

**Energiewirtschaftliche Auswirkungen
der Power-to-Heat-Technologie
in der Fernwärmeversorgung bei Vermarktung
am Day-ahead Spotmarkt und am Regelleistungsmarkt**

Von der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät

der Universität Leipzig

genehmigte

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doctor rerum politicarum

(Dr. rer. pol.)

vorgelegt

von Dipl.-Wirtsch.-Math. Diana Böttger

geboren am 22.02.1986 in Bad Salzungen

Gutachter: Prof. Dr. Thomas Bruckner

Prof. Dr. Ottmar Edenhofer

Tag der Verleihung: 18.10.2017

Zusammenfassung

Durch den Ausbau insbesondere wetterabhängiger erneuerbarer Energien steigen zukünftig die Anforderungen an die Bereitstellung von Flexibilität im Stromsektor. Wärmespeicher und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeversorgung können hier einen großen Beitrag zur Bereitstellung von Flexibilität an der Schnittstelle von Strom- und Wärmesektor liefern. Aufgrund der derzeitigen Regulierung ist ein Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen aktuell nur am Regelleistungsmarkt wirtschaftlich. Hohe Abgaben für die direkte Stromnutzung machen einen Einsatz am Spotmarkt heute unattraktiv.

Die vorliegende Arbeit untersucht vor dem Hintergrund von unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen, an welchen Märkten der Einsatz der Power-to-Heat-Anlagen aus Systemsicht den größten Mehrwert zur Integration von erneuerbaren Energien liefern kann.

Mithilfe des Strommarktmodells MICOES-Europe wird dazu der kostenoptimale stündliche Kraftwerkseinsatz aller europäischen Kraftwerke untersucht. Im Modell werden der Großhandelsstrommarkt sowie der Regelleistungsmarkt (Sekundär- und Minutenreserve) abgebildet. Ziel der gemischt-ganzzahligen Optimierung, die insbesondere techno-ökonomische Charakteristika thermischer Kraftwerke berücksichtigt, ist die kostenminimale Deckung des Strombedarfs im Großhandelsmarkt bei gleichzeitiger Erfüllung der Leistungsvorhaltung für Regelenergie. In Deutschland werden die größten Fernwärmenetze mit ihren zugehörigen Erzeugungsanlagen (Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Heizwerke, Wärmespeicher, Elektrokessel) abgebildet und stündlich die optimale Deckung des Wärmebedarfs berechnet.

In einem Szenario für das Jahr 2025 wird die Verfügbarkeit von 1.000 MW an Elektrokesseln in großen deutschen Fernwärmenetzen angenommen. Hierbei wird deren Einsatz nur am Spotmarkt oder nur für negative Sekundärregelleistung dem Fall gegenübergestellt, dass die Anlagen auf beiden Märkten agieren und sich situationsabhängig zwischen ihnen entscheiden können. Es werden dabei die Fälle verglichen, bei denen Elektrokessel entweder Abgaben auf den Stromverbrauch zahlen oder keine zusätzlichen Abgaben tragen müssen.

Im Jahr 2025 ist der Einsatz von Elektrokesseln am Spotmarkt bei Zahlung von hohen Stromnebenkosten nicht wirtschaftlich. Die Situation ändert sich im Szenario ohne Stromnebenkosten. Hier erreichen die Elektrokessel zwischen 1.050 und 2.140 Volllaststunden. Stellen Elektrokessel negative Sekundärregelleistung bereit, kann die Must-run-Erzeugung thermischer Kraftwerke in Stunden mit hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien deutlich gesenkt werden. Hierdurch ergibt sich ein großer Hebel für die Integration von Strom aus erneuerbaren Energien. Elektrokessel erreichen hier

bis zu 1.800 Volllaststunden durch Regelenergieabrufe, wenn sie das ganze Jahr über Regelleistung vorhalten und keine Stromnebenkosten zu zahlen haben.

Der Einsatz der Elektrokessel in Verbindung mit Wärmespeichern in der Fernwärmeversorgung kann den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen so flexibilisieren, dass sich deren Stromerzeugung stärker an die Einspeisesituation der erneuerbaren Energien anpassen kann. Auf diese Weise kann in allen betrachteten Szenarien die marktbedingte Abregelung von erneuerbaren Energien verringert werden. Die CO₂-Emissionen der Strom- und Wärmeversorgung lassen sich durch diese Technologie sowohl in Deutschland als auch im europäischen Ausland reduzieren. Die größten Reduktionen sowohl bei CO₂-Emissionen als auch bei variablen Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung werden dabei in den Szenarien mit Teilnahme der Elektrokessel am Regelleistungsmarkt erreicht.

Abstract

The requirements for the provision of flexibility in the power sector will increase in the future due to the expansion of the usage of weather-dependent renewable energy sources. Heat storage and power-to-heat-plants (electric boilers) in the district heating supply can provide flexibility at the interface of the power and heat sector. At the moment the use of power-to-heat plants is only cost-effective on the control power market due to the current regulation. High charges for the direct use of electricity impede a use on the spot market.

The present work examines from a system perspective on which market the use of electric boilers can provide the largest benefits for the integration of renewable energies considering different regulatory frameworks. The year 2025 is considered where Germany aims to reach a share of 40 to 45 % renewable energy generation in the gross power consumption.

For this purpose the hourly power plant dispatch of all European power plants is examined using the electricity market model MICOES-Europe. The model describes the wholesale electricity market and the control power market (secondary and tertiary reserve). The aim of the mixed-integer optimization is the calculation of the cost-minimal coverage of the electricity demand in the wholesale market while at the same time fulfilling the provision of control power. The optimization takes into account in particular the techno-economic characteristics of thermal power plants. In Germany, the largest district heating grids with their associated generation plants (combined heat and power plants, fossil-fuel and electric boilers, heat storage) are modelled and the optimal coverage of the heat demand is calculated for every hour.

With the assumed payment of high electricity charges the use of electric boilers on the spot market is no business case in 2025. The situation changes in the scenario without electricity charges. Here, electric boilers reach between 1,050 and 2,140 full load hours. If the electric boilers provide negative secondary control power, the must-run generation of thermal power plants in hours with a high feed-in of renewable energies can be reduced significantly. This results in a large lever for the integration of renewable energies. Electric boilers reach up to 1,800 full load hours by providing control energy, if they provide control power all year round and without payment of electricity charges.

