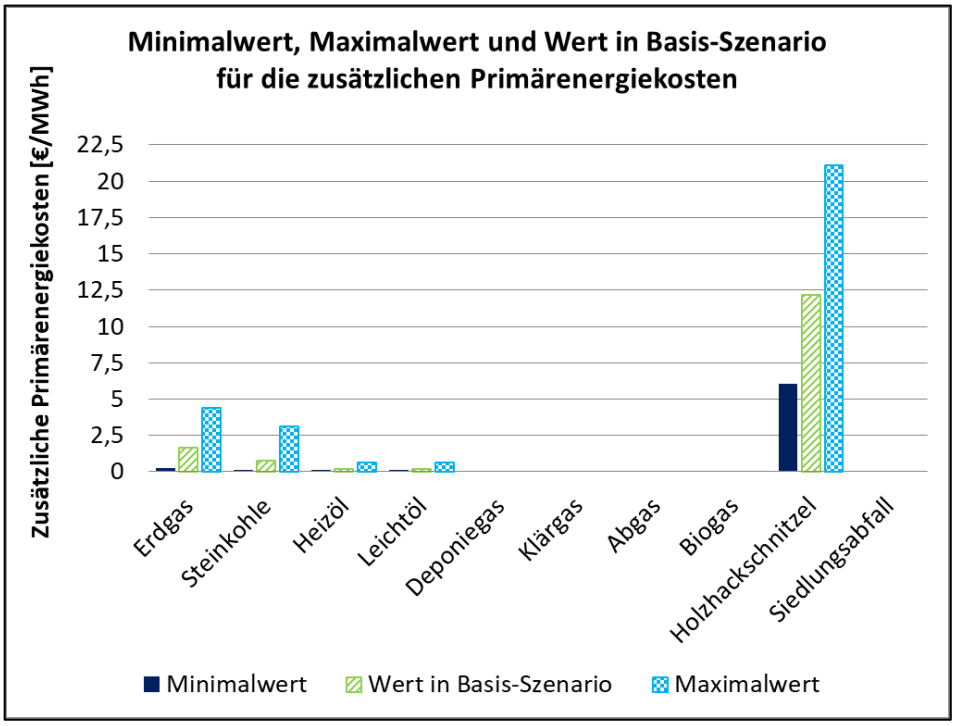

Abb. 4-2: Minimal-, Maximalwert und Wert in Basis-Szenario für zusätzliche Primärenergiekosten

(Eigene Darstellung)

4.2.4 Variation der variablen Betriebs- und Wartungskosten

Die variablen Betriebs- und Wartungskosten von KWA, die in dieser Arbeit als Basiswert verwendet werden, sind anhand einer umfangreichen Recherche als plausibel erachtet worden. Die verschiedenen Literaturwerke geben diesbezüglich jedoch sehr unterschiedliche Werte für die OaM-Kosten an, weshalb es Sinn macht, deren Auswirkungen auf die Strommarktpreise durch Variation anhand gewisser Bandbreiten zu untersuchen. Da es für manche Anlagen nur eine Literaturquelle für die variablen OaM-Kosten gibt, wird deren Variation mittels der Bandbreiten der gängigen Anlagen: Steinkohle-Dampfturbinen-KWA, Erdgas-GuD-KWA und Erdgas-Gasturbinen-KWA, für die mehrere Quellen zur Verfügung stehen, durchgeführt.

Tabelle 4-6 bis Tabelle 4-8 geben eine Übersicht verschiedener Literaturwerte für die variablen OaM-Kosten von Steinkohle-Dampfturbinen-KWA sowie die prozentuale Abweichung zu den im Basis-Szenario hinterlegten Werten.

Tabelle 4-6: Variable Betriebs-und Wartungskosten von Steinkohle-Dampfturbinen-KWA

Quelle	**Variable OaM-Kosten aus Quelle [€/MWh]**	**Hinterlegter Wert im Basis-Szenario [€/MWh]**	**Abweichung von hinterlegtem Wert zu Wert aus Quelle**
SCHUBERT (2016)	3,40	4,00	-15 %
EIA (2016)	4,37 [*1]	4,00	+9,25 %
PROGNOS AG (2013)	2,00	4,00	-50 %
MATTHES ET AL. (2013)	2,00	4,00	-50 %
BLESL ET AL. (2012)	4,00	4,00	0 %
TRABER & KEMFERT (2011)	2,00	4,00	-50 %
KUHN (2011)	4,00	4,00	0 %
TIDBALL ET AL. (2010)	1,21-3,14 [*2]	4,00	-70 % bis -21,5 %
BRIEM ET AL. (2003)	2,60	4,00	-35 %
SCHNEIDER (1998)	1,50-2,50 [*3]	4,00	-62,5 % bis -37,5 %
Maximale Abweichung im negativen Bereich			-70 %
Maximale Abweichung im positiven Bereich			+9,25 %

[*1] Wert nach Umrechnung mit Umrechnungsfaktor: 0,9508 €/USD (Stand 2016).

[*2] Wert nach Umrechnung mit Umrechnungsfaktor: 0,6850 €/USD (Stand 2007).

[*3] Wert nach Umrechnung mit Umrechnungsfaktor: 0,51 €/DM (Quelle: RAT DER EUROPÄISCHEN UNION (1998). *Verordnung (EG) Nr. 2866/98 des Rates vom 31. Dezember 1998 über die Umrechnungskurse zwischen dem Euro und den Währungen der Mitgliedstaaten, die den Euro einführen*).

Nachfolgend sind in Tabelle 4-7 die Werte für die variablen Betriebs- und Wartungskosten von Erdgas-GuD-KWA aus unterschiedlichen Literaturquellen sowie die prozentuale Abweichung zum hinterlegten Wert im Basis-Szenario dargestellt.

Tabelle 4-7: Variable Betriebs-und Wartungskosten von Erdgas-GuD-KWA

Quelle	**Variable OaM-Kosten aus Quelle [€/MWh]**	**Hinterlegter Wert im Basis-Szenario [€/MWh]**	**Abweichung von hinterlegtem Wert zu Wert aus Quelle**
SCHUBERT (2016)	2,30	2,00	+15 %
EIA (2016)	3,33 [*1]	2,00	+66,5 %
PROGNOS AG (2013)	2,00	2,00	0 %
MATTHES ET AL. (2013)	0,50	2,00	-75 %
BLESL ET AL. (2012)	2,00	2,00	0 %
TRABER & KEMFERT (2011)	1,30	2,00	-35 %
KUHN (2011)	2,00	2,00	0 %
TIDBALL ET AL. (2010)	1,73-2,14 [*2]	2,00	-13,5 % bis +7 %
BRIEM ET AL. (2003)	1,50	2,00	-25 %
SCHNEIDER (1998)	0,50-1,50 [*3]	2,00	-75 % bis -25 %
Maximale Abweichung im negativen Bereich			-75 %
Maximale Abweichung im positiven Bereich			+66,5 %

[*1] Wert nach Umrechnung mit Umrechnungsfaktor: 0,9508 €/USD (Stand 2016).

[*2] Wert nach Umrechnung mit Umrechnungsfaktor: 0,6850 €/USD (Stand 2007).

[*3] Wert nach Umrechnung mit Umrechnungsfaktor: 0,51 €/DM (Quelle: RAT DER EUROPÄISCHEN UNION (1998). *Verordnung (EG) Nr. 2866/98 des Rates vom 31. Dezember 1998 über die Umrechnungskurse zwischen dem Euro und den Währungen der Mitgliedstaaten, die den Euro einführen*).

Abschließend zeigt Tabelle 4-8 die variablen Betriebs- und Wartungskosten für Erdgas-Gasturbinen-KWA anhand unterschiedlicher Literaturquellen sowie die Abweichung zu dem hinterlegten Wert im Basis-Szenario.

Tabelle 4-8: Variable Betriebs-und Wartungskosten von Erdgas-Gasturbinen-KWA

Quelle	**Variable OaM-Kosten aus Quelle [€/MWh]**	**Hinterlegter Wert im Basis-Szenario [€/MWh]**	**Abweichung von hinterlegtem Wert zu Wert aus Quelle**
SCHUBERT (2016)	1,70	3,33	-49 %
EIA (2016)	3,33 [*1]	3,33	0 %
PROGNOS AG (2013)	1,00	3,33	-70 %
MATTHES ET AL. (2013)	0,50	3,33	-85 %
TRABER & KEMFERT (2011)	1,50	3,33	-55 %
KUHN (2011)	2,00	3,33	-40 %
TIDBALL ET AL. (2010)	2,00-2,58 [*2]	3,33	-40 % bis -22,5 %
SCHNEIDER (1998)	0,50-1,00 [*3]	3,33	-85 % bis -70 %
Maximale Abweichung im negativen Bereich			-85 %
Maximale Abweichung im positiven Bereich			+0 %

[*1] Wert nach Umrechnung mit Umrechnungsfaktor: 0,9508 €/USD (Stand 2016).

[*2] Wert nach Umrechnung mit Umrechnungsfaktor: 0,6850 €/USD (Stand 2007).

[*3] Wert nach Umrechnung mit Umrechnungsfaktor: 0,51 €/DM (Quelle: RAT DER EUROPÄISCHEN UNION (1998). *Verordnung (EG) Nr. 2866/98 des Rates vom 31. Dezember 1998 über die Umrechnungskurse zwischen dem Euro und den Währungen der Mitgliedstaaten, die den Euro einführen*).

Anhand der in Tabelle 4-6 bis Tabelle 4-8 ermittelten möglichen maximalen Abweichungen der variablen OaM-Kosten, basierend auf unterschiedlichen Literaturquellen, wird jeweils der Mittelwert gebildet. Somit ergibt sich für die maximale Abweichung im negativen Bereich ein Wert von (-70 % - 75 % - 85 %)/3 = -76,67 % und im positiven Bereich ein Wert von (9,25 + 66,5 % + 0 %)/3 = +25,25 %. Demzufolge werden die im Basis-Szenario verwendeten variablen Wartungs-und Betriebskosten aller Anlagen (s. Anhang A) in einem Minimum-Szenario um -76,67 % verringert und in einem Maximum-Szenario um +25,25 % erhöht.

4.3 Szenarien

In diesem Abschnitt sollen die modellierten Szenarien erklärt und die Variation der hinterlegten Parameter erläutert werden. Die Modellrechnungen werden für jedes Szenario für die Jahre 2010, 2015 und 2017 durchgeführt. Das Jahr 2010 war ein verhältnismäßig trockenes Jahr mit wenig Wasserzufluss in die Wasserreservoire und mit sehr hohen historischen Strommarktpreisen (s. Abb. 2-5). 2015 hingegen war ein sehr wasser- und windreiches Jahr mit sehr geringen historischen Strommarktpreisen darstellt (s. Abb. 2-5). Damit stellen diese zwei Jahre Extreme dar. Das Jahr 2017 ist das aktuellste Jahr und wird als Durchschnittsjahr angesehen.

4.3.1 Basis-Szenario

Das Basis-Szenario dient als Referenz-Szenario für die späteren Modellierungen. Hierzu werden die in Abschnitt 3.4 erläuterten Daten verwendet, in die Modell-Datenbank übertragen und mit dem E2M2-Modell die resultierenden Strompreise, genannt $R_{PriceElecTimeR}$, berechnet.

4.3.2 Minimum-Szenario

Das Minimum-Szenario soll die untere Grenze aller möglichen Bandbreiten darstellen. Hier werden die minimalsten Werte, die, anhand der in Abschnitt 4.2 ermittelten Bandbreiten, möglich sind, in die Modell-Datenbank übertragen. Für den elektrischen Nettowirkungsgrad werden die Werte für alle Anlagen aus dem Basis-Szenario um -8,1 % Wirkungsgradpunkte verringert. Die Primärenergiepreise eines jeden Energieträgers werden anhand den unteren Bandbreiten nach Tabelle 4-4 reduziert. Für die zusätzlichen Primärenergiekosten wird für jeden entsprechenden Energieträger der minimalste Wert nach Tabelle 4-5 implementiert. Hier wird davon ausgegangen, dass das günstigste Transportmittel genutzt wird und die kürzeste Transportdistanz vorliegt. Die variablen OaM-Kosten ergeben sich durch eine Reduzierung um -76,67%. Tabelle 4-9 fasst die Veränderungen der Parameter gegenüber dem Basis-Szenario nochmals zusammen.

Tabelle 4-9: Parametervariationen für Minimum-Szenario

Parameter	Veränderung gegenüber Basis-Szenario
Elektrischer Nettowirkungsgrad	-8,1 % Wirkungsgradpunkte
Primärenergiepreise	Entsprechend unterer Bandbreite nach Tabelle 4-4
Zusätzliche Primärenergiekosten	Entsprechend minimalem Wert nach Tabelle 4-5
Variable OaM-Kosten	-76,67 %

4.3.3 Maximum-Szenario

Das Maximum-Szenario stellt die oberste Grenze aller möglichen Bandbreiten dar. Hierzu werden die maximalen Werte, die anhand der in Abschnitt 4.2 erläuterten Bandbreiten, möglich sind, in die Modell-Datenbank implementiert. Die übertragenen elektrischen Nettowirkungsgrade ergeben sich aus einer Erhöhung der im Basis-Szenario verwendeten Werte um +7,67 % Wirkungsgradpunkte. Die Primärenergiepreise je eingesetzten Energieträger ergeben sich anhand der obersten Bandbreite nach Tabelle 4-4. Für die zusätzlichen Primärenergiekosten wird für jeden entsprechenden Energieträger der höchste Wert nach Tabelle 4-5 eingetragen. Die variablen OaM-Kosten ergeben sich durch eine Steigerung der Basis-Werte um +25,25 %. Die Veränderungen der Parameter, gegenüber den im Basis-Szenario verwendeten Werten, sind in Tabelle 4-10 zusammengefasst.

Tabelle 4-10: Parametervariationen für Maximum-Szenario

Parameter	Veränderung gegenüber Basis-Szenario
Elektrischer Nettowirkungsgrad	+7,67 % Wirkungsgradpunkte
Primärenergiepreise	Entsprechend unterer Bandbreite nach Tabelle 4-4
Zusätzliche Primärenergiekosten	Entsprechend minimalem Wert nach Tabelle 4-5
Variable OaM-Kosten	+25,25 %

4.3.4 Disaggregations-Szenario

Im Rahmen des Disaggregations-Szenarios wird die bei den vorherigen Szenarien verwendete Gruppierung der thermischen Kraftwerke (s. Abschnitt 3.4.2) aufgehoben. Es werden nun jedem einzelnen thermischen Kraftwerk ein Wert für den elektrischen Nettowirkungsgrad und ein Wert für die variablen Betriebs- und Wartungskosten zugewiesen. Die Zuteilung der Werte findet anhand der in Abschnitt 4.2 ermittelten Bandbreiten statt. Dabei werden die Kraftwerksanlagen, die einer Gruppe, genannt PowerPlantGroup, zugehören, anhand ihres Inbetriebnahmejahres sortiert. Der ältesten Anlage dieser Gruppe wird der minimalste elektrische Nettowirkungsgrad, also die unterste Bandbreite der Werte, zugeordnet. Der neuesten Anlage wird hingegen der maximale Wert, also die oberste Bandbreite, zugeteilt. Den Kraftwerken, die aufgrund des Inbetriebnahmejahres zwischen der ältesten und der neuesten Anlage liegen, also zwischen minimalem und maximalem Wirkungsgrad, werden Werte äquidistant zugeordnet. Bezüglich der variablen OaM-Kosten findet die Zuteilung genau umgekehrt statt. Das älteste Kraftwerk erhält den maximalen Wert der Kosten, wohingegen die neueste Anlage den minimalsten Wert zugeordnet bekommt. Auch hier werden den Anlagen, die zwischen ältester und neuester Anlage liegen, Werte äquidistant zugewiesen. Die zugeteilten Werte zu jeder Kraftwerksanlage sind in Anhang E aufgeführt. In der vorliegenden Arbeit hängen die Primärenergiepreise und die zusätzlichen Primärenergiekosten nicht von der jeweiligen Kraftwerksanlage ab, weshalb in diesem Disaggregations-Szenario die Werte des Basis-Szenarios beibehalten werden.

5 Ergebnisauswertung und kritische Auseinandersetzung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der zuvor formulierten Szenarien der Sensitivitätsanalyse beschrieben und die gewonnenen Erkenntnisse über die Auswirkungen bestimmter Parametervariationen auf die Strommarktpreise erläutert. Zudem werden Unterschiede zwischen den einzelnen Jahren und den zuvor definierten Szenarien untersucht und diskutiert. Abschließend findet eine kritische Auseinandersetzung mit den ermittelten Ergebnissen statt.

5.1 Vorgehensweise bei der Auswertung

Mit Hilfe des E2M2-Modells werden für alle vier Szenarien, für die Jahre 2017, 2015 und 2010, die norwegischen Strommarktpreise $R_{PriceElecTimeR}$ zu jeder zweiten Stunde berechnet. $R_{PriceElecTimeR}$ ist dabei die duale Variable zur Nachfragegleichung im linearen Optimierungsproblem. Eine stündliche Auflösung der Preise ist mit einer sehr langen Rechenzeit verbunden, weshalb die zweistündliche Auflösung gewählt wird. Hierzu wird für jede ungerade Stunde der Strommarktpreis der vorangegangenen, geraden Stunde übernommen. Das bedeutet, dass beispielsweise für die Stunde drei eines Tages der gleiche Wert angenommen wird wie für die Stunde zwei dieses Tages. Für die Stunde fünf wird der gleiche Wert wie für die Stunde vier angenommen und so weiter fortgesetzt. Des Weiteren wird zur Veranschaulichung der Ergebnisse aus den stündlichen Strompreisen ein Mittelwert für jeden Tag berechnet. Die ermittelten Strommarktpreise $R_{PriceElecTimeR}$ werden nachfolgend mit den historischen täglich gemittelten Strommarktpreisen, die durch Nord Pool zur Verfügung stehen, verglichen, um quantitative Aussagen über den Einfluss der Parametervariationen auf das Strompreisniveau zu machen. Des Weiteren werden Differenzen der modellierten Preise zu den historischen Preisen diskutiert.

5.2 Ergebnisse des Jahres 2017

Die nachfolgende Abb. 5-1 zeigt die modellierten, jahresgemittelten Strommarktpreise und die historischen, jahresgemittelten Strommarktpreise der Regionen NO1 bis NO5 für das Jahr 2017 für die vier Szenarien: Basis, Minimum, Maximum und Dissagregation (s. Abschnitt 4.3). Aus Abb. 5-1 wird ersichtlich, dass die modellierten, jahresgemittelten Strommarktpreise für die Regionen NO1, NO2, NO3 und NO5 in jedem Szenario übereinstimmen. Des Weiteren ist deutlich zu erkennen, dass die modellierten Preise der Region NO4 mit 1,50 €/MWh in jedem Szenario sehr viel geringer ausfallen als die modellierten Preise der anderen vier Regionen aber auch geringer als der historische Strommarktpreis von 25,73 €/MWh. Dies ist damit zu begründen, dass im Jahr 2017 in der Region NO4 im Minimum-Szenario nur Wasserkraft zur Stromerzeugung genutzt wird. Im Basis- und im Maximum-Szenario wird in wenigen Stunden auch mit kohle- und erdgasbetriebenen Anlagen Strom produziert, jedoch in äußerst geringen Mengen. Im vorliegenden Modell sind nur die kurzfristigen Grenzkosten für den Einsatz entscheidungsrelevant. Diese belaufen sich bei Wasserkraftwerken nur auf die variablen Betriebs- und Wartungskosten von 1,50 €/MWh, da Brennstoffkosten und CO_2-

Zertifikatkosten während des Betriebs wegfallen. Zudem sind für die Wasserkraftanlagen keine An- und Abfahrkosten im Modell hinterlegt.

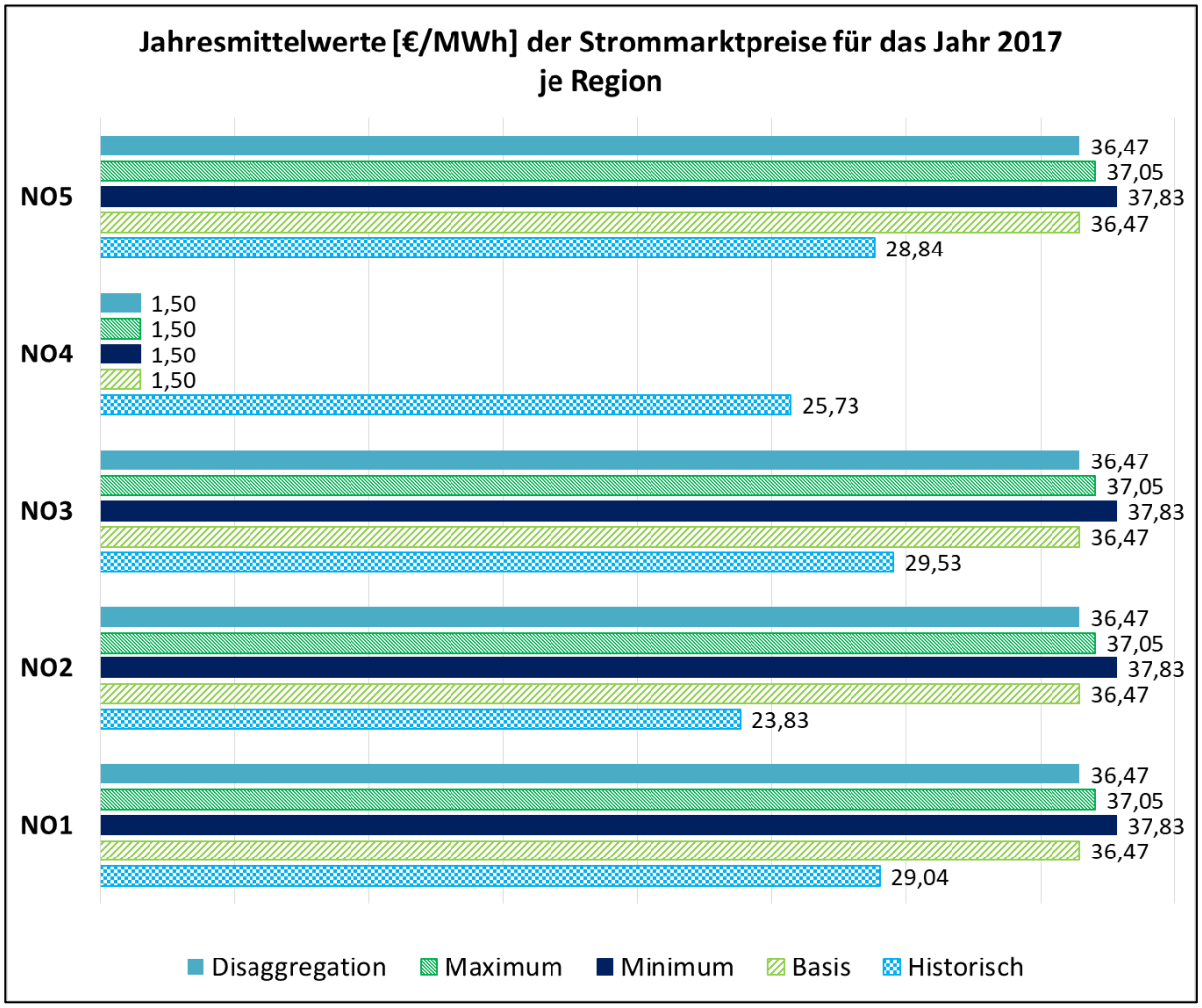

Abb. 5-1: Jahresmittelwerte der Strommarktpreise je Region für das Jahr 2017

(Eigene Darstellung)

Des Weiteren lässt sich bei einem Vergleich der Jahresmittelwerte je Szenario erkennen, dass für jede Region, ausgenommen NO4, der Strommarktpreis im Minimum-Szenario mit 37,83 €/MWh am höchsten ist und im Basis-Szenario mit 36,47 €/MWh am geringsten ausfällt. Die Werte für das Maximum-Szenario liegen mit 37,05 €/MWh dazwischen. Eine mögliche Erklärung hierfür ist, dass im Minimum-Szenario zwar die niedrigsten Primärenergiepreise, zusätzliche Primärenergiekosten und geringsten variablen OaM-Kosten hinterlegt sind, aber auch die geringsten elektrischen Wirkungsgrade für die Anlagen. Das heißt, dass aufgrund der niedrigen Werte für den Wirkungsgrad die Brennstoff- und CO_2-Kosten, die unmittelbar vom Wirkungsgrad abhängen, sehr hoch ausfallen, auch wenn die Primärenergiebeschaffungskosten gering sind. Im Maximum-Szenario könnten aufgrund der hohen Wirkungsgrade die hohen Primärenergiepreise und zusätzlichen Primärenergiekosten kompensiert werden. Demzufolge erscheint es sinnvoll in zukünftigen Untersuchungen ein Worst-Case-Szenario mit hohen Kosten und geringen Wirkungsgraden sowie ein Best-Case-

Szenario mit geringen Kosten und hohen Wirkungsgraden zu modellieren, um die Einflüsse der Parametervariationen auf den Strommarktpreis genauer zu analysieren.

Bei einem Vergleich zwischen dem Basis-Szenario und dem Disaggregations-Szenario wird ersichtlich, dass die modellierten Strommarktpreise in beiden Szenarien die gleichen Werte von konstant 36,47 €/MWh annehmen (s. Abb. 5-1). Eine Begründung hierfür könnte sein, dass der modellierte Preis nicht durch eine produzierende Kraftwerkanlage in Norwegen bestimmt wird, sondern durch den Importpreis aus Drittländern. Denn bei einer Betrachtung der Preise für den Stromimport fällt auf, dass ein Wert von 36,47 €/MWh in einigen Stunden des Jahres 2017 gegeben ist. Ob die Importpreise wirklich die Ursache für die gleichen modellierten Strompreise sind oder ob dies andere Gründe haben kann, muss in zukünftigen Arbeiten genauer untersucht werden.

Werden die Importmengen aus Drittländern in die jeweilige Region verglichen, fällt auf, dass sich diese Mengen in den betrachteten Stunden je nach Basis, Minimum oder Maximum-Szenario unterscheiden. In allen Szenarien findet ein Import aus Dänemark DK1 und den schwedischen Regionen SE1, SE2 und SE3 statt. Im Maximum-Szenario liegt zudem ein Import aus Finnland vor.

Tabelle 5-1 zeigt beispielhaft für die Region NO5 die Jahresstromproduktion. Hier wird deutlich, dass im Maximum-Szenario zur Stromerzeugung auch heizölbetriebene und deponiegasbetriebene Anlagen genutzt werden. Die Inbetriebnahmen dieser Anlagen sind mit Anfahrkosten verbunden, die im Zusammenspiel mit den Stromübertragungen zwischen den Regionen und den importierten Strommengen aus Drittländern zu Unterschieden in den modellierten Strommarktpreisen führen können.

Tabelle 5-1: Modellierte Jahresstromproduktion der Szenarien im Jahr 2017 für die Region NO5

Kraftwerksanlage	**Basis**	**Minimum**	**Maximum**
	[MWh]	[MWh]	[MWh]
FUELOIL_IC [*1]	-	-	0,0000986
LANDFILLGAS_IC [*2]	-	-	0,0001115
NAT_GAS_CC [*3]	72.280	72.280	72.280
NAT_GAS_IC [*4]	0,0000256	0,0000046	0,0001546
WASTEGAS_IC [*5]	3.605	3.606	3.605
WATER_RES_RS [*6]	13.932.765	13.932.761	13.932.759

[*1] Heizölbetriebene Verbrennungsmotor-Anlage.
[*2] Deponiegasbetriebene Verbrennungsmotor-Anlage.
[*3] Erdgasbetriebene GuD-Anlage.
[*4] Erdgasbetriebene Verbrennungsmotor-Anlage.
[*5] Abgasbetriebene Verbrennungsmotor-Anlage.
[*6] Wasserkraftanlage.

In der Region NO5 werden neben den Wasserkraftanlagen auch große Mengen Strom mit NAT_GAS_CC-Anlagen und WASTEGAS_IC-Anlagen produziert, während dies in den Regionen NO1, NO2 und NO3 nicht der Fall ist. Dennoch liegen gleiche modellierte Preise in diesen Regionen vor, was drei unterschiedliche Ursachen haben kann. Entweder der Importpreis aus Drittländern ist preisbestimmend und wird daher für jede Region als Strompreis angenommen, oder Anlagen, die in allen vier Regionen zur Stromproduktion genutzt werden, sind preissetzend. Oder aber die dritte Möglichkeit ist, dass eine stromerzeugende Anlage in einer Region preissetzend ist und die Stromübertragungen zwischen den Regionen zu den gleichen Preisen führen.

Abb. 5-2 zeigt die historischen tagesgemittelten Strommarktpreise und die tagesgemittelten Preise aus dem Modell für das Basis-Szenario im Jahr 2017. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird hier auf die Darstellung der historischen Preise für die Regionen NO2, NO3 und NO5 verzichtet, da die Verläufe von NO3 und NO5 sich mit dem Verlauf von NO1 decken, und der Verlauf von NO2 konstant etwas niedriger ausfällt als für NO1. Außerdem ist es ausreichend die modellierten Preise für die Regionen NO1 und NO4 darzustellen, da die Preise für NO1 mit denen für NO2, NO3 und NO5 übereinstimmen (s. Abb. 5-1). Des Weiteren wird anhand von Abb. 5-2 deutlich, dass die modellierten Preise über das ganze Jahr hinweg für jede Stunde konstant bleiben. Für die Region NO4 wurde im Basis-Szenario ein konstanter Strommarktpreis von 1,5 €/MWh berechnet. Für die Regionen NO1, NO2, NO3 und NO5 beläuft sich der Preis für jede Stunde des Jahres auf 36,47 €/MWh.

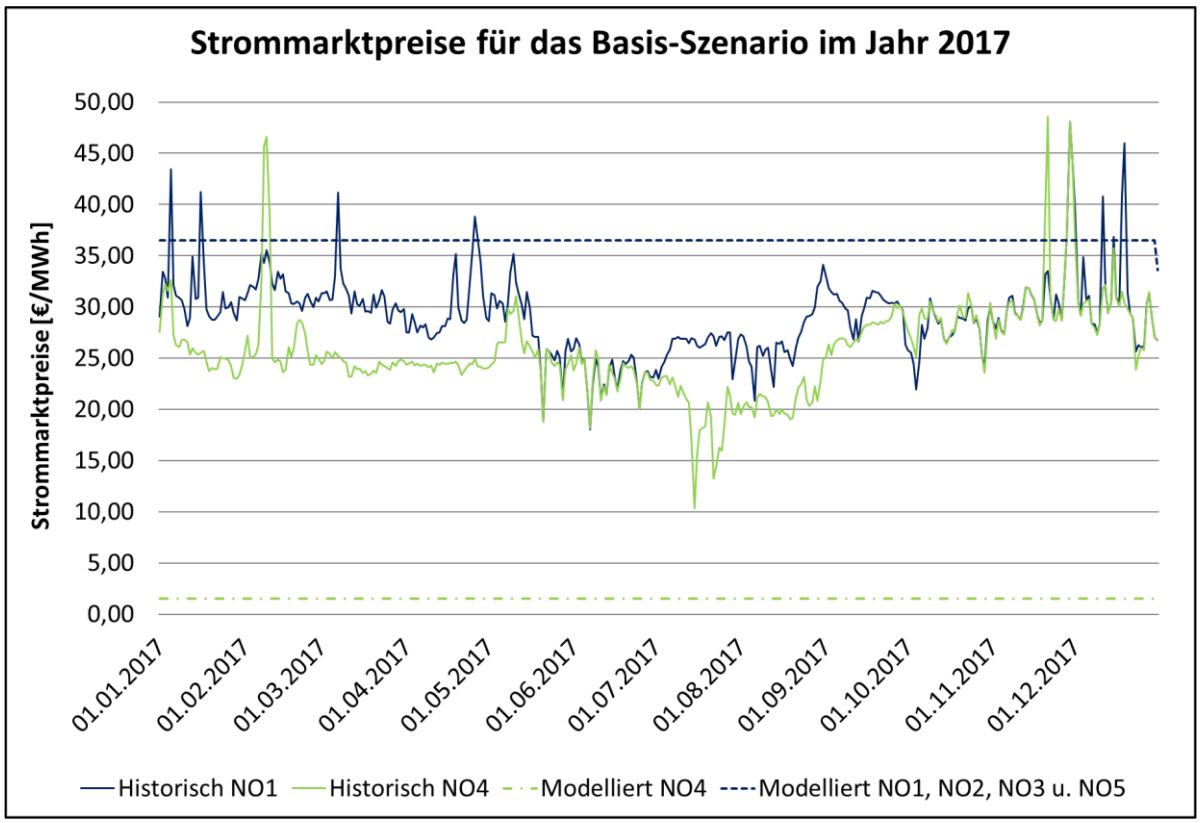

Abb. 5-2: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Basis-Szenario im Jahr 2017

(Eigene Darstellung)

Die konstanten Preisverläufe sind vermutlich mit den bisherigen, hinterlegten Daten für die Wasserspeicher und den, bis zum jetzigen Zeitpunkt, fehlenden Restriktionen für diese Speicher zu begründen. Im Modell liegt eine hohe Flexibilität der Wasserspeicher vor, da einige Restriktionen noch nicht implementiert sind. Auf diese Restriktionen soll in Abschnitt 5.5 im Rahmen der kritischen Auseinandersetzung genauer eingegangen werden. Nachfolgend soll die Ursache, dass die modellierten Preise bei einem großen Speicher konstant ausfallen, anhand eines Beispiels erläutert werden. Abb. 5-3 und Abb. 5-4 veranschaulichen beispielhaft die Stromnachfrage in Abhängigkeit der Zeit und die Deckung dieser Nachfrage mit vorhan-

denen Einheiten. Zur Verfügung stehen vier Einheiten Wasser aus dem Speicher und eine Einheit Erdgas. Zudem besteht die Annahme, dass der Wasserspeicher vier Einheiten Energie speichern kann und es keinen natürlichen Zufluss in diesen Speicher gibt. In der ersten Stunde beträgt die Nachfrage drei Stromeinheiten, in der zweiten Stunde zwei Stromeinheiten. Aus Abb. 5-3 wird entnommen, dass die erforderlichen drei Stromeinheiten der ersten Stunde mit zwei Einheiten Wasser und einer Einheit Erdgas gedeckt werden. Die Nachfrage der zweiten Stunde wird mit zwei Einheiten Wasser gedeckt.

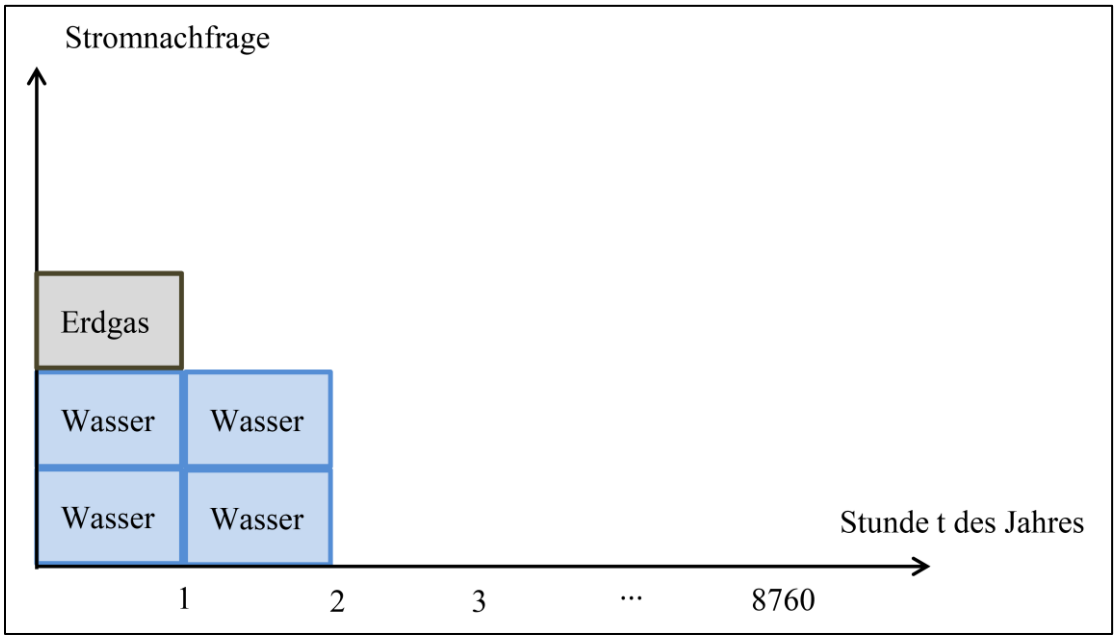

Abb. 5-3: Stromnachfrage in Abhängigkeit der Zeit und der Erzeugungsverfügbarkeit Beispiel 1 (Eigene Darstellung)

In Abb. 5-4 hingegen wird die Nachfrage der ersten Stunde mit drei Einheiten Wasser und die zweite Stunde mit einer Einheit Wasser und einer Einheit Erdgas gedeckt. Steigt in diesem Beispiel die Nachfrage in der ersten Stunde, so muss diese zusätzliche Nachfrage durch weiteres Erdgas gedeckt werden, da keine weiteren Einheiten Wasser zur Verfügung stehen. Demzufolge sind auch in der ersten Stunde die Grenzkosten von Erdgas preissetzend. Ein Vergleich beider Abbildungen zeigt, dass die Nachfrage aus einer unterschiedlichen Zusammensetzung an Einheiten, in beiden Fällen gedeckt wird. Beide Beispiele stellen eine optimale Lösung des Problems dar. Das vorliegende Modell setzt die Grenzkosten einer Erdgas-Einheit in einer Stunde für alle Stunden des Jahres an und berechnet aus diesem Grund für beide Fälle dieselben Stundenpreise. Dabei ist es egal, ob die Anlage in der ersten (s. Abb. 5-3) oder in der zweiten Stunde (s. Abb. 5-4) angefahren wird. Aufgrund der begrenzen Verfügbarkeit an Wasser-Einheiten werden in jedem Fall, in einer der beiden Stunden, die Grenzkosten der Erdgas-Einheit anfallen. Das bedeutet die Kosten der Erdgas-Einheit bestimmen zu jeder Stunde des Jahres den Strommarktpreis. Demzufolge werden im Modell konstante Strommarktpreise für ein ganzes Jahr berechnet, die von den insgesamt höchsten Grenzkosten der eingesetzten Anlagen abhängen. Diese Grenzkosten bestimmen somit den

Wasserwert der Wasserspeicher. Gäbe es Restriktionen, welche den Einsatz von drei Wasser-Einheiten zur ersten Stunde definieren würden, dann würden die Grenzkosten von Wasser in dieser ersten Stunde dem Strompreis entsprechen. Da diese Restriktionen jedoch bis zum jetzigen Zeitpunkt im Modell fehlen, bestimmen die insgesamt höchsten Grenzkosten zu jeder Stunde den Strommarktpreis.

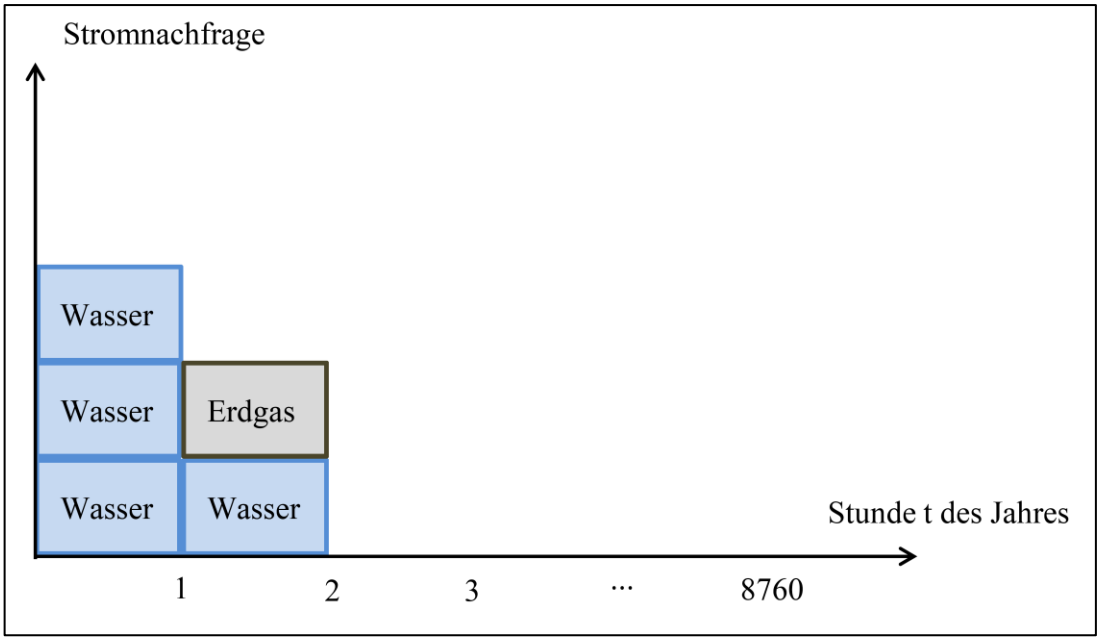

Abb. 5-4: Stromnachfrage in Abhängigkeit der Zeit und der Erzeugungsverfügbarkeit Beispiel 2

(Eigene Darstellung)

Abb. 5-5 bis Abb. 5-7 zeigen die Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Minimum-, Maximum- und Disaggregations-Szenario im Jahr 2017, die wie für das Basis-Szenario, konstante modellierte Strommarktpreise über das gesamte Jahr darstellen. Die Konstanz dieser Werte beruht auf den bereits zuvor erklärten Ursachen.

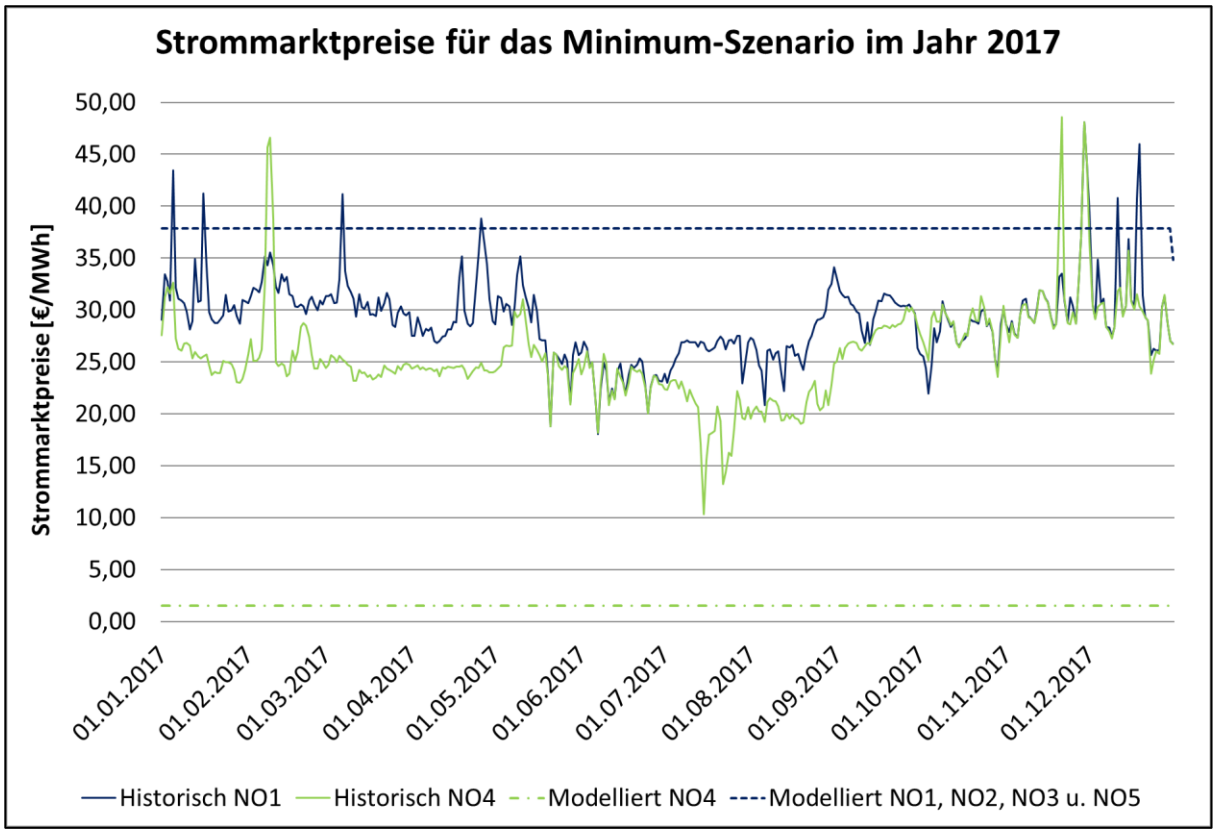

Abb. 5-5: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Minimum-Szenario im Jahr 2017

(Eigene Darstellung)

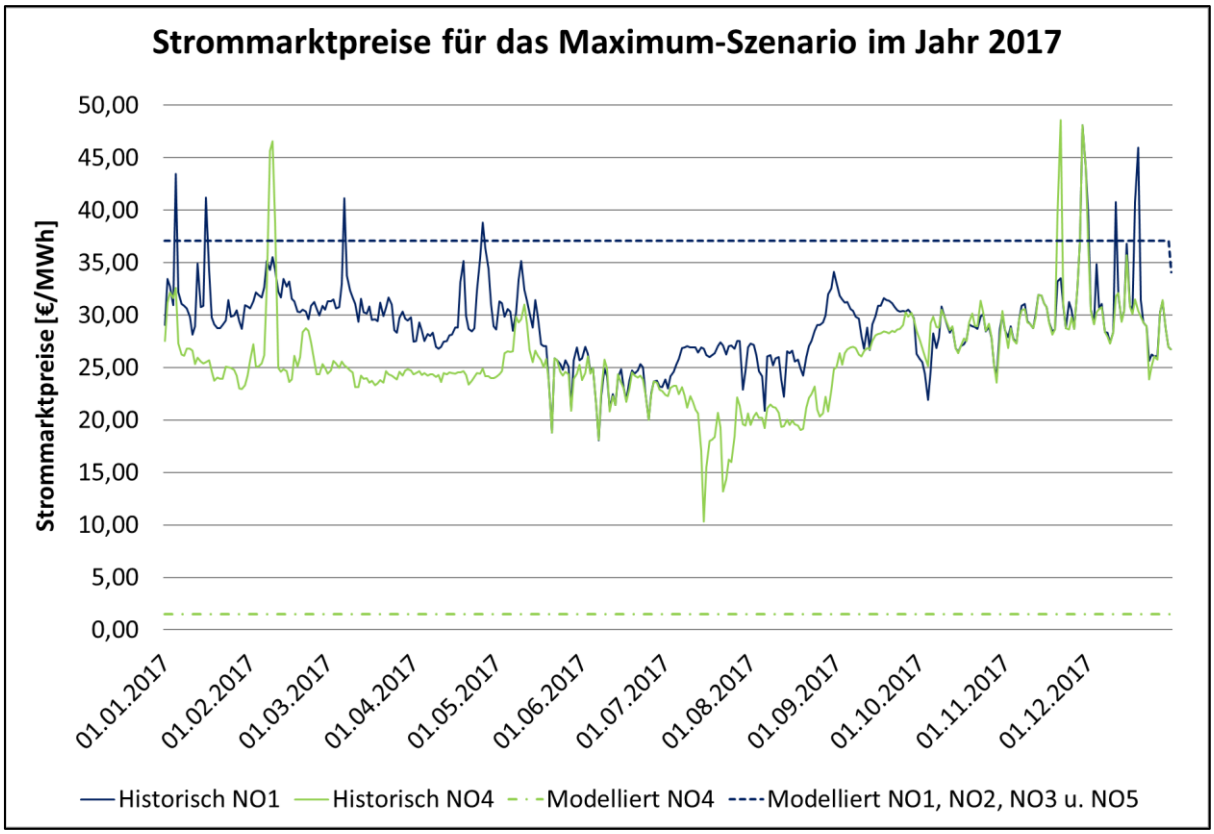

Abb. 5-6: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Maximum-Szenario im Jahr 2017