The use of the electric boilers in combination with heat storages in the district heating system can make the dispatch of combined heat and power plants more flexible, so that their electricity generation can be better adapted to the feed-in situation of renewable energies. In this way, the market-dependent curtailment of renewable energies can be reduced in all scenarios. The CO₂-emissions of the electricity and heat supply can be reduced by this technology in Germany. Furthermore, CO₂-

emissions in other European countries can be reduced as well due to effects of the power trade. The highest reductions in both CO₂-emissions and variable costs of electricity and heat generation are achieved in the scenarios with electric boilers participating in the control power market.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand überwiegend während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl für Energiemanagement und Nachhaltigkeit der Universität Leipzig. Die Finalisierung der Arbeit erfolgte schon während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) in Kassel.

Professor Dr. Thomas Bruckner danke ich für seine Unterstützung bei der Anfertigung dieser Arbeit und seine Ratschläge und Diskussionen. Hierfür, aber auch für seine fortwährende Unterstützung bei meiner fachlichen und persönlichen Weiterbildung danke ich ihm sehr herzlich.

Professor Dr. Ottmar Edenhofer gilt mein Dank für die freundliche Übernahme des Korreferats.

Unter meinen ehemaligen Kollegen am Lehrstuhl für Energiemanagement und Nachhaltigkeit möchte ich mich insbesondere bei Hendrik Kondziella für die herzliche Aufnahme am Lehrstuhl und die Unterstützung bei der Einarbeitung in den damaligen Arbeitsstand des Modells MICOES bedanken. Ebenso war die fachliche Unterstützung durch Mario Götz für die vorliegende Arbeit essentiell, dem ich auch für die stets vertrauensvolle Zusammenarbeit danken möchte. Bei beiden möchte ich mich auch für das hilfreiche Feedback zu den Inhalten dieser Arbeit bedanken. Darüber hinaus möchte ich mich bei Paul Grunert und Sören Graupner für relevante Zuarbeiten zum Modell bedanken, die sehr hilfreich waren.

Meinen Kollegen am Fraunhofer IWES danke ich für inhaltliches Feedback sowie den Freiraum für die Fertigstellung meiner Dissertation.

Ohne die finanzielle Unterstützung bei der Modellweiterentwicklung wäre die vorliegende Arbeit nicht möglich gewesen. Daher gilt mein Dank den Bundesministerien für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit sowie Wirtschaft und Energie genauso wie der Robert Bosch GmbH, Vattenfall Europe Wärme AG sowie 50Hertz Transmission GmbH.

Darüber hinaus möchte mich für die Möglichkeit bedanken, dass ich das Big Data Center am Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie für meine Dissertation nutzen konnte. Insbesondere Kristian Völpel danke ich für die jederzeit schnelle Hilfe bei IT-Fragen.

Sigrid Fritzsche danke ich für das gründliche Korrekturlesen.

Nicht zuletzt möchte ich mich bei meiner Familie und meinen Freunden bedanken, die mich bei meinem Promotionsvorhaben unterstützt und motiviert haben.

Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG	III
ABSTRACT	V
DANKSAGUNG.....	VII
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	XIII
SYMBOLVERZEICHNIS.....	XV
1 MOTIVATION UND ZIELSETZUNG.....	1
1.1 MOTIVATION	1
1.2 FORSCHUNGSFRAGE	2
1.3 AUFBAU DER ARBEIT.....	2
2 DIE POWER-TO-HEAT-TECHNOLOGIE ALS FLEXIBILISIERUNGSOPTION FÜR DIE ENERGIEWENDE	3
2.1 DIE ENERGIEWENDE IN DEUTSCHLAND	3
2.1.1 <i>Bisherige Entwicklung und Zielstellung</i>	3
2.1.2 <i>Herausforderungen für die Zielerreichung</i>	5
2.1.3 <i>Flexibilitätsoptionen im Energiesystem der Zukunft</i>	6
2.2 FERNWÄRMEVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND	9
2.2.1 <i>Einordnung der Fernwärme in den Wärmesektor</i>	9
2.2.2 <i>Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen</i>	11
2.2.3 <i>Heizwerke</i>	13
2.2.4 <i>Wärmespeicher</i>	14
2.3 POWER-TO-HEAT-ANLAGEN IN DER FERNWÄRMEVERSORGUNG.....	15
2.3.1 <i>Mögliche Technologieausprägungen von Power-to-Heat</i>	16
2.3.2 <i>Übersicht über aktuelle Projekte</i>	18
2.3.3 <i>Investitionskosten und variable Betriebskosten</i>	20
2.4 VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN FÜR POWER-TO-HEAT-ANLAGEN	26
2.4.1 <i>Überblick über mögliche Anwendungsfelder</i>	26
2.4.2 <i>Day-ahead Spotmarkt</i>	28
2.4.3 <i>Regelleistungsmarkt</i>	32
2.4.4 <i>Netzbezogener Einsatz</i>	39
2.5 EINORDNUNG IN DEN AKTUELLEN STAND DER FORSCHUNG.....	41
2.6 ZWISCHENFAZIT	44