(Eigene Darstellung)

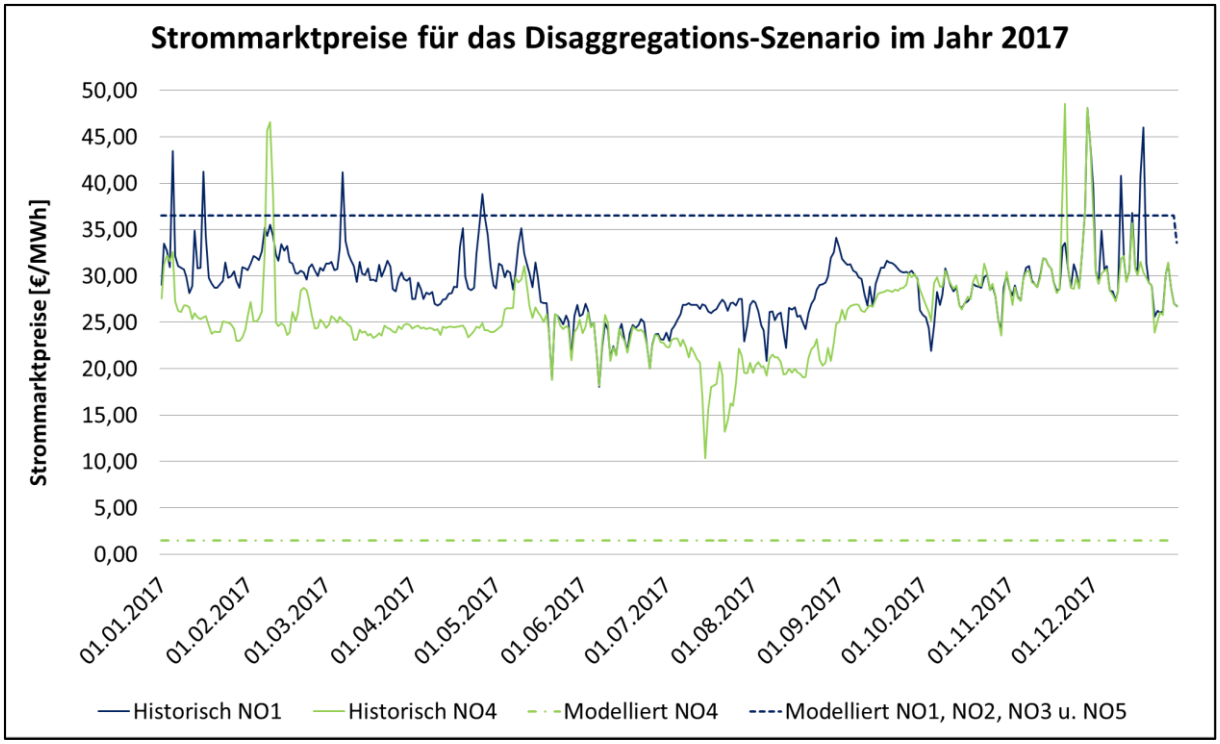

Abb. 5-7: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Disaggregations-Szenario im Jahr 2017

(Eigene Darstellung)

Bei der Betrachtung der Abb. 5-2, Abb. 5-5, Abb. 5-6 und Abb. 5-7 fällt auf, dass in allen Szenarien die modellierten Strommarktpreise von NO1, NO2, NO3 und NO5 in der letzten Stunde des Jahres auf 1,5 €/MWh abfallen. Eine Erklärung hierfür könnte sein, dass es in der letzten Stunde des Jahres keine Opportunitätskosten mehr gibt, weshalb der Wasserwert und damit der Strompreis den Grenzkosten von Wasserkraftanlagen, die sich hier auf 1,5 €/MWh belaufen, entspricht.

5.3 Ergebnisse des Jahres 2015

Die nachfolgende Abb. 5-8 zeigt die modellierten jahresgemittelten Strommarktpreise und die historischen jahresgemittelten Strommarktpreise der Regionen NO1 bis NO5 für das Jahr 2015 für die vier Szenarien Basis, Minimum, Maximum und Dissagregation. Die historischen Strommarktpreise fallen im Jahr 2015, im Vergleich zu den Werten aus dem Jahr 2017, deutlich geringer aus, da das Jahr 2015 ein sehr wasserreiches und windreiches Jahr war. Aus Abb. 5-8 wird ersichtlich, dass die modellierten Strommarktpreise für die Regionen NO1, NO2 und NO5 in jedem Szenario übereinstimmen und sich auf 371,14 €/MWh im Minimum-Szenario und 422,81 €/MWh im Maximum-Szenario belaufen. Ebenso verhält es sich bei den modellierten Werten für die Regionen NO3 und NO4. Des Weiteren ist deutlich zu erkennen, dass die modellierten Strommarktpreise der Regionen NO3 und NO4 mit 1,50 €/MWh in jedem Szenario sehr viel geringer ausfallen als die modellierten Preise der anderen drei Regionen, aber auch als die historischen Strommarktpreise von 20,43 €/MWh für NO4 und 21,28 €/MWh für NO3.

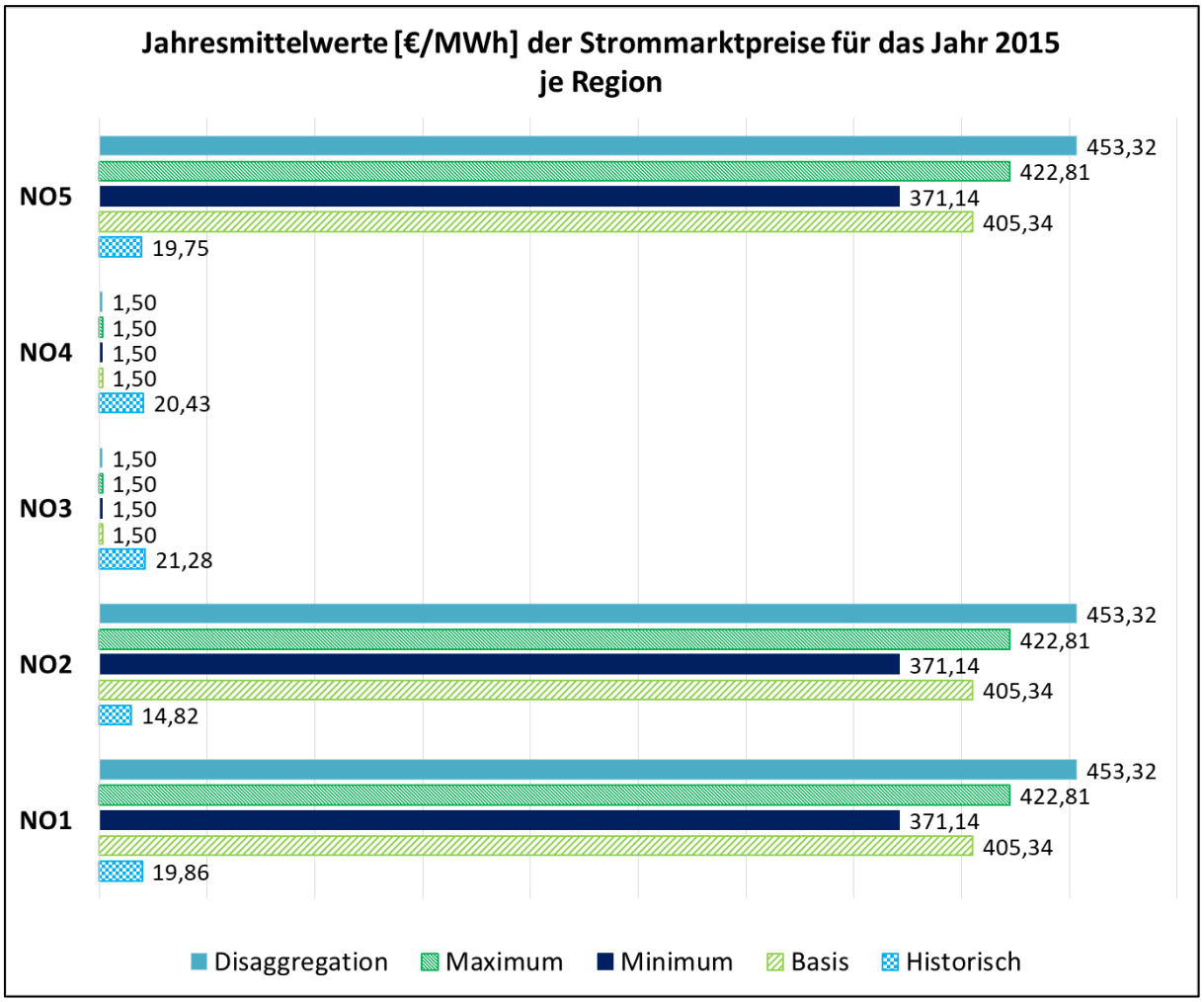

Abb. 5-8: Jahresmittelwerte der Strommarktpreise je Region für das Jahr 2015

(Eigene Darstellung)

Die modellierten Preise für die Regionen NO1, NO2 und NO5 fallen für alle Szenarien sehr hoch aus. Dies könnte damit zusammenhängen, dass neben den Produktionskosten die Anfahrprozesse der zur Stromerzeugung genutzten Anlagen, die mit hohen Anfahrkosten verbunden sind, eine wichtige Rolle bei der Strompreisermittlung spielen. Ein weiterer Grund könnte sein, dass die hinterlegten Pumpspeicherkraftwerke bei der Modellierung nicht miteingeflossen sind.

Dass die modellierten Preise im Jahr 2017, im Vergleich zu 2015, von der Größenordnung eher mit den historischen Preisen übereinstimmen, kann an den stromproduzierenden Anlagen liegen. Beispielsweise werden im Jahr 2017 einige IC-Anlagen zur Stromproduktion genutzt, die geringe Anfahrkosten, basierend auf den geringeren hinterlegten Werten, aufweisen. Im Jahr 2015 hingegen werden auch WOOD_ST-Anlagen und MUNI_WASTE_ST-Anlagen genutzt, die mit sehr viel höheren Anfahrkosten verbunden sind. Allgemein werden im Jahr 2015 mehr unterschiedliche Anlagen zur Stromproduktion genutzt, als es in 2017 der Fall ist. Des Weiteren gibt es Anlagen, die erst 2015 in Betrieb gegangen sind, sodass diese in der Berechnung für 2017 berücksichtigt werden, im Jahr 2015 jedoch noch nicht zur Verfü-

gung standen. Außerdem können aufgrund der hinterlegten technischen Lebensdauer einige Anlagen die 2015 noch in Betrieb waren, im Jahr 2017 nicht mehr zur Stromerzeugung zur Verfügung stehen und dementsprechend zu anderen Strommarktpreisen führen. Diese genannten Ursachen können auch Gründe dafür sein, dass im Jahr 2015 der modellierte Preis des Basis-Szenarios zwischen dem Minimum- und Maximum-Szenario liegt. Im Jahr 2017 hingegen befindet sich der Wert des Maximum-Szenarios zwischen dem Wert des Basis- und des Minimum-Szenarios.

Abb. 5-9 zeigt die historischen tagesgemittelten Strommarktpreise und die tagesgemittelten Preise aus dem Modell für das Basis-Szenario im Jahr 2015. Die rechte y-Achse bezieht sich dabei lediglich auf die modellierten Preise der Regionen NO1, NO2 und NO5, also die blau gestrichelte Linie. Die linke y-Achse zeigt die Werte für die historischen Preise und die modellierten Preise der Regionen NO3 und NO4.

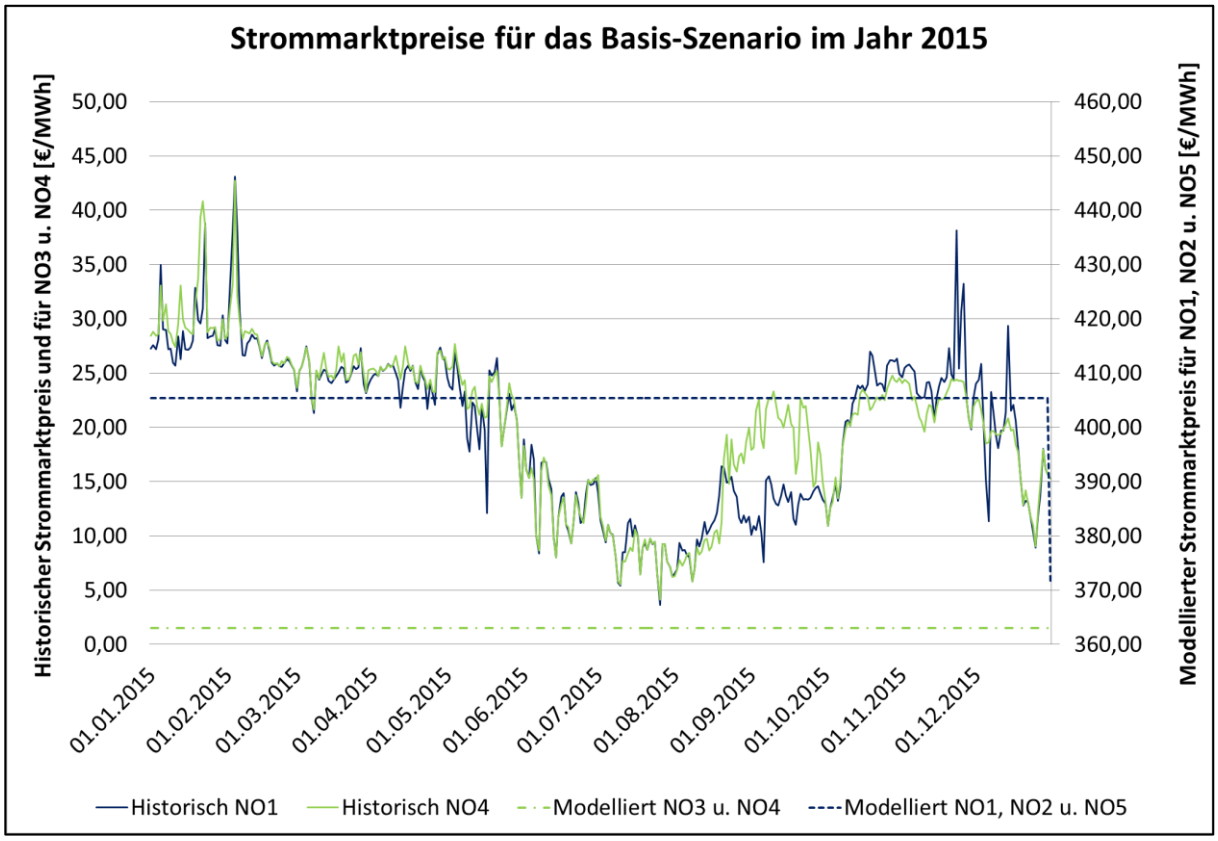

Abb. 5-9: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Basis-Szenario im Jahr 2015

(Eigene Darstellung)

Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird auch hier auf die Darstellung der historischen Preise für die Regionen NO2, NO3 und NO5 verzichtet, da der Verlauf von NO5 mit dem von NO1 übereinstimmt und der Verlauf von NO2 konstant etwas niedriger ausfällt als die Verläufe von NO1 und NO5. Der historische Preisverlauf von NO3 deckt sich weitestgehend mit dem von NO4. Außerdem ist es ausreichend die modellierten Preise für die Region NO1 und NO4 darzustellen, da die Preise für NO1 mit denen für NO2 und NO5 übereinstimmen (s. Abb.

5-8). Des Weiteren deckt sich der Verlauf der Preise von NO4 mit dem Verlauf von NO3 (s. Abb. 5-8). Aus Abb. 5-9 wird deutlich, dass die modellierten Preise über das ganze Jahr hinweg für jede Stunde konstant bleiben. Die Ursache dieser Konstanz der Werte wurde bereits in Abschnitt 5.2 erklärt.

Abb. 5-10 bis Abb. 5-12 zeigen die Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Minimum- und das Maximum-Szenario im Jahr 2015, die wie für das Basis-Szenario konstante modellierte Strommarktpreise über das gesamte Jahr darstellen.

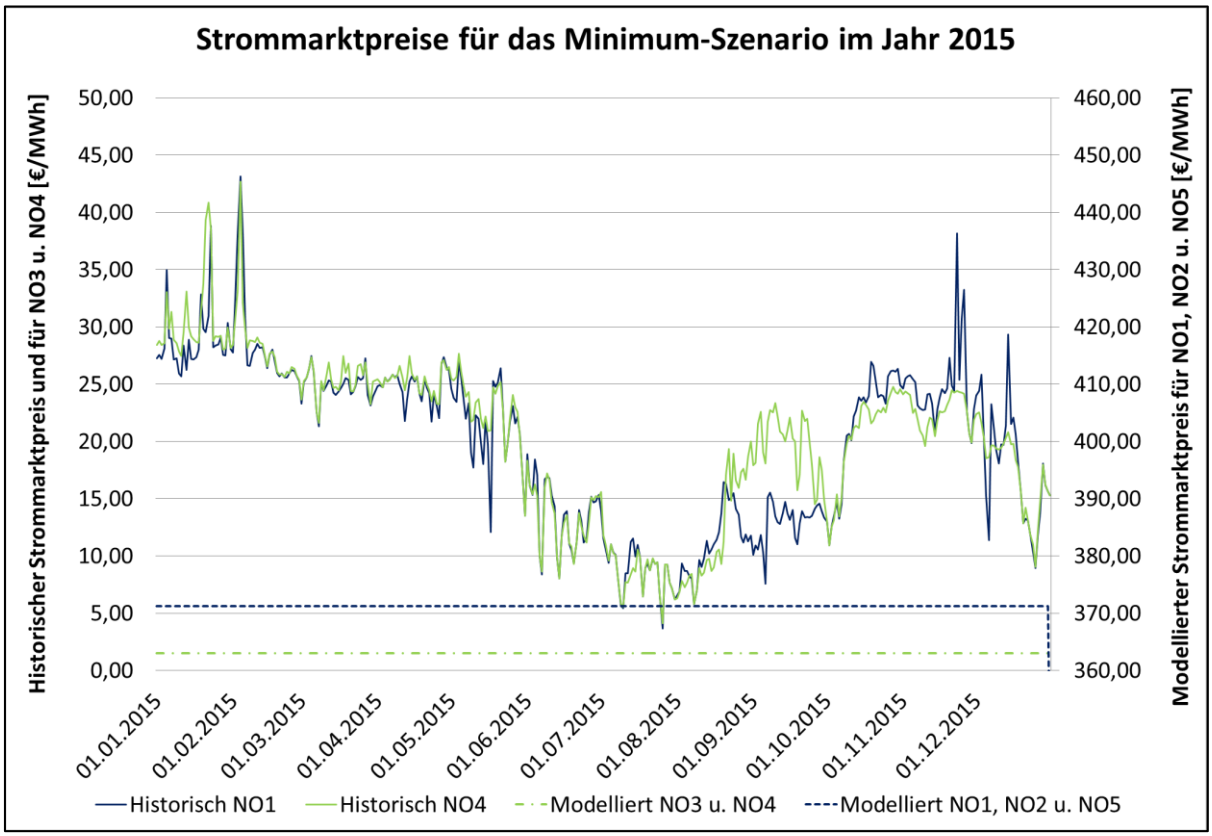

Abb. 5-10: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Minimum-Szenario im Jahr 2015

(Eigene Darstellung)

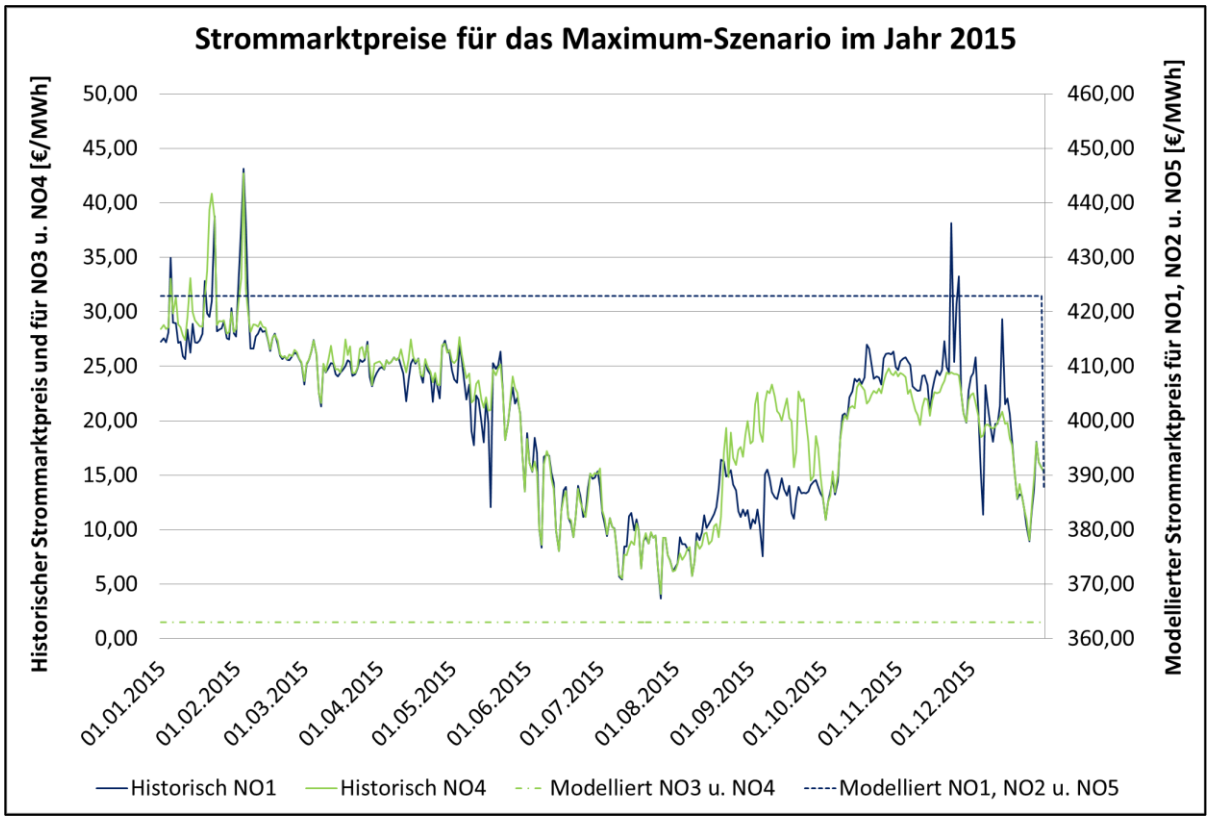

Abb. 5-11: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Maximum-Szenario im Jahr 2015

(Eigene Darstellung)