3 STROMMARKTMODELL MICOES-EUROPE	45
3.1 MODELLÜBERSICHT	45
3.2 MODELLIERUNG FOSSIL-THERMISCHER KRAFTWERKE.....	48
3.2.1 <i>Minimal- und Maximalleistung</i>	48
3.2.2 <i>Kraftwerksverfügbarkeit</i>	49
3.2.3 <i>Leistungsänderungsgradienten</i>	50
3.2.4 <i>Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeit</i>	52
3.3 MODELLIERUNG DER FERNWÄRMEVERSORGUNG.....	54
3.3.1 <i>KWK-Anlagen</i>	54
3.3.2 <i>Heißwassererzeuger</i>	57
3.3.3 <i>Thermische Speicher</i>	58
3.3.4 <i>Deckung des Fernwärmebedarfs</i>	58
3.4 MODELLIERUNG VON (PUMP-)SPEICHERWASSERKRAFTWERKEN.....	59
3.4.1 <i>Speicherwasserkraftwerke</i>	60
3.4.2 <i>Pumpspeicherwasserkraftwerke</i>	60
3.5 MODELLIERUNG NICHT BZW. NUR BEDINGT STEUERBARER ANLAGEN	61
3.5.1 <i>Erneuerbare Energien</i>	61
3.5.2 <i>Dezentrale KWK und Industriestromerzeugung</i>	62
3.5.3 <i>Umsetzung im Modell</i>	62
3.6 MODELLIERUNG DES STROMEX- UND -IMPORTES.....	63
3.7 MODELLIERUNG DES SPOTMARKTES	63
3.8 MODELLIERUNG DES REGELLEISTUNGSMARKTES.....	63
3.8.1 <i>Vorhaltung von Regelleistung</i>	64
3.8.2 <i>Abruf von Regelenergie</i>	67
3.9 ZIELFUNKTION DER OPTIMIERUNG	67
3.9.1 <i>Startkosten von fossil-thermischen Kraftwerken</i>	68
3.9.2 <i>Variable Kosten von Kondensationskraftwerken</i>	69
3.9.3 <i>Variable Kosten von KWK-Anlagen</i>	70
3.9.4 <i>Kosten von fossilen Heißwassererzeugern und Elektrodenheizkesseln</i>	71
3.9.5 <i>Kosten von Pumpspeichern</i>	72
3.9.6 <i>Gesamte Zielfunktion</i>	72
3.10 SOFTWARETECHNISCHE UMSETZUNG DES MODELLS	72
3.11 MODELLVALIDIERUNG.....	73
3.11.1 <i>Modellparameter für die Validierung</i>	74
3.11.2 <i>Preise am Day-ahead Spotmarkt</i>	77
3.11.3 <i>Kraftwerksdispatch und Stromaußenhandel</i>	79
3.11.4 <i>CO₂-Emissionen des Stromsektors</i>	81
3.11.5 <i>Fazit der Modellvalidierung</i>	81

4 AUSWIRKUNGEN VON ELEKTROKESSELN IM STROMMARKT IM JAHR 2025.....	85
4.1 DEFINITION DES SZENARIOS FÜR 2025.....	85
4.1.1 <i>Stromverbrauch</i>	86
4.1.2 <i>Erneuerbare Energien</i>	87
4.1.3 <i>Fossil-thermischer Kraftwerkspark</i>	90
4.1.4 <i>Preise für Primärenergieträger und CO₂-Emissionsberechtigungen</i>	91
4.1.5 <i>Grenzkuppelstellen und sonstige Flexibilitäten</i>	93
4.1.6 <i>Regelleistungsnachfrage</i>	94
4.1.7 <i>Betrachtete Fernwärmenetze mit Elektrokesseln</i>	95
4.1.8 <i>Übersicht der betrachteten Szenarien</i>	97
4.2 EINSATZ VON ELEKTROKESSELN AM SPOT- UND REGELLEISTUNGSMARKT.....	98
4.3 AUSWERTUNG DER FERNWÄRMEVERSORGUNG IN DEN BETRACHTEN NETZEN.....	100
4.3.1 <i>Summe aller betrachteten Fernwärmenetze</i>	100
4.3.2 <i>Leipzig</i>	102
4.3.3 <i>Dresden</i>	102
4.3.4 <i>Halle</i>	104
4.3.5 <i>Chemnitz</i>	104
4.3.6 <i>Berlin Ost</i>	105
4.3.7 <i>Berlin West</i>	106
4.4 VERGLEICH ZWISCHEN KWK-STROMERZEUGUNGSSALDO UND RESIDUALLAST.....	106
4.5 VORHALTUNG UND ABRUF VON REGELLEISTUNG IN DEUTSCHLAND.....	108
4.5.1 <i>Grenzkosten für die Vorhaltung von Regelleistung</i>	108
4.5.2 <i>Vorhaltung und Abruf von SRL</i>	110
4.5.3 <i>Vorhaltung und Abruf von MRL</i>	113
4.6 VERÄNDERUNG DER STROMERZEUGUNG.....	116
4.6.1 <i>Deutschland</i>	116
4.6.2 <i>Ausland</i>	118
4.7 STROMEX- UND -IMPORTE VON DEUTSCHLAND.....	120
4.8 PREISE AM DAY-AHEAD SPOTMARKT.....	120
4.9 ÖKONOMISCHE BEWERTUNG DER SZENARIEN.....	123
4.9.1 <i>Investitionskosten</i>	123
4.9.2 <i>Volkswirtschaftliche Perspektive</i>	124
4.9.3 <i>Betriebswirtschaftliche Perspektive</i>	125
4.10 VERÄNDERUNGEN DER CO ₂ -EMISSIONEN.....	127
4.11 KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE.....	129
4.12 KRITISCHE WÜRDIGUNG DER ERGEBNISSE.....	130

5 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	133
5.1 ZUSAMMENFASSUNG	133
5.2 AUSBLICK AUF DEN WEITEREN FORSCHUNGSBEDARF	134
LITERATURVERZEICHNIS	137
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	163
TABELLENVERZEICHNIS	169
A ANHANG	171
A.1 RÄUMLICH UND ZEITLICH HOCHAUFGELÖSTE WETTERDATEN	171
A.2 ABLEITUNG VON SYNTHETISCHEN EINSPEISEZEITREIHEN FÜR WINDKRAFTANLAGEN	172
A.3 ABLEITUNG VON SYNTHETISCHEN EINSPEISEZEITREIHEN FÜR PHOTOVOLTAIKANLAGEN	175
A.4 ANNAHMEN FÜR DAS SZENARIO FÜR 2025	176
A.5 ERGÄNZENDE DARSTELLUNGEN ZU DEN SZENARIEN FÜR 2025	178

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	AG Energiebilanzen e. V.
AHK	Abhitzeessel
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BVES	Bundesverband Energiespeicher
DAtF	Deutsches Atomforum e.V.
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
Destatis	Statistisches Bundesamt
DKW	Dampfkraftwerk
DSM	Demand Side Management
DT	Dampfturbine
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EK	Entnahmekondensationsanlage
GAMS	General Algebraic Modeling System (www.gams.com)
GD	Gegendruckanlage
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
HEL	Heizöl (extra leicht)
HKW	Heizkraftwerk
HW	Heizwerk
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MRL	Minutenreserveleistung
NTC	Net transfer capacity
P2H	Power-to-Heat
PRL	Primärregelleistung

PV	Photovoltaikanlagen
SRL	Sekundärregelleistung
SW	Stadtwerke
UBA	Umweltbundesamt