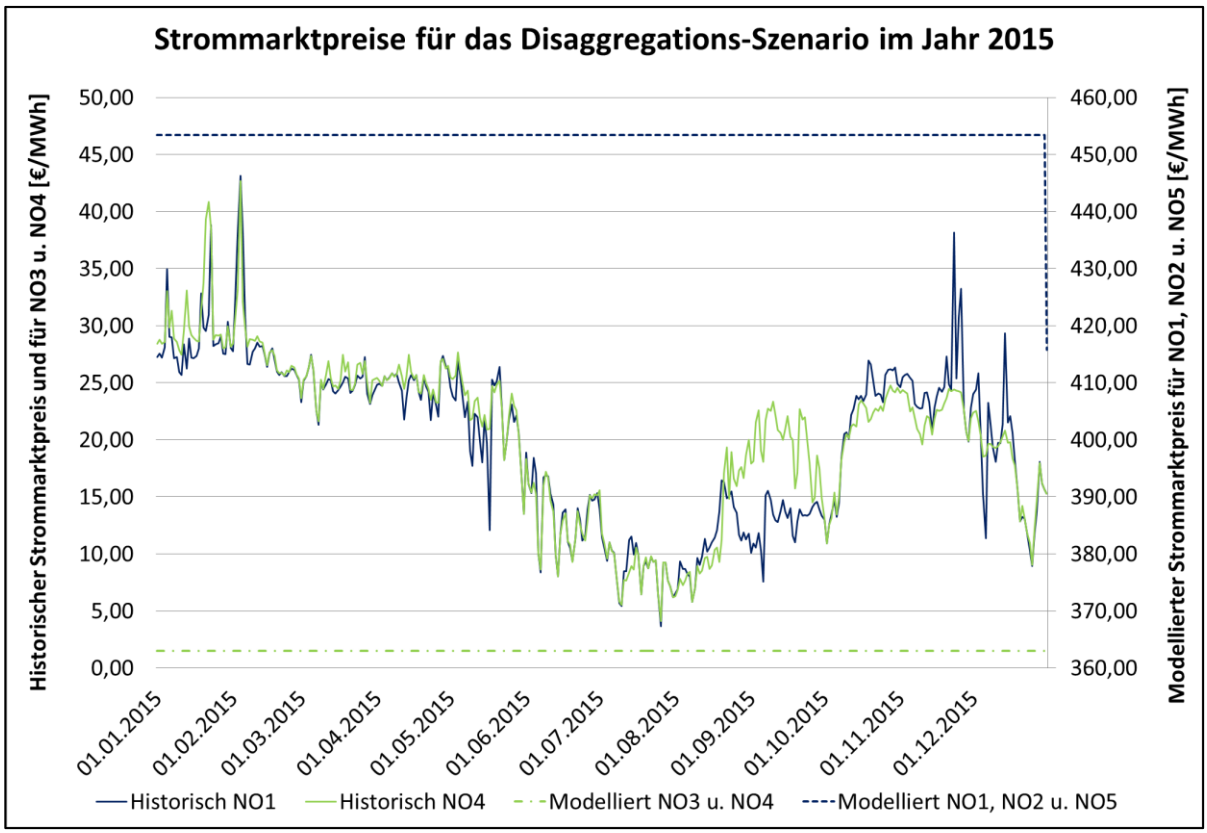

Abb. 5-12: Tagesmittelwerte der Strommarktpreise für das Maximum-Szenario im Jahr 2015

(Eigene Darstellung)

Wie auch bei den Ergebnissen des Jahres 2017, fällt bei der Betrachtung der Abb. 5-9, Abb. 5-10, Abb. 5-11 und Abb. 5-12 auf, dass die modellierten Strommarktpreise von NO1, NO2 und NO5 in allen Szenarien in der letzten Stunde des Jahres auf 1,5 €/MWh abfallen. Eine Erklärung hierfür könnte sein, dass es in der letzten Stunde des Jahres keine Opportunitätskosten mehr gibt, weshalb der Wasserwert und damit der Strompreis den Grenzkosten von Wasserkraftanlagen, die sich hier auf 1,5 €/MWh belaufen, entspricht.

5.4 Ergebnisse des Jahres 2010

Das Jahr 2010 stellt ein sehr trockenes Jahr mit wenig natürlichem Wasserzufluss in die Wasserreservoire dar. Dies ist die Problematik bei der Ergebnisauswertung der Szenarien für dieses Jahr. Für die Regionen NO1, NO2 und NO5 wurde für einen Großteil der Stunden die hinterlegte Variable, genannt „Slack“, benutzt. Diese Variable wurde im Modell hinterlegt, damit dieses lösbar ist. Sie ermöglicht die Deckung der hinterlegten historischen Nachfrage zu jeder Stunde, auch wenn diese mit der Stromerzeugung der bestehenden Kraftwerke nicht erreicht wird. Jedoch ist diese Variable mit sehr hohen Kosten von 1.000.000 €/MWh verbunden, sodass die ermittelten Strompreise bedeutend höher ausfallen und im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht nutzbar sind. Dies hat zur Folge, dass die berechneten Werte und die Auswirkungen der Parametervariationen nicht interpretierbar sind.

5.5 Kritische Auseinandersetzung

Schwerpunkt dieses Abschnittes ist die kritische Auseinandersetzung mit den zuvor ermittelten Ergebnissen. Dabei sind zahlreiche Aspekte zu erläutern, deren Auswirkungen in die Ergebnisse mit einfließen. Auf diese soll im Folgenden genauer eingegangen werden.

Als erstes ist zu nennen, dass die Gruppierung der Kraftwerksanlagen anhand der technischen Eigenschaften der einzelnen Kraftwerke stattfindet. Diese Zusammenführung hat zur Folge, dass es weniger An- und Abfahrvorgänge gibt, da mehrere Kraftwerke zu einer Gruppe zusammengefasst werden und jede Gruppe nur mit einem Anfahr- bzw. Abfahrprozess charakterisiert ist. Die Dezimierung der möglichen Anfahrvorgänge führt auch zu einer Reduzierung der Anfahrkosten, die einen unmittelbaren Einfluss auf den Strommarktpreis haben. Zudem gestaltet sich die Bestimmung der kraftwerksspezifischen Anfahrkosten als schwierig. Die Anfahrkosten sind in der Realität vom Betriebszustand des jeweiligen Kraftwerks abhängig, da zwischen Kalt-, Warm- und Heißstart unterschieden werden kann. Im Rahmen dieser Arbeit werden diesbezüglich jedoch keine Unterschiede gemacht.

Des Weiteren werden den Kraftwerksgruppen einheitliche Werte der technisch ökonomischen Parameter zugeordnet. Für den norwegischen Kraftwerkspark sind nicht alle Daten vorhanden, um die unterschiedlichen Fähigkeiten einzelner Anlagen anstelle von Anlagengruppen vollständig darzustellen. Das bedeutet, dass eine komplette Gruppe mit nur einem Wert charakterisiert wird, der jedoch von den realen Werten einer jeden einzelnen Anlage

abweichen kann. Hierbei sind zum einen die variablen Betriebs- und Wartungskosten zu nennen, die mit in die Grenzkosten einer KWA einfließen, zum anderen die elektrischen Nettowirkungsgrade. Insbesondere die Wirkungsgrade spielen bei der Ermittlung der Brennstoffkosten eine wichtige Rolle. Denn nach der in Abschnitt 3.3.3 erläuterten Berechnung der Brennstoffkosten geht der elektrische Nettowirkungsgrad MaxEff direkt in die Berechnung des Faktors $i^{FuelUseGrad}$ mit ein und bestimmt damit maßgeblich den Brennstoffverbrauch und somit die Produktionskosten (Vgl. (3-31)). Auch bei der Ermittlung der CO_2-Kosten von Anlagen, die fossile Primärenergieträger nutzen, beeinflusst MaxEff grundlegend den Faktor $i^{FuelUseGrad}$, der wiederum unmittelbar in die Berechnung der CO_2-Kosten miteingeht (Vgl. (3-35)). Demzufolge haben die Wahl des Wirkungsgrades und seine Zuordnung zu bestimmten Gruppen enorme Auswirkungen auf die Grenzkosten und damit auf die modellierten Strommarktpreise, wodurch Unterschiede zu den historischen Preisen zustande kommen können. Des Weiteren ist festzuhalten, dass die Notwendigkeit der Linearisierung des Brennstoffverbrauchs, da es sich um ein lineares Optimierungsproblem handelt, mit Abweichungen von den realen Begebenheiten verbunden ist.

Ferner ist zu konstatieren, dass die Pumpspeicherkraftwerke zwar in der Datenbank des Modells hinterlegt sind, bis zum jetzigen Zeitpunkt der Arbeit jedoch keine Anwendung bei der Modellierung finden. Dadurch werden weitere mögliche Speichermechanismen sowie kurzfristige Stromerzeugungen nicht berücksichtigt. Zusätzlich sind die Wasserkraftanlagen bisher noch zu flexibel modelliert, da einige Restriktionen fehlen, die in der Realität auftretende Beschränkungen beschreiben. Hierzu zählen unter anderem Umweltbedingungen wie die notwendige Flusshöhe in Flusssystemen, die hinter dem Wasserkraftwerk liegen. In der Realität muss dem Speicher für die Flusshöhen immer ein gewisses Maß an Wasser entnommen werden und zur Stromerzeugung genutzt werden, um im nachfolgenden Flusssystem ausreichenden Lebensraum zu gewährleisten ohne das Ökosystem zu gefährden. Das bedeutet, es gibt spezifische Einschränkungen der maximalen oder minimalen Wassermengen, die während einer bestimmten Zeit verwendet werden dürfen (STOLL ET AL., 2017). Darüber hinaus können Wassergesetze in Zeiten von Wassermangel oder Dürre zu komplizierten Verfahren für die Wasserverteilung und die Priorisierung der Wasserverwendung führen (STOLL ET AL., 2017). Solche Umweltauflagen haben jedoch keinen direkten monetären Wert, weshalb es schwer ist, diese in einem Modell zu repräsentieren (STOLL ET AL., 2017). Ein weiterer Aspekt ist die Tatsache, dass das gespeicherte Wasser oder das Wasser aus natürlichen Zuflüssen einen anderen Nutzen, als die Erzeugung von Strom, haben kann. Hierbei ist zum Beispiel die Nutzung zur Bewässerung in der Landwirtschaft, die Nutzung als Trinkwasser oder aber die Nutzung als Kühlwasser für industrielle Prozesse aufzuführen. All diese weiteren Nutzungsmöglichkeiten von Wasser, die damit unmittelbar die Flexibilität der Anlagen und die mögliche Stromerzeugung beeinflussen, sind bisher nicht im Modell hinterlegt und können zur Folge haben, dass die modellierten Strompreise von den historischen Strompreisen abweichen. Zudem kann es in der Realität zu Kraftwerksausfällen oder geplanten Revisionen

und Reparaturen von Pumpen und Turbinen kommen, die jedoch nicht berücksichtigt werden. Des Weiteren fehlt bisher die Modellierung von Unsicherheit, die einen Einfluss auf die Betriebsweise von Wasserkraftanlagen und damit einen Einfluss auf den modellierten Strommarktpreis haben kann. Die Komplexität und damit auch der Rechenaufwand eines Modells nehmen mit zunehmender Berücksichtigung weiterer Restriktionen zu, was sich auf die Fähigkeit und die Zeitdauer zum Finden einer optimalen Lösung auswirkt (STOLL ET AL., 2017).

Darüber hinaus spielen die Kraftwerksverfügbarkeiten eine zentrale Rolle. Hierzu zählen sowohl planmäßige Ausfälle wie Revisionen aber auch unplanmäßige Ausfälle wie Betriebsstörungen oder Leistungseinschränkungen (SWIDER ET AL., 2007), die sowohl bei thermischen Kraftwerken als auch bei Wasserkraftanlagen auftreten. Revisionen sind jedoch notwendig, um eine wirkungsgradoptimierte und auf den Betrieb bestmöglich abgestimmte Anlage zu betreiben. Je nach Leistung und Einsatzhäufigkeit der jeweiligen KWA, kann deren Ausfall signifikante Auswirkungen auf die Strommarktpreise haben. In der vorliegenden Arbeit werden Revisionen oder Leistungseinschränkungen bei der Modellierung jedoch nicht berücksichtigt, da der Verfügbarkeitsfaktor $i_{Availibility}$ einer Anlage immer den Wert Eins annimmt.

Zur weiteren Erläuterung der kritischen Ergebnisbetrachtung sind die Betriebsarten der Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen zu nennen. In der vorliegenden Arbeit wird die Annahme getroffen, dass die KWK-Anlagen als stromgeführt angesehen werden, da im bisherigen Modell nur der Strommarkt berücksichtigt wird und keine weiteren kraftwerkspezifischen Informationen bezüglich der Betriebsarten zur Verfügung stehen. In der Realität können KWK-Anlagen jedoch auch wärmegeführt betrieben werden, sodass der dabei erzeugte Strom, der nicht selbst genutzt wird, in das Stromnetz eingespeist werden kann (PEHNT & SCHNEIDER, 2010). Diese unterschiedlichen Betriebsarten können zu Abweichungen zwischen modellierten und historischen Strommarktpreisen führen.

Bei der kritischen Betrachtung der Ergebnisse scheint auch der Ansatzpunkt der Primärenergiepreise und der zusätzlichen Primärenergiekosten als berechtigt. Zwar stehen bei fossilen Primärenergieträgern die offiziellen Marktpreise, z.B. durch die EEX oder Norwegian Petroleum, zur Verfügung, jedoch stellt die Erfassung der Transportkosten, Prozesskosten und Steuern oder Einfuhrabgaben für Primärenergieträger ein erhebliches Problem dar. In der vorliegenden Arbeit werden Steuern und Importzölle, wie zum Beispiel die Mineralölsteuer oder die Energiesteuer, die jedoch unmittelbar den Brennstoffpreis beeinflussen, vernachlässigt. Zudem sind die zusätzlichen Primärenergiekosten als Mittelwerte unterschiedlicher Quellen hinterlegt, da keine belastbaren Informationen über tatsächliche Transport- oder Lagerungskosten, in Abhängigkeit der einzelnen Kraftwerksstandorte verfügbar sind. Diese Kosten sind in hohem Maße von der Transportdistanz, dem Transportmittel und den Transportkonditionen abhängig (SWIDER ET AL., 2007). Demzufolge können Variationen dieser Kosten, basierend auf den jeweiligen Kraftwerksstandorten, enorme Auswirkungen auf die modellierten Strommarktpreise haben. Darüber hinaus werden in der vorliegenden Arbeit die

anfallenden Prozesskosten für die Aufbereitung von beispielsweise Rohöl zu Heizöl oder Leichtöl, sowie die Aufbereitung von Holzhackschnitzeln durch Trocknung oder die Aufbereitung von Biogas vernachlässigt. Zudem ist zu erwähnen, dass nicht für alle Primärenergieträger norwegische Preise zur Verfügung stehen. Die Primärenergiepreise sind unterschiedlichen Quellen entnommen und werden häufig mit deutschen Marktpreisen angenähert (s. Abschnitt 3.4.4). Gerade hinsichtlich biomassebasierten Energieträgern wie Holzhackschnitzel oder Biogas spielen die länderspezifischen aber auch regionalen Gegebenheiten und Verfügbarkeiten eine wichtige Rolle, da diese maßgebend das Preisniveau beeinflussen. Außerdem werden bei der Ermittlung der Primärenergiepreise und der zusätzlichen Primärenergiekosten teilweise jährliche Umrechnungsfaktoren von Währungen verwendet, die in der Realität jedoch täglichen Schwankungen unterliegen.

Schlussfolgernd muss gesagt werden, dass den Ergebnissen dieser Arbeit mit Vorsicht beizukommen ist. In der Studie mussten plausible aber meist stark vereinfachte und vereinheitlichende Annahmen getroffen werden, aus denen sich häufig Abweichungen zu den realen Verhältnissen ergeben. Trotz der zuvor genannten Unsicherheiten und kritischen Aspekte ist die Erarbeitung der Szenarien und die Einarbeitung der im Rahmen einer umfangreichen Literaturrecherche ermittelten Daten sehr wichtig. Denn in zukünftigen Arbeiten können diese Daten und Bandbreiten genutzt werden, um weitere Szenarien zu modellieren und die Auswirkungen weiterer Parametervariationen auf die Strommarktpreise zu analysieren.

6 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen und die Erkenntnisse über die Auswirkungen von Parametervariationen auf die kurzfristigen Grenzkosten und damit die Strommarktpreise in Norwegen zusammengefasst. Nachfolgend wird ein Ausblick für zukünftige ergänzende Untersuchungen gegeben.

6.1 Zusammenfassung

Ziel der Arbeit ist die Auswirkungen der Faktoren elektrischer Nettowirkungsgrad, Primärenergiepreise, zusätzliche Primärenergiekosten und variable Betriebs- und Wartungskosten auf die kurzfristigen Grenzkosten und damit die Strommarktpreise, zu untersuchen. Hierzu werden die Strommarktpreise im Rahmen der vier Szenarien: Basis, Minimum, Maximum und Disaggregation für die Jahre 2017, 2015 und 2010, basierend auf dem bestehenden Strommarktmodell E2M2, modelliert und mit den historischen norwegischen Strommarktpreisen verglichen. Für das Basis-Szenario werden Daten, basierend auf einer umfangreichen Literaturrecherche, in der Datenbank des Modells hinterlegt. Im Minimum- und Maximum-Szenario werden die genannten Einflussfaktoren anhand plausibler Bandbreiten variiert. Für das Disaggregations-Szenario werden die elektrischen Wirkungsgrade und die variablen O-aM-Kosten äquidistant den einzelnen Kraftwerken zugeordnet. Die Werte für die Primärenergiepreise und die zusätzlichen Primärenergiekosten werden aus dem Basis-Szenario beibehalten.

Im Jahr 2017 werden für alle vier Szenarien konstante Strommarktpreise für jede Stunde des Jahres berechnet. Des Weiteren stimmen die Werte mit 36,47 €/MWh im Basis-Szenario für die Regionen NO1, NO2, NO3 und NO5 überein und liegen damit in allen vier Regionen etwas über den historischen Preisen von 23,83 €/MWh bis 29,53 €/MWh. Für die Region NO4 wird ein konstanter Strommarktpreis von 1,50 €/MWh modelliert, was mit der überwiegenden Stromerzeugung aus Wasserkraft zu begründen ist, bei der keine Brennstoff- und keine CO_2-Kosten anfallen. Des Weiteren ist zu konstatieren, dass im Jahr 2017 der modellierte Strommarktpreis im Minimum-Szenario mit 37,83 €/MWh am höchsten ist und im Basis-Szenario mit 36,47 €/MWh am geringsten. Die Werte für das Maximum-Szenario liegen mit 37,05 €/MWh dazwischen. Eine mögliche Erklärung hierfür ist, dass im Maximum-Szenario die hohen Primärenergiepreise und zusätzlichen Primärenergiekosten aufgrund der hohen Wirkungsgrade kompensiert werden. Dies ist jedoch in weiteren Szenarien zu prüfen.

Für das Jahr 2015 werden für die Regionen NO3 und NO4 konstante Strommarktpreise in allen Szenarien von 1,50 €/MWh ermittelt, was auf der überwiegenden Stromproduktion aus Wasserkraft beruht. Für die Regionen NO1, NO2 und NO5 hingegen, werden in allen vier Szenarien die gleichen konstanten Preise von 371,14 €/MWh im Minimum-Szenario, über 405,34 €/MWh im Basis-Szenario, 422,81 €/MWh im Maximum-Szenario und 453,32 €/MWh im Disaggregations-Szenario. Diese ermittelten Werte liegen weit über den,

im Vergleich zu 2017 günstigeren, historischen Preisen von 14,82 €/MWh in NO2 bis 21,28 €/MWh in NO3. Gründe für die sehr hohen modellierten Preise könnten zum einen die Pumpspeicherkraftwerke sein, die bis zum jetzigen Zeitpunkt nicht in die Modellierung miteingeflossen sind. Zum anderen könnten die Anfahrprozesse und damit verbundenen Anfahrkosten diverser Anlagen eine Ursache sein.

Für das Jahr 2010 werden sogenannte „Slacks“ benutzt. Dies ist eine Variable, welche die Deckung der hinterlegten historischen Nachfrage zu jeder Stunde ermöglicht, auch wenn diese mit der Stromerzeugung der bestehenden Kraftwerke nicht erreicht wird. Demzufolge sind die ermittelten Strompreise für das Jahr 2010 im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht nutzbar.

Die Konstanz der modellierten Werte ist vermutlich infolge der, bis zum jetzigen Zeitpunkt, hohen Flexibilität der Wasserkraft, aufgrund fehlender Restriktionen zu begründen.

Darüber hinaus können die Importpreise aus Drittländern sowie die Stromübertragungen zwischen den Regionen eine wichtige Rolle für das Strompreisniveau spielen.

Trotz der in Abschnitt 5.5 genannten Unsicherheiten und kritischer Aspekte ist die Erarbeitung der Szenarien und die Einarbeitung der, im Rahmen einer umfangreichen Literaturrecherche, ermittelten Daten sehr wichtig. Denn in zukünftigen Arbeiten, können diese Daten und Bandbreiten genutzt werden, um weitere Szenarien zu modellieren und die Auswirkungen weiterer Parametervariationen auf die Strommarktpreise zu analysieren.

6.2 Ausblick

Insgesamt gibt die vorliegende Arbeit einen Überblick, wie sich Parametervariationen auf die modellierten Strommarktpreise Norwegens auswirken. Jedoch gibt es neben den in dieser Arbeit untersuchten Parametern weitere Faktoren und Bedingungen, die einen unmittelbaren Einfluss auf die Strommarktpreise haben können.

Bei der Ermittlung der Bandbreiten der Wirkungsgrade im Rahmen der Sensitivitätsanalysen werden lediglich die drei gängigen Kraftwerkstypen: Steinkohle-Dampfturbinen-KWA, Erdgas-GuD-KWA und Erdgas-Gasturbinen-KWA betrachtet. Es erscheint also sinnvoll in zukünftigen Untersuchungen eine detaillierte Betrachtung jedes einzelnen Kraftwerktyps durchzuführen und dabei die maximalen Abweichungen je Vintagegroup, zumindest soweit möglich, zu untersuchen. Die Ermittlung der Variationen in Abhängigkeit der Vintagegroup ist in Anhang F beispielhaft für die drei gängigen Anlagen dargestellt. Durch die separate Betrachtung jeder einzelnen Vintagegroup werden die Bandbreiten der Wirkungsgrade für jede Gruppe geringer und zudem für jede Kraftwerkstechnologie anders ausfallen. Somit können die Abweichungen der Wirkungsgrade, damit die Brennstoffkosten und damit auch die Grenzkosten eines jeden Technologietyps repräsentativer ermittelt werden.

Des Weiteren dienen die in der Datenbank hinterlegten Daten als Grundlage für zukünftige weitere Szenarien und Untersuchungen. Die Modellierung weiterer Szenarien, wie einem Worst-Case- und Best-Case-Szenario, erscheint als sinnvoll. Im Worst-Case-Szenario werden die unteren Bandbreiten des elektrischen Wirkungsgrades angenommen, während für die variablen OaM-Kosten und die Primärenergiepreise die höchsten Werte verwendet werden. Im Best-Case-Szenario hingegen werden geringe Kosten und Preise hinterlegt, während die Wirkungsgrade durch die oberste Bandbreite charakterisiert sind. In einem weiteren Untersuchungspunkt wäre zu überprüfen, wie sich die Variationen einzelner Parameter, zum Beispiel nur der Wirkungsgrade, auf die Strommarktpreise auswirken. Zudem können in einem weiteren Schritt Parametervariationen untersucht werden, die im Rahmen dieser Arbeit nicht erläutert werden, wie die variablen Anfahrkosten.