Länderabkürzungen

AT	Österreich
BE	Belgien
CH	Schweiz
CZ	Tschechische Republik
DE	Deutschland
DKe	Dänemark Ost
DKw	Dänemark West
ES	Spanien
FI	Finnland
FR	Frankreich
GB	Großbritannien
HU	Ungarn
IT	Italien
NL	Niederlande
NO	Norwegen
PL	Polen
PT	Portugal
SE	Schweden
SK	Slowakei
SO	Slowenien

Symbolverzeichnis

Lateinische Symbole

c	Spezifische Kosten in EUR/MWh bzw. EUR/t CO ₂
C	Gesamtkosten in EUR
\dot{D}	Nachfrage (demand) in MW bzw. MWh
F	Fixer Anteil der Startkosten in EUR/MW
G	Anzahl Stunden für verbleibende Mindestbetriebszeit
h	Energie für Anfahrvorgang (normiert)
\dot{H}	Enthalpie in MW
L	Anzahl Stunden für verbleibende Mindeststillstandszeit
P	Elektrische Leistung (Erzeugung oder Übertragung) in MW
PD	Stillstandszeit vor Anfahrvorgang (previous downtime)
\dot{Q}	Thermische Energie (Wärme) in MWh/h
RC	Regelleistung (reserve capacity) in MW
RD	Maximale Leistungsreduktion (ramping down) in MW/Zeitspanne
RE	Regelenergie (reserve energy) in MWh
RU	Maximale Leistungserhöhung (ramping up) in MW/Zeitspanne
s	Statusvariable von Kraftwerken (online oder offline)
SD	Maximale Leistungsreduktion beim Herunterfahren in MW
SOC	Füllstand von Pumpspeicherkraftwerken bzw. thermischen Speichern (State of charge) in MWh _{el} bzw. MWh _{th}
SU	Maximale Leistungsreduktion beim Herunterfahren in MW
T	Anzahl an Stunden bzw. Temperatur in °C
$temp$	Normierte Temperatur
UP	Startkosten in EUR
V	Variabler Anteil der Startkosten in EUR/MW
w	Indikator für Abschaltvorgang
z	Indikator für Anfahrvorgang

Griechische Symbole

α	Koeffizienten für Brennstoffverbrauch (fixer und variabler Anteil)
β	Stromverlustkennziffer
Δt	Zeitspanne zwischen den Zeitschritten t und $t - 1$ in Zeiteinheiten, hier Stunden (h)
ε	Emissionsfaktor in t CO ₂ /MWh
η	Wirkungsgrad
θ	Verfügbarkeitsfaktor
λ	Auskühlkoeffizient
τ	Zeitspanne, innerhalb derer Regelleistung vollständig aktiviert sein muss in Zeiteinheiten, hier Stunden (h)

Mengen (sets)

\mathcal{C}	Alle Länder bzw. Regionen (countries) c
\mathcal{HS}	Alle Elektrokessel be
\mathcal{J}	Alle fossil-thermischen Kraftwerke i
\mathcal{K}	Alle Heizkessel auf Basis fossiler Brennstoffe bf

Superskripts

<i>Boiler</i>	Heizkessel (boiler)
<i>CHP</i>	Kraft-Wärme-Kopplung (combined heat and power plant)
<i>CO2</i>	Emissionszertifikate für CO ₂ -Ausstoß
<i>cool</i>	Kühlung, Kühlwasser (cooling)
<i>DA</i>	Day-ahead Spotmarkt
<i>DH</i>	Fernwärme (district heat)
<i>down</i>	Erzeugung von Pumpspeicherkraftwerken (Turbinieren) bzw. Herunterfahren eines Kraftwerks
<i>el</i>	elektrisch
<i>FF</i>	Vorlauf (feed flow)
<i>fuel</i>	Brennstoff
<i>heat</i>	Wärme
<i>IC</i>	Interkonnektoren zwischen einzelnen Ländern
<i>initial</i>	Startstunde
<i>loss</i>	Verlust

<i>max</i>	Maximum
<i>min</i>	Minimum
<i>nonspin</i>	Nicht rotierend (non-spinning)
<i>norm</i>	Auslegungszustand
<i>off</i>	Offline
<i>on</i>	Online
<i>P2H</i>	Elektrokessel (power-to-heat)
<i>PHS</i>	Pumpspeicherkraftwerk (pumped hydro storage)
<i>PP</i>	Kraftwerk (power plant)
<i>RC</i>	Regelleistung (reserve capacity)
<i>RE</i>	Regelenergie
<i>RES</i>	Erneuerbare Energien (renewable energy sources)
<i>RF</i>	Rücklauf (return flow)
<i>Sonst</i>	Sonstige Kosten
<i>Steuer</i>	Steuern
<i>th</i>	thermisch
<i>up</i>	Verbrauch von Pumpspeicherkraftwerken (Pumpen) bzw. Starten eines Kraftwerks
<i>var</i>	Variable (Kosten)

Subskripts

<i>be</i>	Elektrokessel in Fernwärmenetzen (electric boiler)
<i>bf</i>	Heizkessel auf Basis fossiler Brennstoffe in Fernwärmenetzen (fossil fuel boiler)
<i>c</i>	Länder bzw. Regionen (countries)
<i>DHG</i>	Betrachtete Fernwärmenetze in Deutschland (district heating grids)
<i>i</i>	Fossil-thermische Kraftwerke
<i>r</i>	Arten an Regelleistung (positive und negative Sekundär- und Tertiärreserve)
<i>t</i>	Einzelne Zeitschritte (hier: Stunden) ¹

¹ In der Regel $t = 1, \dots, 24$, da nicht ein komplettes Jahr mit 8760 Stunden am Stück betrachtet wird, sondern ein Tag nach dem anderen berechnet wird.

1 Motivation und Zielsetzung

1.1 Motivation

Am 5. Oktober 2016 hat Deutschland das im Dezember 2015 in Paris ausgehandelte Klimaschutzabkommen („Paris Agreement“) ratifiziert. Das Abkommen sieht eine Begrenzung des Ausstoßes von Treibhausgasen vor, um den globalen Temperaturanstieg auf deutlich unter 2 °C, möglichst sogar unter 1,5 °C, gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen (UNFCCC 2015). Um die Treibhausgasemissionen in Deutschland zu senken, wurden bereits in der Vergangenheit im Zuge der sogenannten Energiewende Gesetze zum verstärkten Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) verabschiedet. Hierdurch gelang es, den Anteil der EE an der Stromerzeugung im Jahr 2016 auf 29,5 % zu steigern (AGEB 2016b). Mehr als die Hälfte des EE-Stroms wurde durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen (PV) erzeugt. Da die Ausbaupotentiale für Bioenergie und Wasserkraft begrenzt sind, wird sich in Deutschland der weitere Ausbau auf die wetterabhängigen Erzeuger Wind und PV konzentrieren.

Bereits heute gibt es Situationen, in denen der erzeugte EE-Strom nicht vollständig genutzt werden kann. Die betroffenen Erzeugungsanlagen werden gedrosselt oder vollständig vom Netz getrennt, was als „Abregelung“ bezeichnet wird. Dies liegt gegenwärtig hauptsächlich an der räumlichen Verteilung der Erzeugungsstandorte und Lastzentren sowie den heutigen Netzstrukturen, die für eine adäquate Stromübertragung erst angepasst werden müssen. In der Zukunft ist zu erwarten, dass sich der Stromverbrauch und die Stromerzeugung (neben der räumlichen Dimension) vor allem auch in der zeitlichen Dimension stärker auf die wetterabhängige Erzeugung einstellen müssen und somit mehr Flexibilität benötigt wird.

Flexibilität kann grundsätzlich mit unterschiedlichen Technologien und Maßnahmen bereitgestellt werden. Eine vielversprechende Technologie ist hierbei die Power-to-Heat-Technologie, die durch eine Kopplung der Sektoren Strom und Wärme zusätzlich die Möglichkeit bietet, im Wärmesektor Treibhausgasemissionen zu senken. Unter der Power-to-Heat-Technologie werden grundsätzlich Technologien verstanden, die unter Einsatz von Strom Wärme erzeugen. Hierunter fallen Nachtspeicherheizungen genauso wie Elektrokessel oder Wärmepumpen. Die Regierungskoalition aus CDU/CSU und SPD hat in ihrem Koalitionsvertrag von 2013 bereits beschlossen, EE-Strom, der sonst abgeregelt werden müsste, für weitere Anwendungen zu nutzen, wobei konkret der Wärmebereich genannt wird (CDU et al. 2013, S. 38). Aktuell werden die Potentiale der Power-to-Heat-Technologie in Deutschland noch vergleichsweise wenig genutzt. In Dänemark dagegen wird Strom im Wärmesek-

tor bereits seit längerem zur Flexibilisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) in Fernwärmenetzen genutzt und trägt zur Integration von EE bei (Agora Energiewende 2014a, S. 3).

1.2 Forschungsfrage

In dieser Arbeit soll der Frage nachgegangen werden, welche energiewirtschaftlichen Auswirkungen der Einsatz der Power-to-Heat-Technologie in Deutschland haben würde und ob bzw. wie stark er zur Integration von EE beitragen kann. Dies soll anhand der marktbedingten Abregelung von EE sowie auch an den CO₂-Emissionen der Strom- und Wärmeversorgung bewertet werden. Die Frage stellt sich vor dem Hintergrund der häufig geäußerten Befürchtung, dass Power-to-Heat-Anlagen, wenn sie anstelle von EE-Überschussstrom Strom aus fossil-thermischen Kraftwerken nutzen, zu einer Emissionssteigerung führen könnten (vgl. (Plattform Erneuerbare Energien - AG 3 Interaktion 2012)).

Der Fokus wird hierbei auf den Einsatz von Elektrokesseln in der Fernwärmeversorgung gelegt. Andere Power-to-Heat-Technologien werden nicht betrachtet.

Zur Beantwortung der Forschungsfrage wird ein Fundamentalmodell des europäischen Strommarktes eingesetzt, das den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz für ein Strommarkt-Szenario für das Jahr 2025 berechnet. Hiermit lassen sich sowohl die Rückwirkung des Einsatzes von Elektrokesseln auf die Wärmebereitstellung des jeweiligen Fernwärmenetzes als auch die Rückwirkung auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland und dem Ausland analysieren. Dies ermöglicht Rückschlüsse auf vermiedene Kosten und CO₂-Emissionen aus volkswirtschaftlicher Sicht.

Beim Einsatz von Elektrokesseln wird eine Teilnahme am Großhandelsstrommarkt für Fahrplangeschäfte sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (konkret: Regelleistung) betrachtet. Ein netzdienlicher Einsatz (Redispatch) wird in dieser Arbeit nicht betrachtet und sollte in weiterführenden Arbeiten untersucht werden.

1.3 Aufbau der Arbeit

Im folgenden zweiten Kapitel wird ein Überblick über die Power-to-Heat-Technologie gegeben. Hierbei werden der aktuelle Forschungsstand zu diesem Thema aufgearbeitet und bisherige Forschungsergebnisse in Bezug zur Fragestellung dieser Arbeit gesetzt. Im dritten Kapitel wird das für die Untersuchung verwendete Strommarktmodell *MICOES-Europe* vorgestellt und anhand der Validierung für historische Jahre die Eignung für die Beantwortung der Forschungsfrage bewertet. Im vierten Kapitel werden zunächst die Annahmen für das Untersuchungsszenario für das Jahr 2025 dargestellt, bevor die Auswirkungen der Elektrokessel in der Fernwärmeversorgung vor dem Hintergrund des Ausbaus der EE detailliert analysiert werden. Das fünfte Kapitel fasst die wesentlichen Erkenntnisse der Arbeit zusammen und gibt einen Ausblick auf den weiteren Forschungsbedarf.

2 Die Power-to-Heat-Technologie als Flexibilisierungsoption für die Energiewende

In diesem Kapitel soll zunächst der Bedarf für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Kontext der Energiewende herausgearbeitet werden. Hierfür wird im ersten Abschnitt auf die Herausforderungen in Bezug auf einen steigenden Anteil von fluktuierenden EE in der Stromversorgung und den Flexibilitätsbedarf eingegangen. Im zweiten Abschnitt wird der Kontext der Fernwärmeversorgung mit KWK-Anlagen erläutert, bevor im dritten Abschnitt im Detail auf die Power-to-Heat-Technologie (P2H) eingegangen wird. Hierbei werden konkrete Technologien und realisierte Projekte vorgestellt; darüber hinaus wird auf die Kostenstrukturen eingegangen. Im vierten Abschnitt werden die möglichen Vermarktungsformen für Elektrokessel erläutert, bevor im fünften Abschnitt eine Zusammenfassung zum Stand der Forschung zur Power-to-Heat-Technologie gegeben wird. Der sechste Abschnitt fasst das Kapitel zusammen.