Darüber hinaus macht es Sinn in einer zukünftigen Arbeit die Kraftwerke des norwegischen Kraftwerksparks einzeln zu betrachten und deren technisch-ökonomische Parameter zu recherchieren, um die elektrischen Nettowirkungsgrade einer jeden Anlage genauer abschätzen zu können und sich den realen Werten bestehender Anlagen besser anzunähern. Zudem macht es Sinn genauere standortspezifische Daten bezüglich den zusätzlichen Primärenergiekosten für den Transport, die Aufbereitung und die Lagerung zu hinterlegen.

Eine weitere relevante Untersuchung ist die Analyse der einzelnen Systemkostenbestandteile. Dabei ist interessant, in welchem Ausmaß die einzelnen Kosten wie Brennstoffkosten, CO_2-Kosten, Anfahrkosten sowie Import- und Exportpreise in die modellierten Strommarktpreise eingehen und wie hoch deren prozentualer Anteil an den gesamten Grenzkosten einer Anlage ist.

Eine Erweiterung des vorliegenden Modells, unter der Berücksichtigung der in Abschnitt 5.5 erläuterten Aspekte kann weitere Aufschlüsse über die Einflüsse bestimmter Parametervariationen geben. Da sich beispielsweise durch die Berücksichtigung der Wärmeerzeugung die Einsatzreihenfolge und die resultierenden Strommarktpreise, insbesondere bei KWK-Anlagen, verändern können. Eine solche Kombination des Modells mit Restriktionen, die auch den Wärmemarkt berücksichtigen, ermöglicht eine adäquate Optimierung der KWK-Technologien und bietet möglicherweise eine bessere Abschätzung der Strommarktpreise. Zusätzlich erscheint es sinnvoll, das bestehende Modell insbesondere hinsichtlich der Wasserkraftanlagen mit den in Abschnitt 5.5 erwähnten Restriktionen zu erweitern, um die realen Gegebenheiten weitestgehend abzubilden. Außerdem sollten in zukünftigen Arbeiten die Kraftwerksverfügbarkeiten, das heißt mögliche Revisionen und Betriebsstörungen einbezogen werden.

7 Quellenverzeichnis

7.1 Literaturverzeichnis

ADLER, P. ET AL. (2014). *Leitfaden Biogasaufbereitung und –einspeisung* (5.Aufl.). Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V..

ALTROCK, M. ET AL. (2013). *Leitfaden Biomethan BHKW – direkt. Eine Handreichung für mit Biomethan betriebene Blockheizkraftwerke gemäß EEG 2012 mit Schwerpunkt Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Erzeugung von Strom aus Biomethan*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH.

BEER, M. ET AL. (2009). *Endbericht Energiezukunft 2050 Teil II – Szenarien* (2.Aufl.). München: FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V..

BLESL, M. ET AL. (2010). *Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

BLESL, M. ET AL. (2012). *Stromerzeugung 2030 – mit welchen Kosten ist zu rechnen?* In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62 (2012), Heft 10, S. 20 26.

BMWI BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (2018). *Bruttostromerzeugung in Deutschland 2017. In Energiedaten: Gesamtausgabe*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

BNETZA, BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (2014). *Biogas- Monitoringbericht 2014: Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*. Bonn: Bundesnetzagentur.

BRIEM, S. ET AL. (2004)**.** *Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken*. Stuttgart, Bochum und München: IER, DLR, LEE, FfE.

BUCHHOLZ, W. ET AL. (2012). *Die Zukunft der Energiemärkte Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten*. München: ifo Institut.

BURKARD, R. E. & ZIMMERMANN, U. T. (2012). *Einführung in die Mathematische Optimierung*. Berlin Heidelberg: Springer Verlag.

DANIEL, J. ET AL. (2011). *Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel Abschlussbericht gemäß § 32e GWB*. Bonn: Bundeskartellamt.

DEA, DANISH ENERGY AGENCY (2016). *Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation*. Copenhagen: Danish Energy Agency.

DEHSt, Deutsche Emissionshandelsstelle (2017). *TEHG-Anwendungsbereich: Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG) für die Zuteilungsperiode 2013-2020: Hinweise der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt)*. Berlin: Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt.

EIA, U.S. Energy Information Administration (2016). *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. Washington: U.S. Department of Energy.

EIA, U.S. Energy Information Administration (2018). Electricity Market Module. In: EIA (Hrsg.), *Assumptions to the Annual Energy Outlook 2018*. Washington: U.S. Department of Energy.

Gamer, P. (2001)**.** *Anlagen zur Verbrennung und mechanisch-biologischen Behandlung von Siedlungsabfällen. Übersicht über Aufbau, Technik, Leistungsfähigkeit und gesetzliche Anforderungen*. Sächsisches Landesamt für Umwelt und Geologie (Hrsg.). Dresden: Sächsische Druck- und Verlagshaus AG.

Görner, K. & Sauer, D.U. (2016). *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. In Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.

Grønning, H. M. (2011). *Zielmarktanalyse Norwegen 2011: Wasserkraft*. Deutsch-Norwegische Handelskammer & Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.). Oslo: Deutsch-Norwegische Handelskammer.

Gruet, R. (2011). *Wind energy and EU climate policy. Achieving 30% lower emissions by 2020*. Brüssel: EWEA European Wind Energy Association.

Hobohm, J. et al. (2018). Endbericht: *Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende*. Eine Studie der Prognos AG, des Fraunhofer-Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT und des Deutschen Biomasseforschungszentrums DBFZ. Berlin: Prognos AG.

Hufendiek, K. (2014). *Vorlesungsunterlagen: Energiewirtschaft und Energieversorgung WS 2014/15. Kapitel 11: Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Hufendiek, K. (2018). Der OTC-Handel (Over-The-Counter-Handel) A. Grundlagen des Energiehandels. In: Schwintowski, H-P.; Scholz, F.; Schuler, A. (Hrsg.), *Handbuch Energiehandel* (4.Aufl.) (S. 3-80). Berlin: Erich Schmidt Verlag.

IEA, International Energy Agency (2016). *World Energy Outlook 2016*. Paris: IEA International Energy Agency.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2017A). *Energy Policies of IEA Countries. Norway 2017 Review*. Paris: IEA International Energy Agency.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2017B). *Key world energy statistics 2017*. Paris: IEA International Energy Agency.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2018A). *Electricity Information 2018*. Paris: IEA International Energy Agency.

JAHNS, C. ET AL. (2019). *Supply curves for hydro reservoirs. Estimation and Usage in Large-Scale Electricity Market Models*. Essen: House of Energy Markets and Finance der Universität Duisburg-Essen.

JANSSEN, M. (2006). Diplomarbeit: *Entry-Exit-Modelle im Erdgastransport und ihre Weiterentwicklung in Deutschland*. Münster: Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie der Westfälische Wilhelms-Universität.

KAIL, C. (1998). Dissertation: *Analyse von Kraftwerksprozessen mit Gasturbinen unter energetischen, exergetischen und ökonomischen Aspekten*. München: Lehrstuhl für Thermische Kraftanlagen mit Heizkraftwerk der TU München.

KERNITZKYI, M. ET AL. (2013). *Abfallwirtschaft Steiermark. Regionalökonomische Bewertung der Abfallwirtschaft in der Steiermark*. Graz: Joanneum Research Forschungsgesellschaft mbH Zentrum für Wirtschafts- und Innovationsforschung.

KLUMPP, F. (2009). *Energiewirtschaftliche Bewertung anfahrbedingt verursachter Instandhaltungskosten von Steinkohlekraftwerken*. Göttingen: Cuvillier Verlag.

KONSTANTIN, P. (2013). *Praxisbuch Energiewirtschaft* (3.Aufl.). Berlin Heidelberg: Springer Vieweg Verlag.

KOBER, T. (2014). Dissertation: *Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO2-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

KUHN, P. (2011). Dissertation: *Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung*. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München.

LANG, C. (2007). *Marktmacht und Marktmachtmessung im deutschen Großhandelsmarkt für Strom*. Wiesbaden: Deutscher Universitätsverlag.

LEIBLE, L. ET AL. (2011). *Systemanalyse zur Gaserzeugung aus Biomasse*. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT) KIT Scientific Publishing.

MATTHES, F. C. (2010). *Energiepreise für aktuelle Modellierungsarbeiten. Regressionsanalytisch basierte Projektionen. Teil 1: Preise für Importenergien und Kraftwerksbrennstoffe*. Berlin: Öko-Institut e.V..

MATTHES, F.C. ET AL. (2013). *Politikszenarien für den Klimaschutz VI Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

PEHNT, M. & SCHNEIDER, J. (2010). Kraft-Wärme-Kopplung. In: Pehnt, M. (Hrsg.), *Energieeffizienz Ein Lehr- und Handbuch* (S. 117-146). Berlin Heidelberg: Springer Verlag.

PIEKENBROCK, D. & HENNIG, A. (2013). *Einführung in die Volkswirtschaftslehre und Mikroökonomie* (2.Aufl.). Berlin Heidelberg: Springer Verlag.

POHL, M. (2015). *Sensitivitätsanalyse für Stromspeicher als Flexibilitätsoption in Energiesystemen mit hohem Anteil fluktuierender Erzeugung*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

REMME, U. (2006). Dissertation: *Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

REMME, U. ET AL. (2007). Forschungsbericht Band 101: *Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

ROTH, H. (2008). Dissertation: *Modellentwicklung zur Kraftwerksparkoptimierung mit Hilfe von Evolutionsstrategien*. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München.

RUIZ, P. ET AL. (2015). *The JRC-EU-TIMES model. Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries*. Luxembourg: European Commission.

SANDSMARK, M. & TENNBAKK, B. (2010)**.** *Ex post monitoring of market power in hydro dominated electricity markets.* In: Energy Policy 38 (2010) (S. 1500-1509). Amsterdam: Elsevier-Verlag.

SCHNEIDER, L. (1998). *Stromgestehungskosten von Großkraftwerken. Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern*. Freiburg: Öko-Institut e.V. Institut für angewandte Ökologie.

SCHNELL, U. (2016). *Vorlesungsunterlagen: Kraftwerksanlagen I/II SS 2016. Kapitel 2.1 Referenzkraftwerk auf der Basis von Stein- bzw. Braunkohle*. Stuttgart: Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik.

SCHÖB, T. (2019). *Analysis on the Impact of Hydropower Aggregation in Norway on modelled Day-Ahead Electricity Prices*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

SCHUBERT, D. K. J. (2016). Dissertation: *Bewertung von Szenarien für Energiesysteme: Potenziale, Grenzen und Akzeptanz*. Band 10 in Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft. Dresden: Technische Universität Dresden.

STECK, M. & MAUCH, W. (2008). Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung. In: *10. Symposium Energieinnovation, Energiewende der TU Graz*. Graz: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.

STOLL, B. ET AL. (2017). *Hydropower Modeling Challenges*. Golden: National Renewable Energy Laboratory.

SUN, N. (2013). Dissertation: *Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes. Kraftwerkseinsatzplanung und –investitionen*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

SWIDER, J. ET AL. (2007). *Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

TIDBALL, R. ET AL. (2010). *Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies*. Golden: National Renewable Energy Laboratory.

TRABER, T. & KEMFERT, C. (2011). *Gone with the wind? — Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply*. In: Energy Economics 33 (2011) (S. 249-256). Amsterdam: Elsevier-Verlag.

WIETSCHEL ET AL. (2010). Technologienbericht: *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung*. In ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale“. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

WITTENSTEIN, M. & ROTHWELL, G. (2015). *Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition*. Paris & Issy-les-Moulineaux: Organisation for Economic Cooperation and Development/International Energy Agency & Organisation for Economic Cooperation and Development/Nuclear Energy Agency.

7.2 Internetquellenverzeichnis

BOERSE.DE (2018). *USD/EUR (US-Dollar / Euro) Jahres-Schlusskurse*. [online] [Zugriff am 06.11.2018]. Verfügbar unter: https://www.boerse.de/historische-kurse/Dollar-Euro/XC0009666410

ENERGINORGE (2018A). *About Energy Norway*. [online] [Zugriff am 05.11.2018]. Verfügbar unter: https://www.energinorge.no/om-oss/in-english/

ENERGINORGE (2018B). *Hva er strømmarkedet?* [online] [Zugriff am 05.11.2018]. Verfügbar unter: https://www.energinorge.no/fagomrader/strommarked/hva-er-strommarkedet/

EFN, ENERGY FACTS NORWAY (2018A). *Electricity Production*. [online] [Zugriff am 05.11.2018]. Verfügbar unter: https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftproduksjon/

EFN, ENERGY FACTS NORWAY (2018B). *The Power Market*. [online] [Zugriff am 05.11.2018]. Verfügbar unter: https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/

EFN, ENERGY FACTS NORWAY (2019). *Taxes and Emissions Trading*. [online] [Zugriff am 19.02.2019]. Verfügbar unter: https://energifaktanorge.no/en/et-baerekraftig-og-sikkert-energisystem/avgifter-og-kvoteplikt/

ENTSOE, EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY (2018). *Statistical Factsheet 2017*. [online] [Zugriff am 06.11.2018]. Verfügbar unter: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs_2017.pdf

EUROPÄISCHE KOMMISSION (2017). *Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017 über Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates für Großfeuerungsanlagen*. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017D1442&from=DE

FINANZEN.NET (2018). *Währungsrechner: Norwegische Krone – Euro (NOK in EUR)*. [online] [Zugriff am 31.12.2018]. Verfügbar unter: https://www.finanzen.net/waehrungsrechner/norweg-krone_euro

FORTUM (2019). *A full-scale carbon capture and storage (CCS) project initiated in Norway*. [online] [Zugriff am 31.01.2019]. Verfügbar unter: https://www.fortum.com/media/2018/11/full-scale-carbon-capture-and-storage-ccs-project-initiated-norway

FRAUNHOFER ISE, FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME (2018). *Jährliche Börsenstrompreise in Deutschland*. [online] [Zugriff am 05.11.2018]. Verfügbar unter: https://www.energy-charts.de/price_avg_de.htm?price=real&period=annual&year=all

GASSNOVA (2018). *CCS in Norway entering a new phase*. [online] [Zugriff am 31.01.2019]. Verfügbar unter: https://www.gassnova.no/en/ccs-in-norway-entering-a-new-phase

GÖß, S. (2017). Tutorial Gasmarkt Teil 6: Erdgastransport und –speicherung. [online] [Zugriff am 27.03.2019]. Verfügbar unter: https://blog.energybrainpool.com/tutorial-gasmarkt-teil_6-erdgastransport-und-speicherung/

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2018B). *IEA Statistics: Global energy data at your fingertips*. [online] [Zugriff am 05.11.2018]. Verfügbar unter: https://www.iea.org/statistics/

JENSEN, E. (2018). *Primary energy prices for Norway*. [online] Schriftliche Mitteilung per E-Mail vom 19.11.2018. Oslo: Royal Norwegian Ministry of Petroleum and Energy.

KALBFLEISCH-HECKL, A. (2018). [online] Schriftliche Mitteilung per E-Mail vom 08.11.2018. Eschborn: MBI Martin Brückner Infosource GmbH & Co. KG.

KÜHMAIER, M. (2007). *Optimierung der Waldhackgutbereitstellung auf regionaler Basis. 8. Internationales Seminar für die Holz- und Forstindustrie*. [online] [Zugriff am 12.02.2019]. Verfügbar unter: https://www.waldwissen.net/waldwirtschaft/holz/logistik/bfw_logistikkette_hackgut/bfw_logistikkette_hackgut_2008_5.pdf

LEFEVERS, D. (2013). *Landfill Gas to Renewable Energy. Benefits of capturing and harnessing methane emissions from municipal solid waste landfills*. [online] [Zugriff am 27.11.2018]. Verfügbar unter: https://www.eesi.org/files/042613_Daniel_LeFevers.pdf

MAAGE, J. (2018). [online] Schriftliche Mitteilung per E-Mail vom 21.12.2018. Oslo: Avfall Norge.

NORD POOL (2018A). *Day-ahead-prices*. [online] [Zugriff am 05.11.2018]. Verfügbar unter: https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/NO/Daily1/?view=table

NORD POOL (2018B). *Market members*. [online] [Zugriff am 05.11.2018]. Verfügbar unter: https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/The-market-members/

NORD POOL (2018C). *Intraday market*. [online] [Zugriff am 05.11.2018]. Verfügbar unter: https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/

NORD POOL (2018D). *Day-Ahead market*. [online] [Zugriff am 05.11.2018]. Verfügbar unter: https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/

NORD POOL (2019). *Line set (NO1A/DK1A) Explanation document*. [online] [Zugriff am 12.03.2019]. Verfügbar unter: https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/day-ahead/explanation-document-for-no1a-and-dk1a.pdf

NORWEGIAN PETROLEUM (2018). *Exploration Acitivity*. [online] [Zugriff am 06.11.2018]. Verfügbar unter: https://www.norskpetroleum.no/en/exploration/exploration-activity/

NORWEGIAN PETROLEUM (2019). *The oil and gas pipeline system*. [online] [Zugriff am 28.03.2019]. Verfügbar unter: https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/

PROGNOS AG (2013). Expertise: *Entwicklung von Stromproduktionskosten. Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende*. [online] [Zugriff am 02.04.2019]. Verfügbar unter: https://www.prognos.com/fileadmin/pdf/aktuelles/131010_Studie_Belectric_Freiflaechen_Solarkraftwerke_Final.pdf

SCHRÖER, S. (2003). *Die Entwicklung des Erdgaspreises*. [online] [Zugriff am 27.03.2019]. Verfügbar unter: http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/148981/erdgaspreis

STATNETT (2016). *Elcertificates*. [online] [Zugriff am 05.11.2018]. Verfügbar unter: http://www.statnett.no/en/Market-and-operations/the-power-market/Elcertificates/

UBA, UMWELTBUNDESAMT (2018). *Der Europäische Emissionshandel*. [online] [Zugriff am 20.12.2018]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#textpart-1

WOLFRAM, C.D. (1999). *Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market*. [online] [Zugriff am 12.02.2019]. Verfügbar unter: http://faculty.haas.berkeley.edu/wolfram/papers/wolfram_aer.pdf

Anhang A: Technologiespezifische Kennzahlen – Basis-Szenario

Die in diesem Anhang A formulierten Namen der Kraftwerk-Gruppen folgen der Gruppierung wie in Kapitel 3.4.2 beschrieben:

„PrimaryEnergy_SubType_TechTypeVintagegroup“

Anhang A 1: Technologiespezifische Kennzahlen der biogasbetriebenen Kraftwerke

Tabelle A 1: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der biogasbetriebenen Kraftwerke

	Technische Lebens-dauer	**Maximaler elektrischer Nettowir-kungsgrad η_{el}**	**Wirkungs-gradverlust bei minimaler Stromerzeu-gung**	**Notwendige Minimallast bezogen auf Nennleistung**
Bezeichnung in E2M2-Modell	LifeTime	MaxEff	PartEffLoss	MinLoadFactor
Einheit	[a]	[-]	[-]	[-]
Name der Kraftwerk-Gruppe				
BIOGAS_IC_BACKPR1	20 *1	0,2500 *2	0,220 *3	0 *4
BIOGAS_IC_BACKPR2	20 *1	0,2952 *2	0,220 *3	0 *4
BIOGAS_IC_BACKPR3	20 *1	0,3857 *2	0,220 *3	0 *4
BIOGAS_IC_BACKPR4	20 *1	0,4400 *2	0,220 *3	0 *4
BIOGAS_IC_CONDENSING1	25 *5	0,3600 *6	0,220 *3	0,150 *5
BIOGAS_IC_CONDENSING2	25 *5	0,3700 *6	0,220 *3	0,150 *5
BIOGAS_IC_CONDENSING3	25 *5	0,3900 *6	0,220 *3	0,150 *5
BIOGAS_IC_CONDENSING4	25 *5	0,4000 *6	0,220 *3	0,150 *5

*1 MATTHES, F.C. ET AL. (2013). *Politikszenarien für den Klimaschutz VI Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
Annahme: Allgemeiner Wert für BHKW.

*2 ASUE ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH E.V. (2011). *BHKW-Kenndaten 2011*. Frankfurt am Main. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2011/broschueren/05_07_11_asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf;
Annahme: Elektrische Wirkungsgrade für Vintagegroupes 2 bis 3 werden durch lineare Interpolation ermittelt.

*3 Werte von Vorgänger übernommen.

*4 LANGE, J. & UFHEIL, M. (2014). *KWK im Verbund mit Erneuerbaren Energien: Gegensatz oder Ergänzung?* [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: http://www.bhkw-jetzt.de/fileadmin/redaktion/Artikel/Artikel_Fluessiggas_0314_KWK-4.pdf ;
Annahme: BHKW sind flexibel einsetzbar ohne Mindestlast (schriftliche Bestätigung von Binde, W., Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.).

*5 GÖRNER, K. & SAUER, D.U. (2016). *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. In Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.

*6 DEA. DANISH ENERGY AGENCY (2016). *Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation*. Copenhagen: Danish Energy Agency.

Tabelle A 2: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der biogasbetriebenen Kraftwerke

	Variable Betriebs- und Wartungskosten	**Variable Anfahrkosten**	**Kraftstoffverbrauch für den Start im heißen Zustand**
Bezeichnung in E2M2-Modell	VarOaMCosts	StartUpVarCosts	StartUpFuelConsHot
Einheit	[€/MWh]	[€/MW_{el}]	[MWh/MW]
Name der Kraftwerk-Gruppe			
BIOGAS_IC_BACKPR1	23,00 *7	0 *8	1,1 *9
BIOGAS_IC_BACKPR2	23,00 *7	0 *8	1,1 *9
BIOGAS_IC_BACKPR3	23,00 *7	0 *8	1,1 *9
BIOGAS_IC_BACKPR4	23,00 *7	0 *8	1,1 *9
BIOGAS_IC_CONDENSING1	8,00 *10	0 *8	1,1 *9
BIOGAS_IC_CONDENSING2	8,00 *10	0 *8	1,1 *9
BIOGAS_IC_CONDENSING3	8,00 *10	0 *8	1,1 *9
BIOGAS_IC_CONDENSING4	8,00 *10	0 *8	1,1 *9

*7 ASUE ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH E.V. (2011). *BHKW-Kenndaten 2011*. Frankfurt am Main. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2011/broschueren/05_07_11_asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf ;
Annahme: Da Werte von 1 Cent/kWh bis 3,5 Cent/kWh möglich sind, wird Mittelwert von 2,3 Cent/kWh gewählt.

*8 Annahme: Variable Anfahrkosten für Blockheizkraftwerke und Motoren können mit Null angenähert werden (schriftliche Bestätigung von Binde, W., Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.).

*9 Werte von Vorgänger übernommen.

*10 DEA. DANISH ENERGY AGENCY (2016). *Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation*. Copenhagen: Danish Energy Agency.

Anhang A 2: Technologiespezifische Kennzahlen der deponiegasbetriebenen Kraftwerke

Tabelle A 3: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der deponiegasbetriebenen Kraftwerke

	Technische Lebensdauer	**Maximaler elektrischer Nettowirkungsgrad η_{el}**	**Wirkungsgradverlust bei minimaler Stromerzeugung**	**Notwendige Minimallast bezogen auf Nennleistung**
Bezeichnung in E2M2-Modell	LifeTime	MaxEff	PartEffLoss	MinLoad-Factor
Einheit	[a]	[-]	[-]	[-]
Name der Kraftwerk-Gruppe				
LANDFILLGAS_IC_CONDENSING1	25 *1	0,2900 *2	0,220 *2	0,150 *1
LANDFILLGAS_IC_CONDENSING2	25 *1	0,3200 *2	0,220 *2	0,150 *1
LANDFILLGAS_IC_CONDENSING3	25 *1	0,3450 *3	0,220 *2	0,150 *1
LANDFILLGAS_IC_CONDENSING4	25 *1	0,4100 *3	0,220 *2	0,150 *1

*1 GÖRNER, K. & SAUER, D.U. (2016). *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. In Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.

*2 Werte von Vorgänger übernommen.

*3 HERDIN, G.R. *Standesanalyse des Gasmotors im Vergleich zu den Zukunftstechniken (Brennstoffzellen und Mikroturbine) bei der Nutzung von aus Biomasse gewonnenen Kraftstoffen*. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: http://images.energieportal24.de/dateien/downloads/gasmotoren-analyse.pdf

Tabelle A 4: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der deponiegasbetriebenen Kraftwerke

	Variable Betriebs- und Wartungskosten	**Variable Anfahrkosten**	**Kraftstoffverbrauch für den Start im heißen Zustand**
Bezeichnung in E2M2-Modell	VarOaMCosts	StartUpVarCosts	StartUpFuelConsHot
Einheit	[€/MWh]	[€/MW_{el}]	[MWh/MW]
Name der Kraftwerk-Gruppe			
LANDFILLGAS_IC_CONDENSING1	5,56 [*4]	0 [*5]	1,1 [*6]
LANDFILLGAS_IC_CONDENSING2	5,56 [*4]	0 [*5]	1,1 [*6]
LANDFILLGAS_IC_CONDENSING3	5,56 [*4]	0 [*5]	1,1 [*6]
LANDFILLGAS_IC_CONDENSING4	5,56 [*4]	0 [*5]	1,1 [*6]

[*4] EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2016). *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. Washington DC: U.S. Department of Energy.;
Annahme: gleicher Wert wie für erdgasbetriebenen Verbrennungsmotor.

[*5] Annahme: Variable Anfahrkosten für Motoren können mit Null angenähert werden.

[*6] Werte von Vorgänger übernommen.

Anhang A 3: Technologiespezifische Kennzahlen der erdgasbetriebenen Kraftwerke

Tabelle A 5: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der erdgasbetriebenen Kraftwerke

	Technische Lebens-dauer	**Maximaler elektrischer Nettowir-kungsgrad η_{el}**	**Wirkungs-gradverlust bei minima-ler Stromer-zeugung**	**Notwendige Minimallast bezogen auf Nennleistung**
Bezeichnung in E2M2-Modell	LifeTime	MaxEff	PartEffLoss	MinLoadFactor
Einheit	[a]	[-]	[-]	[-]
Name der Kraftwerk-Gruppe				
NAT_GAS_GT_BACKPR1	30 *1	0,3000 *2	0,100 *3	0,250 *2
NAT_GAS_GT_BACKPR2	30 *1	0,3200 *2	0,100 *3	0,250 *2
NAT_GAS_GT_BACKPR3	30 *1	0,3300 *2	0,100 *3	0,250 *2
NAT_GAS_GT_BACKPR4	30 *1	0,3400 *2	0,100 *3	0,250 *2
NAT_GAS_IC_BACKPR1	20 *4	0,2500 *5	0,105 *3	0 *6
NAT_GAS_IC_BACKPR2	20 *4	0,3071 *5	0,105 *3	0 *6
NAT_GAS_IC_BACKPR3	20 *4	0,4214 *5	0,105 *3	0 *6
NAT_GAS_IC_BACKPR4	20 *4	0,4900 *5	0,105 *3	0 *6
NAT_GAS_CC_CONDENSING1	33 *7	0,4000 *8	0,050 *3	0,525 *9
NAT_GAS_CC_CONDENSING2	33 *7	0,4500 *8	0,050 *3	0,525 *9
NAT_GAS_CC_CONDENSING3	33 *7	0,5000 *8	0,050 *3	0,525 *9
NAT_GAS_CC_CONDENSING4	33 *7	0,5700 *8	0,050 *3	0,525 *9
NAT_GAS_CC_CONDENSING5	33 *7	0,5900 *8	0,050 *3	0,525 *9
NAT_GAS_GT_CONDENSING1	30 *1	0,2900 *8	0,100 *3	0,275 *9
NAT_GAS_GT_CONDENSING2	30 *1	0,3100 *8	0,100 *3	0,275 *9
NAT_GAS_GT_CONDENSING3	30 *1	0,3800 *8	0,100 *3	0,275 *9
NAT_GAS_GT_CONDENSING4	30 *1	0,4150 *8	0,100 *3	0,275 *9
NAT_GAS_GT_CONDENSING5	30 *1	0,4300 *8	0,100 *3	0,275 *9
NAT_GAS_IC_CONDENSING1	25 *9	0,3800 *2	0,105 *3	0,150 *9
NAT_GAS_IC_CONDENSING2	25 *9	0,4000 *2	0,105 *3	0,150 *9
NAT_GAS_IC_CONDENSING3	25 *9	0,4200 *2	0,105 *3	0,150 *9
NAT_GAS_IC_CONDENSING4	25 *9	0,4400 *2	0,105 *3	0,150 *9
NAT_GAS_CC_EXTRACTION1	33 *7	0,3600 *10	0,050 *3	0,525 *9
NAT_GAS_CC_EXTRACTION2	33 *7	0,4100 *10	0,050 *3	0,525 *9
NAT_GAS_CC_EXTRACTION3	33 *7	0,4600 *10	0,050 *3	0,525 *9
NAT_GAS_CC_EXTRACTION4	33 *7	0,5300 *10	0,050 *3	0,525 *9
NAT_GAS_CC_EXTRACTION5	33 *7	0,5500 *10	0,050 *3	0,525 *9

*1 MATTHES, F.C. ET AL. (2013). *Politikszenarien für den Klimaschutz VI Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.;
Annahme: Allgemeiner Wert für Gasturbinen.

*2 DEA. DANISH ENERGY AGENCY (2016). *Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation*. Copenhagen: Danish Energy Agency.

*3 GÖRNER, K. & SAUER, D.U. (2016). *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. In Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.;
Annahme: PartEffLoss wird ermittelt aus der Differenz des Netto-Wirkungsgrades im Bestpunkt minus den Netto-Minimallast-Wirkungsgrad.

*4 MATTHES, F.C. ET AL. (2013). *Politikszenarien für den Klimaschutz VI Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.;
Annahme: Allgemeiner Wert für BHKW.

*5 ASUE ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH E.V. (2011). *BHKW-Kenndaten 2011*. Frankfurt am Main. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2011/broschueren/05_07_11_asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf;
Annahme: Elektrische Wirkungsgrade für Vintagegroupes 2 bis 3 werden durch lineare Interpolation ermittelt.

*6 LANGE, J. & UFHEIL, M. (2014). *KWK im Verbund mit Erneuerbaren Energien: Gegensatz oder Ergänzung?* [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: http://www.bhkw-jetzt.de/fileadmin/redaktion/Artikel/Artikel_Fluessiggas_0314_KWK-4.pdf ;
Annahme: BHKW sind flexibel einsetzbar ohne Mindestlast (schriftliche Bestätigung von Binde, W., Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.).

*7 GÖRNER, K. & SAUER, D.U. (2016). *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. In Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.;
Annahme: Mittelwert der Lebensdauer für GuD-Anlagen. = 32,5 a wird aufgerundet auf 33 a.

*8 BEER, M. ET AL. (2009). *Endbericht Energiezukunft 2050 Teil II – Szenarien* (2.Aufl.). München: FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V..

*9 GÖRNER, K. & SAUER, D.U. (2016). *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. In Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.

*10 Annahme: Wirkungsgrade für Entnahmekondensations-GuD-Anlage zur KWK-Nutzung sind jeweils um 4 %-Punkte geringer als Wirkungsgrade von Kondensations-GuD-Anlage (Vgl. REMME, U. (2006). Dissertation: Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.).

Tabelle A 6: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der erdgasbetriebenen Kraftwerke

	Variable Betriebs- und Wartungskosten	**Variable Anfahrkosten**	**Kraftstoffverbrauch für den Start im heißen Zustand**
Bezeichnung in E2M2-Modell	VarOaMCosts	StartUpVarCosts	StartUpFuelConsHot
Einheit	[€/MWh]	[€/MW_{el}]	[MWh/MW]
Name der Kraftwerk-Gruppe			
NAT_GAS_GT_BACKPR1	5,50 *11	5,0 *12	1,1 *13
NAT_GAS_GT_BACKPR2	5,50 *11	5,0 *12	1,1 *13
NAT_GAS_GT_BACKPR3	5,50 *11	5,0 *12	1,1 *13
NAT_GAS_GT_BACKPR4	5,50 *11	5,0 *12	1,1 *13
NAT_GAS_IC_BACKPR1	18,00 *14	0 *15	1,1 *16
NAT_GAS_IC_BACKPR2	18,00 *14	0 *15	1,1 *16
NAT_GAS_IC_BACKPR3	18,00 *14	0 *15	1,1 *16
NAT_GAS_IC_BACKPR4	18,00 *14	0 *15	1,1 *16
NAT_GAS_CC_CONDENSING1	2,00 *17	10,0 *12	3,5 *13
NAT_GAS_CC_CONDENSING2	2,00 *17	10,0 *12	3,5 *13
NAT_GAS_CC_CONDENSING3	2,00 *17	10,0 *12	3,5 *13
NAT_GAS_CC_CONDENSING4	2,00 *17	10,0 *12	3,5 *13
NAT_GAS_CC_CONDENSING5	2,00 *17	10,0 *12	3,5 *13
NAT_GAS_GT_CONDENSING1	3,33 *18	5,0 *12	1,1 *13
NAT_GAS_GT_CONDENSING2	3,33 *18	5,0 *12	1,1 *13
NAT_GAS_GT_CONDENSING3	3,33 *18	5,0 *12	1,1 *13
NAT_GAS_GT_CONDENSING4	3,33 *18	5,0 *12	1,1 *13
NAT_GAS_GT_CONDENSING5	3,33 *18	5,0 *12	1,1 *13
NAT_GAS_IC_CONDENSING1	5,40 *19	0 *15	1,1 *16
NAT_GAS_IC_CONDENSING2	5,40 *19	0 *15	1,1 *16
NAT_GAS_IC_CONDENSING3	5,40 *19	0 *15	1,1 *16
NAT_GAS_IC_CONDENSING4	5,40 *19	0 *15	1,1 *16
NAT_GAS_CC_EXTRACTION1	2,20 *20	10,0 *12	3,5 *13
NAT_GAS_CC_EXTRACTION2	2,20 *20	10,0 *12	3,5 *13
NAT_GAS_CC_EXTRACTION3	2,20 *20	10,0 *12	3,5 *13
NAT_GAS_CC_EXTRACTION4	2,20 *20	10,0 *12	3,5 *13
NAT_GAS_CC_EXTRACTION5	2,20 *20	10,0 *12	3,5 *13

*11 DEA. DANISH ENERGY AGENCY (2016). *Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation*. Copenhagen: Danish Energy Agency.;
Annahme: Es handelt sich um klein bis mittelgroße Gegendruck-Gasturbinen-Anlage.

*12 SCHUBERT, D. K. J. (2016). Dissertation: *Bewertung von Szenarien für Energiesysteme: Potenziale, Grenzen und Akzeptanz*. Band 10 in Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft. Dresden: Technische Universität Dresden.

*13 TRABER, T. & KEMFERT, C. (2011). *Gone with the wind? — Electricity market prices and in-centives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply*. In: Energy Economics 33 (2011) (S. 249-256). Amsterdam: Elsevier-Verlag.

*14 ASUE ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH E.V. (2011). *BHKW-Kenndaten 2011*. Frankfurt am Main. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2011/broschueren/05_07_11_asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf ;
Annahme: Da Werte von 0,5 Cent/kWh bis 3 Cent/kWh möglich sind, wird Mittelwert von 1,8 Cent/kWh gewählt.

*15 Annahme: Variable Anfahrkosten für Blockheizkraftwerke und Motoren können mit Null angenähert werden (schriftliche Bestätigung von Binde, W., Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.).

*16 Werte von Vorgänger übernommen.

*17 BLESL ET AL. (2012). *Stromerzeugung 2030 - mit welchen Kosten ist zu rechnen?* In Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62 (2012), Heft 10, S.20-26. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2012_10_blesl.pdf

*18 EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2016). *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. Washington DC: U.S. Department of Energy.;
Annahme: Umrechnung von 3,5 USD/MWh mit Wechselkurs Stand 2016: 1 USD = 0,9508 €.

*19 DEA. DANISH ENERGY AGENCY (2016). *Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation*. Copenhagen: Danish Energy Agency.

*20 Annahme: Variable Betriebs- und Wartungskosten für Entnahmekondensations-GuD-Anlage zur KWK-Nutzung sind um 10 % höher als variable Betriebs- und Wartungskosten von Kondensations-GuD-Anlage.

Anhang A 4: Technologiespezifische Kennzahlen der klärgasbetriebenen Kraftwerke

Tabelle A 7: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der klärgasbetriebenen Kraftwerke

	Technische Lebens-dauer	**Maximaler elektri-scher Net-towir-kungsgrad η_{el}**	**Wirkungs-gradverlust bei minimaler Stromerzeu-gung**	**Notwendige Minimallast bezogen auf Nennleis-tung**
Bezeichnung in E2M2-Modell	LifeTime	MaxEff	PartEffLoss	MinLoad-Factor
Einheit	[a]	[-]	[-]	[-]
Name der Kraftwerk-Gruppe				
SEWAGEGAS_IC_BACKPR1	20 *1	0,2500 *2	0,220 *3	0 *4
SEWAGEGAS_IC_BACKPR2	20 *1	0,2952 *2	0,220 *3	0 *4
SEWAGEGAS_IC_BACKPR3	20 *1	0,3857 *2	0,220 *3	0 *4
SEWAGEGAS_IC_BACKPR4	20 *1	0,4400 *2	0,220 *3	0 *4
SEWAGEGAS_IC_CONDENSING1	25 *5	0,2900 *3	0,220 *3	0,150 *5
SEWAGEGAS_IC_CONDENSING2	25 *5	0,3200 *3	0,220 *3	0,150 *5
SEWAGEGAS_IC_CONDENSING3	25 *5	0,3450 *6	0,220 *3	0,150 *5
SEWAGEGAS_IC_CONDENSING4	25 *5	0,4100 *6	0,220 *3	0,150 *5

*1 MATTHES, F.C. ET AL. (2013). *Politikszenarien für den Klimaschutz VI Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.;
Annahme: Allgemeiner Wert für BHKW.

*2 ASUE ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH E.V. (2011). *BHKW-Kenndaten 2011*. Frankfurt am Main. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2011/broschueren/05_07_11_asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf ;
Annahme: Gleiche Wirkungsgrade wie ein Biogas-BHKW. Elektrische Wirkungsgrade für Vintagegroupes 2 bis 3 werden durch lineare Interpolation ermittelt.

*3 Werte von Vorgänger übernommen.

*4 LANGE, J. & UFHEIL, M. (2014). *KWK im Verbund mit Erneuerbaren Energien: Gegensatz oder Ergänzung?* [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: http://www.bhkw-jetzt.de/fileadmin/redaktion/Artikel/Artikel_Fluessiggas_0314_KWK-4.pdf ;
Annahme: BHKW sind flexibel einsetzbar ohne Mindestlast (schriftliche Bestätigung von Binde, W., Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.).

*5 GÖRNER, K. & SAUER, D.U. (2016). *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. In Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.

*6 HERDIN, G.R. *Standesanalyse des Gasmotors im Vergleich zu den Zukunftstechniken (Brennstoffzellen und Mikroturbine) bei der Nutzung von aus Biomasse gewonnenen Kraftstoffen*. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: http://images.energieportal24.de/dateien/downloads/gasmotoren-analyse.pdf

Tabelle A 8: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der klärgasbetriebenen Kraftwerke

	Variable Betriebs- und Wartungskosten	**Variable Anfahrkosten**	**Kraftstoffverbrauch für den Start im heißen Zustand**
Bezeichnung in E2M2-Modell	VarOaMCosts	StartUpVarCosts	StartUpFuelConsHot
Einheit	[€/MWh]	[€/MW_{el}]	[MWh/MW]
Name der Kraftwerk-Gruppe			
SEWAGEGAS_IC_BACKPR1	23,00 *7	0 *8	1,1 *9
SEWAGEGAS_IC_BACKPR2	23,00 *7	0 *8	1,1 *9
SEWAGEGAS_IC_BACKPR3	23,00 *7	0 *8	1,1 *9
SEWAGEGAS_IC_BACKPR4	23,00 *7	0 *8	1,1 *9
SEWAGEGAS_IC_CONDENSING1	5,56 *10	0 *8	1,1 *9
SEWAGEGAS_IC_CONDENSING2	5,56 *10	0 *8	1,1 *9
SEWAGEGAS_IC_CONDENSING3	5,56 *10	0 *8	1,1 *9
SEWAGEGAS_IC_CONDENSING4	5,56 *10	0 *8	1,1 *9

*7 ASUE ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH E.V. (2011). *BHKW-Kenndaten 2011*. Frankfurt am Main. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2011/broschueren/05_07_11_asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf ;
Annahme: Gleiche variable Betriebs- und Wartungskosten wie Biogas-Blockheizkraftwerk. Da Werte von 1 Cent/kWh bis 3,5 Cent/kWh möglich sind, wird Mittelwert von 2,3 Cent/kWh gewählt.

*8 Annahme: Variable Anfahrkosten für Blockheizkraftwerke und Motoren können mit Null angenähert werden (schriftliche Bestätigung von Binde, W., Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.).

*9 Werte von Vorgänger übernommen.

*10 EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2016). *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. Washington DC: U.S. Department of Energy.;
Annahme: gleicher Wert wie für erdgasbetriebenen Verbrennungsmotor.

Anhang A 5: Technologiespezifische Kennzahlen der abgasbetriebenen Kraftwerke

Tabelle A 9: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der abgasbetriebenen Kraftwerke

	Technische Lebens-dauer	**Maximaler elektri-scher Net-towir-kungsgrad η_{el}**	**Wirkungs-gradverlust bei minima-ler Stromer-zeugung**	**Notwendige Minimallast bezogen auf Nennleistung**
Bezeichnung in E2M2-Modell	LifeTime	MaxEff	PartEffLoss	MinLoadFactor
Einheit	[a]	[-]	[-]	[-]
Name der Kraftwerk-Gruppe				
WASTEGAS_IC_CONDENSING1	25 *1	0,2900 *2	0,220 *2	0,150 *1
WASTEGAS_IC_CONDENSING2	25 *1	0,3200 *2	0,220 *2	0,150 *1
WASTEGAS_IC_CONDENSING3	25 *1	0,3450 *3	0,220 *2	0,150 *1
WASTEGAS_IC_CONDENSING4	25 *1	0,4100 *3	0,220 *2	0,150 *1

*1 GÖRNER, K. & SAUER, D.U. (2016). *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. In Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.

*2 Werte von Vorgänger übernommen.

*3 HERDIN, G.R. *Standesanalyse des Gasmotors im Vergleich zu den Zukunftstechniken (Brennstoffzellen und Mikroturbine) bei der Nutzung von aus Biomasse gewonnenen Kraftstoffen*. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: http://images.energieportal24.de/dateien/downloads/gasmotoren-analyse.pdf

Tabelle A 10: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der abgasbetriebenen Kraftwerke

	Variable Be-triebs- und War-tungskosten	**Variable An-fahrkosten**	**Kraftstoffverbrauch für den Start im hei-ßen Zustand**
Bezeichnung in E2M2-Modell	VarOaMCosts	StartUpVarCosts	StartUpFuelConsHot
Einheit	[€/MWh]	[€/MW_{el}]	[MWh/MW]
Name der Kraftwerk-Gruppe			
WASTEGAS_IC_CONDENSING1	5,56 *4	0 *5	1,1 *6
WASTEGAS_IC_CONDENSING2	5,56 *4	0 *5	1,1 *6
WASTEGAS_IC_CONDENSING3	5,56 *4	0 *5	1,1 *6
WASTEGAS_IC_CONDENSING4	5,56 *4	0 *5	1,1 *6

*4 EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2016). *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. Washington DC: U.S. Department of Energy.;
Annahme: gleicher Wert wie für erdgasbetriebenen Verbrennungsmotor.

*5 Annahme: Variable Anfahrkosten für Motoren können mit Null angenähert werden.

*6 Werte von Vorgänger übernommen.

Anhang A 6: Technologiespezifische Kennzahlen der kohlebetriebenen Kraftwerke

Tabelle A 11: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der kohlebetriebenen Kraftwerke

	Technische Lebens-dauer	**Maximaler elektrischer Nettowir-kungsgrad η_{el}**	**Wirkungs-gradverlust bei minimaler Stromerzeu-gung**	**Notwendige Minimallast bezogen auf Nennleistung**
Bezeichnung in E2M2-Modell	LifeTime	MaxEff	PartEffLoss	MinLoadFactor
Einheit	[a]	[-]	[-]	[-]
Name der Kraftwerk-Gruppe				
COAL_ST_BACKPR1	50 *1	0,2400 *2	0,025 *3	0,400 *3
COAL_ST_BACKPR2	50 *1	0,2800 *2	0,025 *3	0,400 *3
COAL_ST_BACKPR3	50 *1	0,3300 *2	0,025 *3	0,400 *3
COAL_ST_BACKPR4	50 *1	0,3450 *2	0,025 *3	0,400 *3
COAL_ST_BACKPR5	50 *1	0,3500 *2	0,025 *3	0,400 *3
COAL_ST_CONDENSING1	45 *4	0,3500 *5	0,025 *3	0,400 *3
COAL_ST_CONDENSING2	45 *4	0,3900 *5	0,025 *3	0,400 *3
COAL_ST_CONDENSING3	45 *4	0,4400 *5	0,025 *3	0,400 *3
COAL_ST_CONDENSING4	45 *4	0,4550 *5	0,025 *3	0,400 *3
COAL_ST_CONDENSING5	45 *4	0,4600 *5	0,025 *3	0,400 *3

*1 MATTHES, F.C. ET AL. (2013). *Politikszenarien für den Klimaschutz VI Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.;
Annahme: Wert für eine Steinkohle-Anlage zur KWK-Nutzung.

*2 Annahme: Wirkungsgrade für Steinkohle-Gegendruck-Anlage zur KWK-Nutzung sind jeweils um 11 %-Punkte geringer als Wirkungsgrade von Steinkohle-Kondensations-Anlage (Vgl. REMME, U. (2006). Dissertation: Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.).

*3 GÖRNER, K. & SAUER, D.U. (2016). *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. In Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.;
Annahme: PartEffLoss wird ermittelt aus der Differenz des Netto-Wirkungsgrades im Bestpunkt minus den Netto-Minimallast-Wirkungsgrad.
Annahme: Gleiche Werte für PartEffLoss und MinLoadFactor für Steinkohle-Gegendruck-Anlage zur KWK-Nutzung und Steinkohle-Kondensations-Anlage.

*4 MATTHES, F.C. ET AL. (2013). *Politikszenarien für den Klimaschutz VI Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.;
Annahme: Wert für eine Steinkohle-Kondensations-Anlage.

*5 BEER, M. ET AL. (2009). *Endbericht Energiezukunft 2050 Teil II – Szenarien* (2.Aufl.). München: FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V..

Tabelle A 12: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der kohlebetriebenen Kraftwerke

	Variable Betriebs- und Wartungskosten	**Variable Anfahrkosten**	**Kraftstoffverbrauch für den Start im heißen Zustand**
Bezeichnung in E2M2-Modell	VarOaMCosts	StartUpVarCosts	StartUpFuelConsHot
Einheit	[€/MWh]	[€/MW_{el}]	[MWh/MW]
Name der Kraftwerk-Gruppe			
COAL_ST_BACKPR1	4,40 *6	3,3 *7	6,2 *8
COAL_ST_BACKPR2	4,40 *6	3,3 *7	6,2 *8
COAL_ST_BACKPR3	4,40 *6	3,3 *7	6,2 *8
COAL_ST_BACKPR4	4,40 *6	3,3 *7	6,2 *8
COAL_ST_BACKPR5	4,40 *6	3,3 *7	6,2 *8
COAL_ST_CONDENSING1	4,00 *9	3,3 *7	6,2 *8
COAL_ST_CONDENSING2	4,00 *9	3,3 *7	6,2 *8
COAL_ST_CONDENSING3	4,00 *9	3,3 *7	6,2 *8
COAL_ST_CONDENSING4	4,00 *9	3,3 *7	6,2 *8
COAL_ST_CONDENSING5	4,00 *9	3,3 *7	6,2 *8

*6 Annahme: Variable Betriebs- und Wartungskosten für Steinkohle-Gegendruck-Anlage zur KWK-Nutzung sind um 10 % höher als variable Betriebs- und Wartungskosten von Steinkohle-Kondensations-Anlage.