2.1 Die Energiewende in Deutschland

Mit dem Begriff *Energiewende* wird der Umstieg von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energieträger in der Energieversorgung im Zusammenspiel mit Energieeinsparungen bezeichnet (Agora Energiewende 2014b). Im folgenden Abschnitt wird auf die bisherige Entwicklung der Energiewende in Deutschland eingegangen und die langfristige Zielstellung erläutert. Die Herausforderungen, die sich aus dem Umbau des Energieversorgungssystems ergeben, werden anschließend dargestellt. Danach wird konkret auf verschiedene Flexibilitätsoptionen eingegangen.

2.1.1 Bisherige Entwicklung und Zielstellung

Die Emission von Treibhausgasen durch die Verbrennung fossiler Energieträger zur Energieerzeugung ist einer der Hauptfaktoren des anthropogenen Klimawandels (IPCC 2013). Die energiepolitische Strategie einer Energiewende zielt u.a. darauf ab, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, um den Klimawandel auf ein erträgliches Maß zu begrenzen. Das Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahre 2010 hatte bereits erkannt, dass „die Sicherstellung einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung [...] eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts“ sein würde (Bundesregierung 2010, S. 3). Das Energiekonzept der Bundesregierung formuliert demgemäß das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % und bis 2050 um mindestens 80 % – jeweils gegenüber 1990 – zu reduzieren. Dies sollte mithilfe der zunehmenden Nutzung von EE sowie der Senkung des Primärenergieverbrauches erreicht werden. Ebenso sollten die bei der

Energieumwandlung als CO₂-frei einzustufenden Kernkraftwerke ihren Teil zum Klimaschutz beitragen. Als Reaktion auf die Reaktorkatastrophe am 11. März 2011 in Fukushima (Japan) wurde im Sommer 2011 abweichend von der ursprünglichen Planung ein schrittweiser Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis spätestens zum 31. Dezember 2022 beschlossen (§7 Abs. 1a AtG).

Die Grundlagen für den Ausbau der EE wurden bereits 1990 mit dem Stromeinspeisegesetz als Vorläufer des heutigen Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) geschaffen. Der Zweck des Gesetzes wird im §1 Abs. 1 EEG 2014 folgendermaßen formuliert: „Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.“

Wie Abbildung 2-1 zeigt, stieg die Stromerzeugung aus EE insbesondere seit dem Jahr 2000 (Einführung des EEG) deutlich auf 181,4 TWh in 2016 an (AGEB 2016b). Dies entspricht einem Anteil von 29,5 % an der Bruttostromerzeugung bzw. 32,3 % am Bruttoinlandsverbrauch. Während der Anteil von Biomasse unter den EE zuletzt nicht mehr nennenswert zunahm, steigt die Erzeugung aus Windenergie und PV weiter an. Im Jahr 2016 erzeugten PV-Anlagen 38,3 TWh und die Windkraft an Land und auf See zusammen 79,8 TWh.

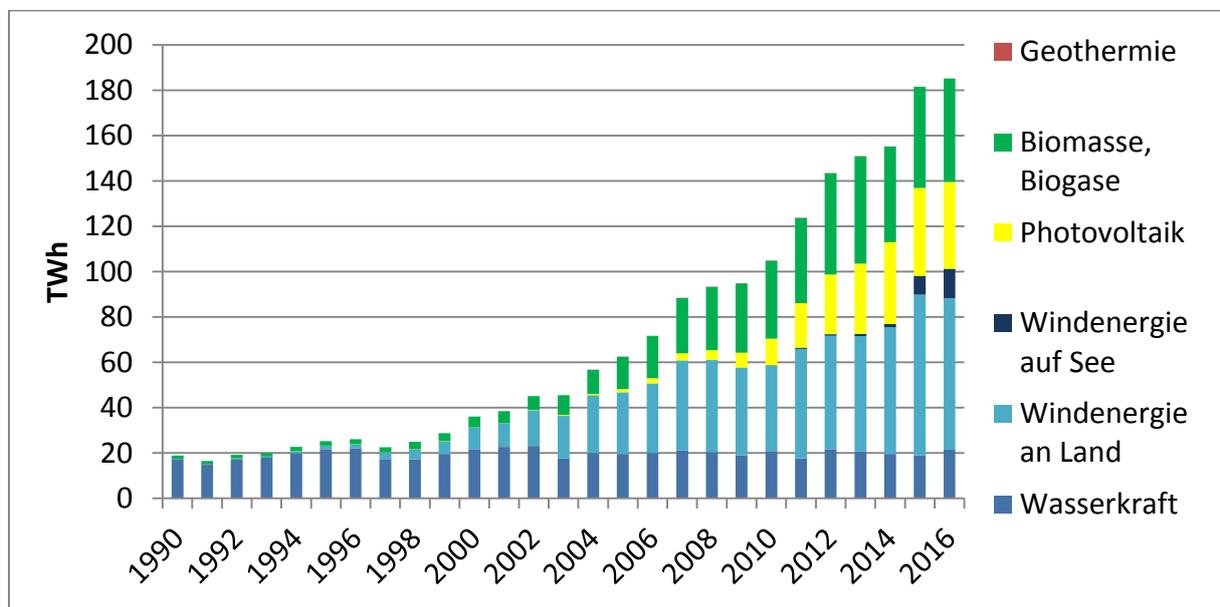


Abbildung 2-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE in Deutschland von 1990 bis 2016. Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von (AGEB 2016b; BMWi 2014)

Im §1 Abs. 2 EEG 2014 wird das Ziel formuliert, den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 zu erhöhen. Als Zwischenziel soll bis zum Jahr 2025 der Anteil zwischen 40 % und 45 % liegen und bis 2035 auf 55 % bis 60 % ansteigen (vgl. Abbildung 2-2).

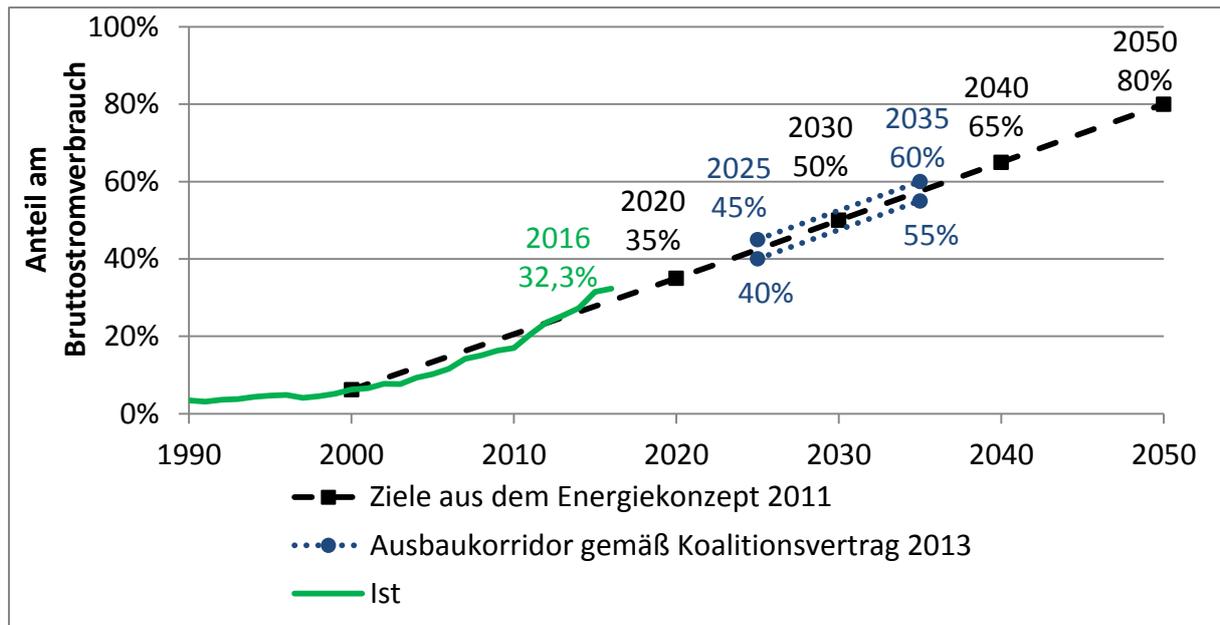


Abbildung 2-2: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoinlandsstromverbrauch und Ziele der Bundesregierung. Quelle: Eigene Darstellung nach (BDEW 2015a) auf Grundlage von (AGEB 2016b; BMWi 2014)

Welche Herausforderungen sich durch die Energiewende und insbesondere durch den steigenden Anteil von wetterabhängig fluktuierenden EE ergeben, wird im nächsten Abschnitt erläutert.

2.1.2 Herausforderungen für die Zielerreichung

Der Ausbau von EE zur Stromerzeugung wird sich in Deutschland (bedingt durch die verfügbaren Potentiale) überwiegend auf die wetterabhängigen Erzeuger Windenergie und PV stützen (IWES et al. 2015). Der Einsatz dieser Technologien hat jedoch besondere Eigenschaften. Zum einen unterliegen die Produktionsmöglichkeiten starken wetterbedingten sowie tages- und jahreszeitlichen Schwankungen, so dass selbst bei immer besseren Prognosen regelmäßig Abweichungen der tatsächlichen Stromerzeugung von der prognostizierten Erzeugung zu erwarten sind. Zum anderen erfolgt der Ausbau dieser Technologien vorwiegend an Standorten mit guten meteorologischen Bedingungen, die nur bedingt mit der historisch gewachsenen Netzstruktur in Deutschland zusammenpassen (Schill 2013).

Hieraus ergeben sich heute und in der Zukunft verschiedene Herausforderungen. Einerseits wird es Zeiten geben, in denen nur wenig Strom aus Windenergie und PV zur Verfügung steht (sogenannte dunkle Flaute). Für diese Zeiten müssen zur Sicherstellung der Stromversorgung konventionelle Backup-Systeme und/oder Speicher vorgehalten werden. Die Refinanzierung dieser Anlagen, welche jedoch voraussichtlich nur wenige Vollaststunden erreichen werden, wird derzeit insbesondere im Hinblick auf Fragen eines hierzu passenden Anreizsystems über ein geeignetes Marktdesign diskutiert (BMWi 2015).

Auf der anderen Seite sind Situationen zu erwarten, in denen die Stromerzeugung aus Windenergie und PV den konventionellen Stromverbrauch übersteigt (negative Residuallast²). Grundsätzlich ist in einer solchen Situation zwar eine Abregelung möglich, jedoch wäre vielmehr eine sinnvolle Nutzung des Stroms ggf. auch in anderen Sektoren anzustreben (IWES et al. 2015).

Durch nicht vermeidbare Prognosefehler kann sich der Bedarf an Regelleistung erhöhen und somit auch der Bedarf an flexiblen Technologien, die Regelleistung bereitstellen müssen, steigen. Solange konventionelle Kraftwerke Regelleistung bereitstellen, verursachen sie einen nicht unerheblichen Anteil an Must-run-Erzeugung³, der die Integration hoher EE-Anteile erschwert (Böttger et al. 2015; FGH et al. 2012). Die Must-run-Erzeugung von thermischen Kraftwerken zur Bereitstellung von Regelleistung wird in der Größenordnung zwischen 13,5 GW und 19,9 GW abgeschätzt (Grünwald et al. 2012, S. 107).

Schließlich müssen die Stromnetze an die sich verändernde Erzeugerstruktur und deren Standorte angepasst werden. Dies ist einerseits mit erheblichen Kosten verbunden, birgt aufgrund von Akzeptanzproblemen jedoch auch noch vielfältige weitere Herausforderungen (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015b; dena 2012). Der EE-Ausbau wirkt sich auch auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit etc.) aus. Hier werden EE nach und nach konventionelle Kraftwerke bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen ersetzen müssen (Agricola et al. 2014; Knorr et al. 2014).

Nachdem der Bedarf nach Technologien, die Flexibilität bereitstellen können, qualitativ dargestellt wurde, soll im Folgenden näher auf verschiedene Flexibilitätsoptionen eingegangen werden.