*7 SCHUBERT, D. K. J. (2016). Dissertation: *Bewertung von Szenarien für Energiesysteme: Potenziale, Grenzen und Akzeptanz*. Band 10 in Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft. Dresden: Technische Universität Dresden.

*8 TRABER, T. & KEMFERT, C. (2011). *Gone with the wind? — Electricity market prices and in-centives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply*. In: Energy Economics 33 (2011) (S. 249-256). Amsterdam: Elsevier-Verlag.

*9 BLESL ET AL. (2012). *Stromerzeugung 2030 - mit welchen Kosten ist zu rechnen?* In Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62 (2012), Heft 10, S.20-26. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2012_10_blesl.pdf

Anhang A 7: Technologiespezifische Kennzahlen der heizölbetriebenen Kraftwerke

Tabelle A 13: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der heizölbetriebenen Kraftwerke

	Technische Lebens-dauer	**Maximaler elektrischer Nettowir-kungsgrad η_{el}**	**Wirkungs-gradverlust bei minimaler Stromerzeu-gung**	**Notwendige Minimallast bezogen auf Nennleistung**
Bezeichnung in E2M2-Modell	LifeTime	MaxEff	PartEffLoss	MinLoadFactor
Einheit	[a]	[-]	[-]	[-]
Name der Kraftwerk-Gruppe				
FUELOIL_IC_CONDENSING1	25 *1	0,3830 *2	0,105 *3	0,400 *4
FUELOIL_IC_CONDENSING2	25 *1	0,3930 *2	0,105 *3	0,400 *4
FUELOIL_IC_CONDENSING3	25 *1	0,4130 *2	0,105 *3	0,400 *4
FUELOIL_IC_CONDENSING4	25 *1	0,4330 *2	0,105 *3	0,400 *4
FUELOIL_IC_CONDENSING5	25 *1	0,4450 *2	0,105 *3	0,400 *4

*1 GÖRNER, K. & SAUER, D.U. (2016). *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. In Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.

*2 EUROPÄISCHE KOMMISSION (2017). *Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017 über Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates für Großfeuerungsanlagen*. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017D1442&from=DE;
Annahme: Elektrische Wirkungsgrade für Vintagegroupes 2 bis 4 werden durch lineare Interpolation ermittelt.

*3 GÖRNER, K. & SAUER, D.U. (2016). *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. In Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.;
Annahme: PartEffLoss wird ermittelt aus der Differenz des Netto-Wirkungsgrades im Bestpunkt minus den Netto-Minimallast-Wirkungsgrad.

*4 STECK, M. & MAUCH, W. (2008). *Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeu-gung*. In: 10. Symposium Energieinnovation, Energiewende der TU Graz. Graz: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.

Tabelle A 14: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der heizölbetriebenen Kraftwerke

	Variable Betriebs- und Wartungskosten	**Variable Anfahrkosten**	**Kraftstoffverbrauch für den Start im heißen Zustand**
Bezeichnung in E2M2-Modell	VarOaMCosts	StartUpVarCosts	StartUpFuelConsHot
Einheit	[€/MWh]	[€/MW_{el}]	[MWh/MW]
Name der Kraftwerk-Gruppe			
FUELOIL_IC_CONDENSING1	1,50 *5	0 *6	1,1 *7
FUELOIL_IC_CONDENSING2	1,50 *5	0 *6	1,1 *7
FUELOIL_IC_CONDENSING3	1,50 *5	0 *6	1,1 *7
FUELOIL_IC_CONDENSING4	1,50 *5	0 *6	1,1 *7
FUELOIL_IC_CONDENSING5	1,50 *5	0 *6	1,1 *7

*5 SWIDER, J. ET AL. (2007). *Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität.* Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

*6 Annahme: Variable Anfahrkosten für Motoren können mit Null angenähert werden.

*7 Werte von Vorgänger übernommen.

Anhang A 8: Technologiespezifische Kennzahlen der leichtölbetriebenen Kraftwerke

Tabelle A 15: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der leichtölbetriebenen Kraftwerke

	Technische Lebens-dauer	**Maximaler elektrischer Nettowir-kungsgrad η_{el}**	**Wirkungs-gradverlust bei minima-ler Stromer-zeugung**	**Notwendige Minimallast bezogen auf Nennleistung**
Bezeichnung in E2M2-Modell	LifeTime	MaxEff	PartEffLoss	MinLoadFactor
Einheit	[a]	[-]	[-]	[-]
Name der Kraftwerk-Gruppe				
LIGHTOIL_GT_CONDENSING1	30 *1	0,2500 *2	0,100 *3	0,275 *3
LIGHTOIL_GT_CONDENSING2	30 *1	0,2755 *2	0,100 *3	0,275 *3
LIGHTOIL_GT_CONDENSING3	30 *1	0,3264 *2	0,100 *3	0,275 *3
LIGHTOIL_GT_CONDENSING4	30 *1	0,3570 *2	0,100 *3	0,275 *3
LIGHTOIL_ST_EXTRACTION1	48 *4	0,3563 *5	0,115 *3	0,150 *3
LIGHTOIL_ST_EXTRACTION2	48 *4	0,3686 *5	0,115 *3	0,150 *3
LIGHTOIL_ST_EXTRACTION3	48 *4	0,3809 *5	0,115 *3	0,150 *3
LIGHTOIL_ST_EXTRACTION4	48 *4	0,3931 *5	0,115 *3	0,150 *3

*1 MATTHES, F.C. ET AL. (2013). *Politikszenarien für den Klimaschutz VI Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.;
Annahme: Wert für ölbetriebene Gasturbinen-Anlagen.

*2 EUROPÄISCHE KOMMISSION (2017). *Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017 über Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates für Großfeuerungsanlagen*. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017D1442&from=DE;
Annahme: Elektrische Wirkungsgrade für Vintagegroupes 2 bis 3 werden durch lineare Interpolation ermittelt.

*3 GÖRNER, K. & SAUER, D.U. (2016). *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibiltätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. In Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.;
Annahme: PartEffLoss wird ermittelt aus der Differenz des Netto-Wirkungsgrades im Bestpunkt minus den Netto-Minimallast-Wirkungsgrad.

*4 GÖRNER, K. & SAUER, D.U. (2016). *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibiltätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. In Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.;
Annahme: Mittelwert der Lebensdauer für ölbetriebene Dampfturbinen-Anlagen = 47,5 a wird aufgerundet auf 48 a.

*5 Werte von Vorgänger übernommen.

Tabelle A 16: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der leichtölbetriebenen Kraftwerke

	Variable Betriebs- und Wartungskosten	**Variable Anfahrkosten**	**Kraftstoffverbrauch für den Start im heißen Zustand**
Bezeichnung in E2M2-Modell	VarOaMCosts	StartUpVarCosts	StartUpFuelConsHot
Einheit	[€/MWh]	[€/MW_{el}]	[MWh/MW]
Name der Kraftwerk-Gruppe			
LIGHTOIL_GT_CONDENSING1	1,50 *6	5,0 *7	1,1 *8
LIGHTOIL_GT_CONDENSING2	1,50 *6	5,0 *7	1,1 *8
LIGHTOIL_GT_CONDENSING3	1,50 *6	5,0 *7	1,1 *8
LIGHTOIL_GT_CONDENSING4	1,50 *6	5,0 *7	1,1 *8
LIGHTOIL_ST_EXTRACTION1	1,50 *6	10,0 *7	4,0 *8
LIGHTOIL_ST_EXTRACTION2	1,50 *6	10,0 *7	4,0 *8
LIGHTOIL_ST_EXTRACTION3	1,50 *6	10,0 *7	4,0 *8
LIGHTOIL_ST_EXTRACTION4	1,50 *6	10,0 *7	4,0 *8

*6 SWIDER, J. ET AL. (2007). *Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

*7 SCHUBERT, D. K. J. (2016). Dissertation: *Bewertung von Szenarien für Energiesysteme: Potenziale, Grenzen und Akzeptanz*. Band 10 in Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft. Dresden: Technische Universität Dresden.

*8 TRABER, T. & KEMFERT, C. (2011). *Gone with the wind? — Electricity market prices and in-centives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply*. In: Energy Economics 33 (2011) (S. 249-256). Amsterdam: Elsevier-Verlag.

Anhang A 9: Technologiespezifische Kennzahlen der siedlungsabfallbetriebenen Kraftwerke

Tabelle A 17: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der siedlungsabfallbetriebenen Kraftwerke

	Technische Lebensdauer	**Maximaler elektrischer Nettowirkungsgrad η_{el}**	**Wirkungsgradverlust bei minimaler Stromerzeugung**	**Notwendige Minimallast bezogen auf Nennleistung**
Bezeichnung in E2M2-Modell	LifeTime	MaxEff	PartEffLoss	MinLoadFactor
Einheit	[a]	[-]	[-]	[-]
Name der Kraftwerk-Gruppe				
MUNI_WASTE_ST_BACKPR1	35 *1	0,1900 *2	0,060 *3	0,200 *2
MUNI_WASTE_ST_BACKPR2	35 *1	0,2000 *2	0,060 *3	0,200 *2
MUNI_WASTE_ST_BACKPR3	35 *1	0,2100 *2	0,060 *3	0,200 *2
MUNI_WASTE_ST_BACKPR4	35 *1	0,2200 *2	0,060 *3	0,200 *2
MUNI_WASTE_ST_BACKPR5	35 *1	0,2300 *2	0,060 *3	0,200 *2

*1 MATTHES, F.C. ET AL. (2013). *Politikszenarien für den Klimaschutz VI Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

*2 DEA. DANISH ENERGY AGENCY (2016). *Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation*. Copenhagen: Danish Energy Agency.;
Annahme: Es handelt sich um mittelgroße Gegendruckanlage. Bei den elektrischen Wirkungsgraden für die Vintagegroupes 1 und 5 handelt es sich um Unter- und Obergrenzen. Es wird von einer Wirkungsgradsteigerung von 1 %-Punkt alle 10 Jahre ausgegangen.

*3 Werte von Vorgänger übernommen.

Tabelle A 18: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der siedlungsabfallbetriebenen Kraftwerke

	Variable Betriebs- und Wartungskosten	**Variable Anfahrkosten**	**Kraftstoffverbrauch für den Start im heißen Zustand**
Bezeichnung in E2M2-Modell	VarOaMCosts	StartUpVarCosts	StartUpFuelConsHot
Einheit	[€/MWh]	[€/MW_{el}]	[MWh/MW]
Name der Kraftwerk-Gruppe			
MUNI_WASTE_ST_BACKPR1	3,40 *4	3,3 *4	3,1 *4
MUNI_WASTE_ST_BACKPR2	3,40 *4	3,3 *4	3,1 *4
MUNI_WASTE_ST_BACKPR3	3,40 *4	3,3 *4	3,1 *4
MUNI_WASTE_ST_BACKPR4	3,40 *4	3,3 *4	3,1 *4
MUNI_WASTE_ST_BACKPR5	3,40 *4	3,3 *4	3,1 *4

*4 SCHUBERT, D. K. J. (2016). Dissertation: *Bewertung von Szenarien für Energiesysteme: Potenziale, Grenzen und Akzeptanz*. Band 10 in Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft. Dresden: Technische Universität Dresden.;
Annahme: Es handelt sich um normale Abfall-Technologie.

Anhang A 10: Technologiespezifische Kennzahlen der holzbetriebenen Kraftwerke

Tabelle A 19: Technologiespezifische Kennzahlen Set I der holzbetriebenen Kraftwerke

	Technische Lebens-dauer	**Maximaler elektrischer Nettowir-kungsgrad η_{el}**	**Wirkungs-gradverlust bei minimaler Stromerzeu-gung**	**Notwendige Minimallast bezogen auf Nennleistung**
Bezeichnung in E2M2-Modell	LifeTime	MaxEff	PartEffLoss	MinLoadFactor
Einheit	[a]	[-]	[-]	[-]
Name der Kraftwerk-Gruppe				
WOOD_ST_BACKPR1	35 *1	0,1700 *2	0,060 *3	0,200 *4
WOOD_ST_BACKPR2	35 *1	0,1938 *2	0,060 *3	0,200 *4
WOOD_ST_BACKPR3	35 *1	0,2414 *2	0,060 *3	0,200 *4
WOOD_ST_BACKPR4	35 *1	0,2700 *2	0,060 *3	0,200 *4
WOOD_ST_CONDENSING1	35 *1	0,2800 *5	0,060 *3	0,200 *4
WOOD_ST_CONDENSING2	35 *1	0,3038 *5	0,060 *3	0,200 *4
WOOD_ST_CONDENSING3	35 *1	0,3514 *5	0,060 *3	0,200 *4
WOOD_ST_CONDENSING4	35 *1	0,3800 *5	0,060 *3	0,200 *4

*1 MATTHES, F.C. ET AL. (2013). *Politikszenarien für den Klimaschutz VI Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.;

*2 Annahme: Wirkungsgrade für Holzgefeuerte Gegendruck-Anlage zur KWK-Nutzung sind jeweils um 11 %-Punkte geringer als Wirkungsgrade von Holzgefeuerter Kondensations-Anlage (Vgl. REMME, U. (2006). Dissertation: Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.).

*3 Werte von Vorgänger übernommen.

*4 DEA. DANISH ENERGY AGENCY (2016). *Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation*. Copenhagen: Danish Energy Agency.

*5 EUROPÄISCHE KOMMISSION (2017). *Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017 über Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates für Großfeuerungsanlagen*. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017D1442&from=DE;
Annahme: Elektrische Wirkungsgrade für Vintagegroupes 2 bis 3 werden durch lineare Interpolation ermittelt.

Tabelle A 20: Technologiespezifische Kennzahlen Set II der holzbetriebenen Kraftwerke

	Variable Betriebs- und Wartungskosten	**Variable Anfahrkosten**	**Kraftstoffverbrauch für den Start im heißen Zustand**
Bezeichnung in E2M2-Modell	VarOaMCosts	StartUpVarCosts	StartUpFuelConsHot
Einheit	[€/MWh]	[€/MW_{el}]	[MWh/MW]
Name der Kraftwerk-Gruppe			
WOOD_ST_BACKPR1	3,564 *6	3,3 *7	3,1 *7
WOOD_ST_BACKPR2	3,564 *6	3,3 *7	3,1 *7
WOOD_ST_BACKPR3	3,564 *6	3,3 *7	3,1 *7
WOOD_ST_BACKPR4	3,564 *6	3,3 *7	3,1 *7
WOOD_ST_CONDENSING1	3,24 *8	3,3 *7	3,1 *7
WOOD_ST_CONDENSING2	3,24 *8	3,3 *7	3,1 *7
WOOD_ST_CONDENSING3	3,24 *8	3,3 *7	3,1 *7
WOOD_ST_CONDENSING4	3,24 *8	3,3 *7	3,1 *7

*6 Annahme: Variable Betriebs- und Wartungskosten für Holzgefeuerte Gegendruck-Anlage zur KWK-Nutzung sind um 10 % höher als variable Betriebs- und Wartungskosten von Holzgefeuerter Kondensations-Anlage.

*7 SCHUBERT, D. K. J. (2016). Dissertation: *Bewertung von Szenarien für Energiesysteme: Potenziale, Grenzen und Akzeptanz*. Band 10 in Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft. Dresden: Technische Universität Dresden.;
Annahme: Gleiche Werte für variable Anfahrkosten und für Kraftstoffverbrauch für den Start im heißen Zustand wie für Abfall-Technologie.

*8 IRENA. INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2012). *Biomass for Power Generation*. In: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. [online] [Zugriff am 30.01.2019]. Verfügbar unter: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-BIOMASS.pdf ;
Annahme: Da Werte von 3,7 USD/MWh bis 4,7 USD/MWh möglich sind, wird Mittelwert von 4,2 USD/MWh gewählt und Umrechnung von 4,2 USD/MWh mit Wechselkurs Stand 2011: 1 USD = 0,7715 €.

Anhang B: Herleitung der Linearisierungsfaktoren

Am Punkt $V_{ProdCapElec}$ = Cap, also bei der installierten maximalen Erzeugungsleistung des Kraftwerks liegt der maximale Wirkungsgrad bei Volllast MaxEff vor. Daraus folgt die Bedingung f(Cap) = Cap/MaxEff. Am Punkt $V_{ProdCapElec}$ = MinCap, also bei der Mindestlast, bei der das Kraftwerk betrieben werden kann, liegt der minimale Wirkungsgrad bei Mindestlast MinEff vor und ergibt die Bedingung f(MinCap) = MinCap/MinEff, wobei MinEff wie folgt berechnet wird:

$$MinEff = MaxEff - PartEffLoss \quad \textbf{(B- 1)}$$

Zwischen diesen beiden Punkten wird der Brennstoffverbrauch in Abhängigkeit der produzierten Strommenge und dem Wirkungsgrad durch eine Gleichung linearisiert, die wie folgt formuliert ist:

$$f_{lin}(V_{ProdCapElec}) = a \cdot V_{ProdCapElec} + b \quad \textbf{(B- 2)}$$

$$f(Cap) = a \cdot Cap + b = \frac{Cap}{MaxEff} \quad \textbf{(B- 3)}$$

$$f(MinCap) = a \cdot MinCap + b = \frac{MinCap}{MinEff} \quad \textbf{(B- 4)}$$

(B- 3) und (B- 4) werden jeweils nach b umgestellt.

$$b = \frac{Cap}{MaxEff} - a \cdot Cap \quad \textbf{(B- 5)}$$

$$b = \frac{MinCap}{MinEff} - a \cdot MinCap \quad \textbf{(B- 6)}$$

(B- 5) und (B- 6) werden gleichgesetzt.

$$\frac{Cap}{MaxEff} - a \cdot Cap = \frac{MinCap}{MinEff} - a \cdot MinCap \quad \textbf{(B- 7)}$$

(B- 7) wird nun nach *a* aufgelöst.

$$\frac{Cap}{MaxEff} - \frac{MinCap}{MinEff} = a \cdot (Cap - MinCap) \quad \textbf{(B- 8)}$$

$$\frac{\frac{Cap}{MaxEff} - \frac{MinCap}{MinEff}}{(Cap - MinCap)} = a \quad \textbf{(B- 9)}$$

(B- 9) wird mit *MinEff* · *MaxEff* erweitert.

$$\frac{\frac{Cap \cdot MinEff - MinCap \cdot MaxEff}{MinEff \cdot MaxEff}}{(Cap - MinCap)} = a \quad \textbf{(B- 10)}$$

$$\frac{Cap \cdot MinEff - MinCap \cdot MaxEff}{(Cap - MinCap) \cdot MinEff \cdot MaxEff} = a \quad \textbf{(B- 11)}$$

Aus (B- 11) wird durch dividieren mit Cap:

$$\frac{MinEff - \frac{MinCap}{Cap} \cdot MaxEff}{(1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff \cdot MaxEff} = a \quad \textbf{(B- 12)}$$

Durch Einsetzen von (B- 12) in (B- 5) ergibt sich:

$$b = \frac{Cap}{MaxEff} - Cap \cdot \left(\frac{MinEff - \frac{MinCap}{Cap} \cdot MaxEff}{(1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff \cdot MaxEff} \right) \quad \textbf{(B- 13)}$$

Durch Ausmultiplizieren folgt:

$$b = \frac{Cap}{MaxEff} - \frac{Cap \cdot MinEff - MinCap \cdot MaxEff}{(1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff \cdot MaxEff} \quad \textbf{(B- 14)}$$

Der erste Term in (B- 14) wird mit $(1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff$ erweitert:

$$b = \frac{Cap \cdot (1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff}{MaxEff \cdot (1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff} - \frac{Cap \cdot MinEff - MinCap \cdot MaxEff}{(1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff \cdot MaxEff} \quad \textbf{(B- 15)}$$

Der Zähler des ersten Terms wird ausmultipliziert:

$$b = \frac{Cap \cdot MinEff - MinCap \cdot MinEff}{MaxEff \cdot (1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff} - \frac{Cap \cdot MinEff - MinCap \cdot MaxEff}{(1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff \cdot MaxEff} \quad \textbf{(B- 16)}$$

(B- 16) kann aufgrund gleichen Nenners zusammengefasst werden:

$$b = \frac{Cap \cdot MinEff - MinCap \cdot MinEff - Cap \cdot MinEff - MinCap \cdot MaxEff}{(1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff \cdot MaxEff} \quad \textbf{(B- 17)}$$

Durch weiteres Zusammenfassen folgt:

$$b = \frac{MinCap \cdot (MaxEff - MinEff)}{(1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff \cdot MaxEff} \quad \textbf{(B- 18)}$$

Daraus folgen für die i-Werte:

$$a = i_{p_{th}}^{FuelUseGrad} = \frac{MinEff - \frac{MinCap}{Cap} \cdot MaxEff}{(1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff \cdot MaxEff} \quad [-] \quad \textbf{(B- 19)}$$

$$b = i_{p_{th}}^{FuelUseInter} = \frac{MinCap \cdot (MaxEff - MinEff)}{(1 - \frac{MinCap}{Cap}) \cdot MinEff \cdot MaxEff} \quad [\text{MWh}] \quad \textbf{(B- 20)}$$

Anhang C: Umrechnungsfaktoren

Anhang C 1: Wechselkurse von USD in €

Die in dieser Arbeit verwendeten jährlichen Wechselkurse von USD in € sind in Tabelle C 1 aufgelistet.

Tabelle C 1: Jahres-Schlusskurse von USD in €

(Daten aus: BOERSE.DE (2018). *USD/EUR (US-Dollar / Euro) Jahres-Schlusskurse*. [online] [Zugriff am 06.11.2018]. Verfügbar unter: https://www.boerse.de/historische-kurse/Dollar-Euro/XC0009666410)

Jahr	Jahres-Schlusskurs
2007	1 USD = 0,6850 €
2008	1 USD = 0,7146 €
2009	1 USD = 0,6958 €
2010	1 USD = 0,7471 €
2011	1 USD = 0,7715 €
2012	1 USD = 0,7582 €
2013	1 USD = 0,7266 €
2014	1 USD = 0,8262 €
2015	1 USD = 0,9208 €
2016	1 USD = 0,9508 €
2017	1 USD = 0,8335 €

Anhang C 2: Umrechnungsfaktoren von Energieeinheiten

Die in dieser Arbeit verwendeten Umrechnungsfaktoren von ausgewählten Energieeinheiten sind in Tabelle C 2 dargestellt.

Tabelle C 2: Umrechnungsfaktoren von ausgewählten Energieeinheiten

(Daten aus: KONSTANTIN, P. (2013). *Praxisbuch Energiewirtschaft (3.Aufl.)*. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg Verlag.)

	MWh	GJ	TOE	t SKE	barrel
MWh	1	3,6	-	-	-
GJ	0,27778	1	-	-	-
TOE	11,630	41,868	1	-	-
t SKE	8,141	29,308	-	1	-
barrel	1,595	5,743	-	-	1

Anhang C 3: Umrechnungsfaktoren von holzspezifischen Einheiten

Die in dieser Arbeit verwendeten Umrechnungsfaktoren von holzspezifischen Einheiten sind nachfolgend in Tabelle C 3 dargestellt.

Tabelle C 3: Umrechnungsfaktoren von holzspezifischen Einheiten

(Daten aus: HAGAUER, D. ET AL. (2009). *Empfohlene Umrechnungsfaktoren für Energieholzsortimente bei Holz- bzw. Energiebilanzberechnungen*. Wien: Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft)

	Umrechnungsfaktor
Holzhackgut G30 [*1]	
SRM	0,811 MWh / SRM
t TM	5,235 MWh / t TM
Holzhackgut G50 [*2]	
SRM	0,669 MWh / SRM
t TM	5,235 MWh / t TM
Mittelwert des Umrechnungsfaktors für SRM	0,740 MWh / SRM
Mittelwert des Umrechnungsfaktors für t TM	5,235 MWh / t TM

[*1] Gemischtes Wald- und Industriehackgut aus Nadel- und Laubholz mit 35 % mittlerem Wassergehalt und einer Schüttdichte von 0,4 Festmeter pro Schüttraummeter.
Energiegehalt in MWh ist jeweils bezogen auf den Heizwert.

[*2] Gemischtes Wald- und Industriehackgut aus Nadel- und Laubholz mit 35 % mittlerem Wassergehalt und einer Schüttdichte von 0,33 Festmeter pro Schüttraummeter.
Energiegehalt in MWh ist jeweils bezogen auf den Heizwert.

Anhang D: Ermittlung der zusätzlichen Primärenergiekosten

Anhang D 1: Ermittlung der zusätzlichen Primärenergiekosten für Erdgas

Tabelle D 1: Zusätzliche Primärenergiekosten für Erdgas

Quelle	**Offshore-Pipeline, Originalwert**	**Onshore-Pipeline, Originalwert**	**Offshore-Pipeline, nach Umrechnung**	**Onshore-Pipeline, nach Umrechnung**
GÖß (2017) [*1]				
	[USD/TOE]	[USD/TOE]	[€/MWh]	[€/MWh]
500 km	16	11	1,147	0,788
1000 km	29	19	2,078	1,362
1500 km	40	30	2,867	2,150
2000 km	61	42	4,372	3,010
REMME ET AL. (2007) [*2]				
	[USD/GJ]	[USD/GJ]	[€/MWh]	[€/MWh]
500 km	0,25	0,10	0,616	0,247
1000 km	0,45	0,25	1,110	0,616
1500 km	0,70	0,35	1,726	0,863
2000 km	0,95	0,45	2,343	1,110
Mittelwert gesamt		**1,650 €/MWh**		

GÖß, S. (2017). *Tutorial Gasmarkt Teil 6: Erdgastransport und –speicherung*. [online] [Zugriff am 27.03.2019]. Verfügbar unter: https://blog.energybrainpool.com/tutorial-gasmarkt-teil_6-erdgastransport-und-speicherung/

REMME, U. ET AL. (2007). *Forschungsbericht Band 101: Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

[*1] Umrechnungsfaktor: 0,8335 €/USD (Stand 2017).
Umrechnungsfaktor: 41,868 GJ/TOE.
Umrechnungsfaktor: 0,27778 MWh/GJ.

[*2] Umrechnungsfaktor: 0,6850 €/USD (Stand 2007).
Umrechnungsfaktor: 0,27778 MWh/GJ.

Anhang D 2: Ermittlung der zusätzlichen Primärenergiekosten für Steinkohle

Tabelle D 2: Zusätzliche Primärenergiekosten für Steinkohle

Quelle	Zusätzliche Primärenergieträgerkosten, Originalwert	Zusätzliche Primärenergieträgerkosten nach Umrechnung [€/MWh]
DANIEL ET AL. (2011) [*1]	-	0,845
WOLFRAM (1999) [*2]	-	0,423
MATTHES (2010) [*3]	-	0,360 – 3,100
REMME ET AL. (2007) [*4]	0,024 USD/GJ	0,059
REMME ET AL. (2007) [*5]	0,050 USD/GJ	0,123
REMME ET AL. (2007) [*6]	0,400 USD/GJ	0,986
REMME ET AL. (2007) [*7]	0,700 USD/GJ	1,726
GÖß (2017) [*8]	1,0 USD/TOE	0,072
GÖß (2017) [*9]	2,0 USD/TOE	0,143
Mittelwert gesamt	**0,784 €/MWh**	

DANIEL, J. ET AL. (2011). *Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel Abschlussbericht gemäß § 32e GWB*. Bonn: Bundeskartellamt.

WOLFRAM, C.D. (1999). *Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market*. [online] [Zugriff am 12.02.2019]. Verfügbar unter: http://faculty.haas.berkeley.edu/wolfram/papers/wolfram_aer.pdf

MATTHES, F. C. (2010). *Energiepreise für aktuelle Modellierungsarbeiten. Regressionsanalytisch basierte Projektionen. Teil 1: Preise für Importenergien und Kraftwerksbrennstoffe*. Berlin: Öko-Institut e.V..

REMME, U. ET AL. (2007). *Forschungsbericht Band 101: Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

GÖß, S. (2017). *Tutorial Gasmarkt Teil 6: Erdgastransport und –speicherung*. [online] [Zugriff am 27.03.2019]. Verfügbar unter: https://blog.energybrainpool.com/tutorial-gasmarkt-teil_6-erdgastransport-und-speicherung/

[*1] Pauschale für die Transport- und Lagerkosten von Steinkohle betragen 10 % des Brennstoffpreises und bezieht sich auf den Durchschnittspreis der Jahre 2008-2017 von 8,45 €/MWh.

[*2] Transportkosten von Steinkohle betragen 5 % des Brennstoffpreises und bezieht sich auf den Durchschnittspreis der Jahre 2008-2017 von 8,45 €/MWh.

[*3] Transportkosten für Kohle können je nach Transportentfernung zwischen 0,36 €/MWh für Anlieferungen am Küstenstandort von einem der ARA-Häfen bis zu 3,1 €/MWh für Anlieferungen an einem Standort im Landesinneren variieren.

[*4] Reiner Schifftransport für 1000km;
Umrechnungsfaktor: 0,6850 €/USD (Stand 2007).
Umrechnungsfaktor: 0,27778 MWh/GJ.

[*5] Reiner Schifftransport für 2000km; (Für Umrechnungsfaktoren s. *4).

[*6] Reiner Bahntransport für 1000km; (Für Umrechnungsfaktoren s. *4).

[*7] Reiner Bahntransport für 2000km; (Für Umrechnungsfaktoren s. *4).

[*8] Reiner Schifftransport für 1000km;
Umrechnungsfaktor: 0,8335 €/USD (Stand 2017).
Umrechnungsfaktor: 41,868 GJ/TOE.
Umrechnungsfaktor: 0,27778 MWh/GJ.

[*9] Reiner Schifftransport für 2000km; (Für Umrechnungsfaktoren s. *8).

Anhang D 3: Ermittlung der zusätzlichen Primärenergiekosten für ölbasierte Primärenergieträger

Tabelle D 3: Zusätzliche Primärenergiekosten für ölbasierte Primärenergieträger

Quelle	**Tanker, Originalwert**	**Pipeline, Originalwert**	**Tanker, nach Umrechnung**	**Pipeline, nach Umrechnung**
GÖß (2017) [*1]				
	[USD/TOE]	[USD/TOE]	[€/MWh]	[€/MWh]
500 km	0,5	2,0	0,036	0,143
1000 km	1,0	4,0	0,072	0,287
1500 km	1,5	6,0	0,108	0,430
2000 km	2,0	8,0	0,143	0,573
REMME ET AL. (2007) [*2]				
	[USD/GJ]	[USD/GJ]	[€/MWh]	[€/MWh]
500 km	0,010	0,050	0,025	0,123
1000 km	0,023	0,120	0,058	0,296
1500 km	0,035	0,190	0,086	0,469
2000 km	0,050	0,250	0,123	0,616
Mittelwert gesamt			**0,224 €/MWh**	

GÖß, S. (2017). *Tutorial Gasmarkt Teil 6: Erdgastransport und –speicherung*. [online] [Zugriff am 27.03.2019]. Verfügbar unter: https://blog.energybrainpool.com/tutorial-gasmarkt-teil_6-erdgastransport-und-speicherung/

REMME, U. ET AL. (2007). *Forschungsbericht Band 101: Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

[*1] Umrechnungsfaktor: 0,8335 €/USD (Stand 2017).
Umrechnungsfaktor: 41,868 GJ/TOE.
Umrechnungsfaktor: 0,27778 MWh/GJ.

[*2] Umrechnungsfaktor: 0,6850 €/USD (Stand 2007).
Umrechnungsfaktor: 0,27778 MWh/GJ.

Anhang D 4: Ermittlung der zusätzlichen Primärenergiekosten für Holz

Tabelle D 4: Zusätzliche Primärenergiekosten für Holz

Quelle	**Originalwert**	**Transportkosten nach Umrechnung**	**Lagerungskosten nach Umrechnung**
KÜHMAIER (2007) [*1]			
	[€/SRM]	[€/MWh]	[€/MWh]
LKW & Bahn, 100 km	6,50	8,784	
Lagerung: 12 Monate	3,50		4,730
Lagerung: 6 Monate	3,60		4,865
Lagerung: 2 Monate	2,10		2,838
LEIBLE ET AL. (2011) [*2]			
	[€/t TM]	[€/MWh]	
LKW, 50 km	16,5	3,152	
LKW, 100 km	24	4,585	
LKW, 200 km	40	7,641	
LKW, 500 km	85	16,237	
Bahn, 100 km	30	5,731	
Bahn, 200 km	37	7,068	
Bahn, 500 km	58	11,079	
Mittelwert gesamt	-	**8,035 €/MWh**	**4,144 €/MWh**

KÜHMAIER, M. (2007). *Optimierung der Waldhackgutbereitstellung auf regionaler Basis. 8. Internationales Seminar für die Holz- und Forstindustrie*. [online] [Zugriff am 12.02.2019]. Verfügbar unter: https://www.waldwissen.net/waldwirtschaft/holz/logistik/bfw_logistikkette_hackgut/bfw_logistikkette_hackgut_2008_5.pdf.

LEIBLE, L. ET AL. (2011). Systemanalyse zur Gaserzeugung aus Biomasse. KIT Scientific Reports 7580. Karlsruhe: Karlsruhe Institute of Technology.

[*1] Umrechnungsfaktor: 0,740 MWh/SRM.

[*2] Umrechnungsfaktor: 5,235 MWh/t TM.

Anhang E: Hinterlegte Werte für das Disaggregations-Szenario

In der nachfolgenden Tabelle E 1 sind die elektrischen Nettowirkungsgrade und die variablen Betriebs- und Wartungskosten, die im Rahmen des Disaggregations-Szenarios hinterlegt werden, für jedes einzelne thermische Kraftwerk angegeben.

Tabelle E 1: Elektrische Nettowirkungsgrade und variable OaM-Kosten je Kraftwerksanlage für das Disaggregations-Szenario

PowerPlantGroup	**PowerPlantUnit**	**Inbetriebnahmejahr**	**Elektr. Nettowirkungsgrad η_{el}**	**Variable OaM-Kosten**
		[-]	[-]	[€/MWh]
BGAS_IC_BP3	FUGLEVIK IC 2	1992	0,386	23,000
BGAS_IC_COND3	SLEMMESTAD IC 1	1993	0,309	10,020
	GLOR MJOSANLEGGET IC 1	1999	0,390	7,303
	HAUGESUND IC 1	2000	0,467	4,587
BGAS_IC_COND4	GLOR MJOSANLEGGET IC 2	2002	0,400	1,870
COAL_ST_BP2	SVALBARD 1	1983	0,280	4,400
COAL_ST_COND2	SVALBARD 2	1983	0,390	4,000
FOIL_IC_COND2	STAVANGER TECH COLLEGE IC 1	1990	0,312	1,879
	LYKLINGHOLMEN ISLAND IC 1	1990	0,324	1,761
	NORWEGIAN HERRING INDUST IC 1	1990	0,336	1,644
	HAUKELAND HOSPITAL IC 1	1990	0,348	1,526
	SORLANDETS TECH COLLEGE IC 1	1990	0,361	1,408
	FRYDENLUNDS BRYGGERI IC 1	1990	0,373	1,291
	SVALBARD IC 1	1990	0,385	1,173
	SVALBARD IC 2	1990	0,397	1,056
	SVALBARD IC 3	1990	0,409	0,938
	SVALBARD IC 4	1990	0,421	0,820
	SVALBARD IC 5	1990	0,433	0,703
	SVALBARD IC 6	1990	0,445	0,585
	BODO MASKINISTSKOLE IC 1	1990	0,458	0,468
	OSLO TECHNICAL COLLEGE IC 1	1990	0,470	0,350

PowerPlantGroup	PowerPlantUnit	Inbetriebnahmejahr	Elektr. Nettowirkungsgrad η_{el}	Variable OaM-Kosten
		[-]	[-]	[€/MWh]
FOIL_IC_COND5	KAARSTO GAS TERMINAL IC 1	2011	0,364	1,880
	KAARSTO GAS TERMINAL IC 5	2011	0,404	1,498
	KAARSTO GAS TERMINAL IC 2	2011	0,443	1,115
	KAARSTO GAS TERMINAL IC 3	2011	0,483	0,733
	KAARSTO GAS TERMINAL IC 4	2011	0,522	0,350
LANDFILL-GAS_IC_COND3	RADAL BIOGAS IC 1	1991	0,264	6,960
	GRONMO KLEMETSRUD IC 2	1997	0,296	5,828
	GRONMO KLEMETSRUD IC 3	1997	0,327	4,696
	GRONMO KLEMETSRUD IC 4	1997	0,359	3,564
	GRONMO KLEMETSRUD IC 1	1997	0,390	2,432
	BODO VIKAN IC 1	2000	0,422	1,300
LANDFILL-GAS_IC_COND4	STOLEHEIA LANDFILL IC 1	2001	0,329	6,960
	HEGGVIN LANDFILL IC 1	2002	0,382	5,073
	HRA LANDFILL IC 1	2003	0,434	3,187
	ESVALL LANDFILL IC 1	2003	0,487	1,300
LOIL_ST_EX3	HEROYA INDUSTRIAL PARK 1	1991	0,381	1,500
LOIL_GT_COND2	TRONDHEIM GT 2	1981	0,195	1,879
	TRONDHEIM GT 1	1981	0,352	0,350
MUNI_WASTE_ST_BP2	FREDRIKSTAD WTE 1	1984	0,200	3,400
	GRONMO KLEMETSRUD 1	1985	0,200	3,400
MUNI_WASTE_ST_BP3	BERGEN WTE 1	1999	0,210	3,400
MUNI_WASTE_ST_BP4	FORUS 1	2002	0,139	4,260
	BIO-EL FREDRIKSTAD 1	2008	0,179	3,393
	ALESUND CHP 1	2009	0,218	2,525
	BERGEN WTE 2	2010	0,258	1,658
	RETURKRAFT 1	2010	0,297	0,790

PowerPlantGroup	**PowerPlantUnit**	**Inbe-trieb-nahme-jahr**	**Elektr. Netto-wir-kungs-grad η_{el}**	**Variable OaM-Kosten**
		[-]	[-]	[€/MWh]
MUNI_WASTE_ST_BP5	TREHORNINGEN 1	2011	0,149	4,260
	GRONMO KLEMETSRUD 2	2011	0,181	3,566
	TROMS SILICON	2012	0,212	2,872
	FORUS 2	2012	0,244	2,178
	TROMSO WTE	2013	0,275	1,484
	GJOVIK 1	2015	0,307	0,790
NGAS_CC_COND4	KAARSTO CC 1	2007	0,570	2,000
NGAS_CC_EX4	MONGSTAD KRAFTVARME (GT/CP & ST/CP)	2009	0,530	2,200
NGAS_CC_EX5	HAMMERFEST (GT/CP & ST/CP)	2015	0,550	2,200
NGAS_GT_BP2	KAARSTO GAS TERMINAL GT 1	1985	0,239	6,889
	KAARSTO GAS TERMINAL GT 2	1986	0,397	1,283
NGAS_GT_BP4	SNOHVIT GAS PLANT GT 3	2007	0,259	6,890
	SNOHVIT GAS PLANT GT 2	2007	0,299	5,488
	SNOHVIT GAS PLANT GT 1	2007	0,338	4,085
	SNOHVIT GAS PLANT GT 4	2007	0,378	2,683
	SNOHVIT GAS PLANT GT 5	2007	0,417	1,280
NGAS_GT_COND4	TJELDBERGODDEN GT 6	2008	0,334	4,170
	TJELDBERGODDEN GT 5	2008	0,352	3,793
	TJELDBERGODDEN GT 4	2008	0,369	3,417
	TJELDBERGODDEN GT 7	2008	0,387	3,040
	TJELDBERGODDEN GT 1	2008	0,422	2,663
	TJELDBERGODDEN GT 2	2008	0,439	2,287
	TJELDBERGODDEN GT 3	2008	0,457	1,910
	NYHAMNA GT 1	2009	0,474	1,533
	NYHAMNA GT 3	2009	0,404	1,157
	NYHAMNA GT 2	2009	0,492	0,780

PowerPlantGroup	**PowerPlantUnit**	**Inbetriebnahmejahr**	**Elektr. Nettowirkungsgrad η_{el}**	**Variable OaM-Kosten**
		[-]	[-]	[€/MWh]
NGAS_GT_COND5	RISAVIKA GAS CENTRE GT 1	2011	0,430	3,330
NGAS_IC_COND4	SNURREVARDEN LNG PLANT IC 1	2002	0,440	5,400
NGAS_IC_BP3	FUGLEVIK IC 1	1992	0,421	18,000
NGAS_IC_BP4	KOLLSNES BKK IC 1	2004	0,490	18,000
SEWAGEGAS_IC_BP3	MONSERUD WWTP IC 1	2000	0,386	23,000
SEWAGEGAS_IC_BP4	SILLIKDALEN WWTP IC 1	2001	0,440	23,000
SEWAGEGAS_IC_COND4	OTTESAD WWTP IC 1	2002	0,410	5,560
WASTEGAS_IC_COND3	LONEVAG PLANT IC 1	2000	0,345	5,560
WOOD_ST_COND1	KIRKENES SYDVARANGER 1 [*1]	1969	-	-
WOOD_ST_BP2	RJUKAN WORKS 1	1983	0,194	3,560
WOOD_ST_BP4	KVE PLANT 1	2007	0,270	3,560

[*1] Für diese Anlage müssen keine Werte hinterlegt werden, da diese Anlage mit einem Inbetriebnahmejahr von 1969 und einer hinterlegten technischen Lebensdauer von 30 Jahren für holzbetriebene Anlagen nur bis 1999 zur Stromerzeugung genutzt werden kann und damit in den Modellierungen der vorliegenden Arbeit keine Anwendung findet.

Anhang F: Mögliche Betrachtung der elektrischen Wirkungsgrade

Wie bereits in Abschnitt 6.2 erläutert, macht es Sinn in zukünftigen Arbeiten die Variation der Wirkungsgrade in Abhängigkeit der Vintagegroupes anhand unterschiedlicher Literaturquellen zu bestimmen und die ermittelten Bandbreiten für die Sensitivitätsanalysen zu nutzen. Die Tabelle F 1 bis Tabelle F 3 stellen die Ermittlung dieser Bandbreiten beispielhaft für die gängigen Anlagen: Steinkohle-Dampfturbinen-KWA, Erdgas-GuD-KWA und Erdgas-Gasturbinen-KWA dar.

Tabelle F 1: Elektrische Nettowirkungsgrade für Steinkohle-Dampfturbinen-KWA in Abhängigkeit der Vintagegroupes

Quelle	Vintagegroupes				
	1	2	3	4	5
EUROPÄISCHE KOMMISSION (2017)					0,365-0,460 [*1]
GÖRNER & SAUER (2016)					0,450-0,500 [*1]
SCHNELL (2016)					0,400-0,460
WITTENSTEIN & ROTHWELL (2015)					0,460
MATTHES ET AL. (2013)					0,480
KONSTANTIN (2013)					0,460
PROGNOS AG (2013)					0,460
BLESL ET AL. (2012)					0,450-0,540
TRABER & KEMFERT (2011)					0,430
KUHN (2011)					0,460
WIETSCHEL ET AL. (2010)				0,460	
BRIEM ET AL. (2004)				0,470	
SCHNEIDER (1998)			0,430-0,470		
η_{el} Basis-Szenario	0,350	0,390	0,440	0,455	0,460
Max. Abweichung im negativen Bereich	-0 %	-0 %	-1 %	-0 %	-9,5 %
Max. Abweichung im positiven Bereich	+0 %	+0 %	+3 %	+1,5 %	+8 %

[*1] Wertebereich für Neuanlagen in Abhängigkeit der installierten Leistung.

Tabelle F 2: Elektrische Nettowirkungsgrade für Erdgas-GuD-KWA in Abhängigkeit der Vintagegroupes

Quelle	Vintagegroupes				
	1	2	3	4	5
EUROPÄISCHE KOMMISSION (2017)					0,530-0,605 [*1]
GÖRNER & SAUER (2016)					0,620-0,640 [*1]
SCHNELL (2016)					0,590-0,610
WITTENSTEIN & ROTHWELL (2015)					0,600
MATTHES ET AL. (2013)					0,614
KONSTANTIN (2013)					0,560
PROGNOS AG (2013)					0,580
BLESL ET AL. (2012)					0,540-0,630
TRABER & KEMFERT (2011)					0,580
KUHN (2011)					0,590
WIETSCHEL ET AL. (2010)				0,600	
BRIEM ET AL. (2004)				0,600	
SCHNEIDER (1998)			0,540-0,600		
KAIL (1998)			0,510-0,595		
η_{el} Basis-Szenario	0,400	0,450	0,500	0,570	0,590
Max. Abweichung im negativen Bereich	-0 %	-0 %	-0 %	-0 %	-6 %
Max. Abweichung im positiven Bereich	+0 %	+0 %	+10 %	+3 %	+5 %

[*1] Wertebereich für Neuanlagen in Abhängigkeit der installierten Leistung.

Tabelle F 3: Elektrische Nettowirkungsgrade für Erdgas-Gasturbinen-KWA in Abhängigkeit der Vintagegroupes

Quelle	Vintagegroupes				
	1	2	3	4	5
EUROPÄISCHE KOMMISSION (2017)					0,360-0,415 [*1]
GÖRNER & SAUER (2016)					0,460
SCHNELL (2016)					0,360
WITTENSTEIN & ROTHWELL (2015)					0,400
MATTHES ET AL. (2013)					0,385
PROGNOS AG (2013)					0,380
TRABER & KEMFERT (2011)					0,350
KUHN (2011)					0,380
SCHNEIDER (1998)			0,350-0,390		
KAIL (1998)			0,325-0,425		
η_{el} Basis-Szenario	0,290	0,310	0,380	0,415	0,430
Max. Abweichung im negativen Bereich	-0 %	-0 %	-5,5 %	-0 %	-8 %
Max. Abweichung im positiven Bereich	+0 %	+0 %	+4,5 %	+0 %	+3 %

[*1] Wertebereich für Neuanlagen in Abhängigkeit der installierten Leistung.

Eigenständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst habe, dass ich keine anderen als die angegebenen Quellen benutzt und alle wörtlich oder sinngemäß aus anderen Werken übernommenen Aussagen als solche gekennzeichnet habe. Des Weiteren versichere ich, dass die eingereichte Arbeit weder vollständig noch in wesentlichen Teilen Gegenstand eines anderen Prüfungsverfahrens gewesen ist, dass ich die Arbeit weder vollständig noch in Teilen bereits veröffentlicht habe und dass, das elektronische Exemplar mit den anderen Exemplaren übereinstimmt.

Stuttgart, 30.04.2019

_____

Lars Eric Scholl