2.1.3 Flexibilitätsoptionen im Energiesystem der Zukunft

Grundsätzlich steht eine Reihe von Technologien zur Verfügung, um den heutigen und zukünftig steigenden Bedarf an Flexibilität im Strommarkt zu decken, wobei hier nur auf die Möglichkeiten zum flexiblen Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage (Erzeugung und Verbrauch) eingegangen wird und nicht auf weitere Anforderungen wie z. B. Blindleistungsbereitstellung.

Zunächst soll ein Überblick über mögliche Flexibilitätsoptionen gegeben werden (vgl. (Schill 2014)): Stromspeicher zählen zu den Flexibilitätsoptionen und können technisch nach mechanischen, elektrochemischen und chemischen Stromspeichern differenziert werden. In der Anwendung wird zwischen Kurzzeit-, Tages- und Saisonspeichern unterschieden. Zu den konkreten Technologien gehören Schwungmassenspeicher, Batterien, Pumpspeicher und Druckluftspeicher. Weiterhin gibt es ver-

² Die Residuallast ist definiert als herkömmliche Last abzüglich der Einspeisung von EE.

³ Mit Must-run-Erzeugung ist hier gemeint, dass ein Kraftwerk Strom erzeugt, damit es Regelleistung bereitstellen kann, unabhängig davon, ob der Strom aber zur Deckung des Strombedarfes benötigt bzw. nachgefragt wird.

schiedene erzeugungsseitige Optionen für mehr Flexibilität. Hierzu zählt die indirekte Wasserspeicherung in großen Speicherwasserkraftwerken im Alpenraum oder Nordeuropa, die Flexibilisierung der KWK sowie von Biomasseanlagen, eine angepasste Einspeisung von fluktuierenden EE ebenso wie flexiblere konventionelle Kraftwerke. Auf der Nachfrageseite kann durch Lastverschiebung oder Lastreduktion Flexibilität bereitgestellt werden. Dabei kann Lastmanagement sowohl bei Haushalten als auch im Gewerbe- oder Industriesektor Anwendung finden. Unter dem Begriff Power-to-X werden neue flexible Lasten wie Power-to-Heat, Power-to-Gas, Power-to-Chemistry oder auch Power-to-Mobility verstanden.

Die Kopplung der unterschiedlichen Endenergiesektoren kann zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Integration der EE leisten. Abbildung 2-3 gibt einen Überblick über mögliche Verbindungen zwischen den einzelnen Sektoren. So kann etwa mithilfe der Elektromobilität neben dem Bahnverkehr eine weitere Verbindung zwischen dem Stromsektor und dem Verkehrssektor erreicht werden. In der folgenden Arbeit wird der Fokus ausschließlich auf dem Strom- und dem Wärmesektor liegen. Die Verbindung zum Gas- und Verkehrssektor wird hier nicht betrachtet. Relevant für diese Arbeit sind daher nur Strom- und Wärmespeicher als sektorale Speicher sowie Power-to-Heat und die Flexibilisierung der KWK als intersektorale Speicher zwischen Strom- und Wärmesektor.

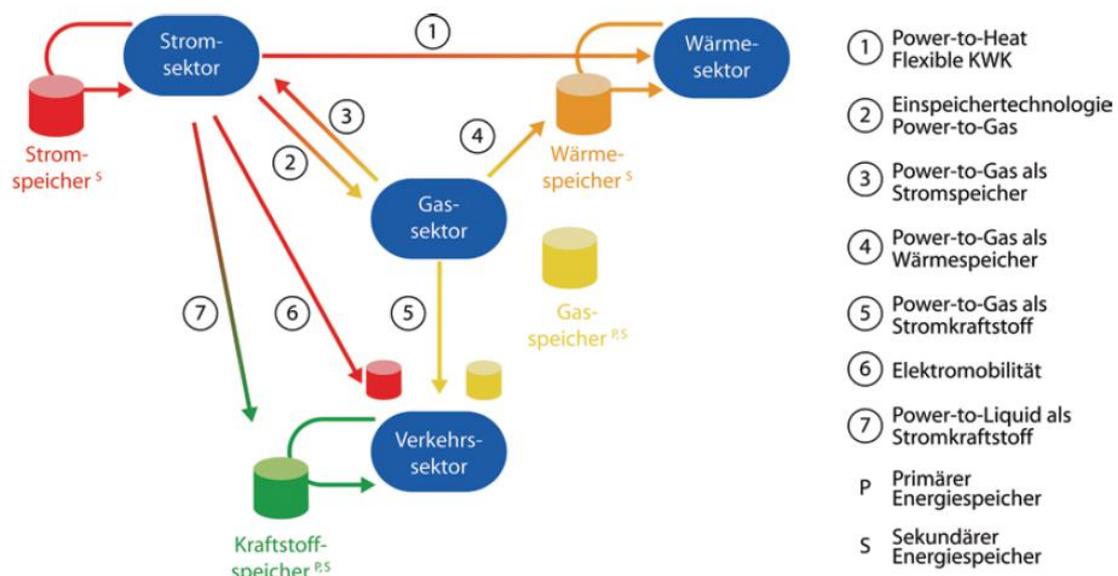


Abbildung 2-3: Übersicht zur möglichen Kopplung der Energiesektoren mittels sektoralen und sektorübergreifenden Energiespeichern. Quelle: (Sterner und Stadler 2014)

Flexibilitätsoptionen können auch danach unterschieden werden, für welche Aufgaben sie eingesetzt werden. In Zeiten mit einem Kapazitätsdefizit können neue, flexible Kraftwerke eingesetzt, die Last mittels Lastmanagement reduziert oder auch Strom aus dem Ausland importiert werden. In Zeiten mit Stromangebotsüberschüssen kann eine Reduktion der technischen Mindestlast konventioneller Kraftwerke, die Erhöhung des Stromverbrauchs ggf. auch zur Nutzung in anderen Sektoren, Stromex-

port oder die Abregelung von EE einen Ausgleich herstellen. Auch ohne explizite Überschüsse oder Kapazitätsdefizite können Speicher und Lastmanagement zu einem kostengünstigeren Ausgleich von Stromangebot und –nachfrage beitragen. (Bauknecht et al. 2014; Schill 2014)

Weiterhin unterscheiden sich die Technologien danach, wann deren Einsatz im Zuge des EE-Ausbaus technisch notwendig und ökonomisch sinnvoll ist. Abbildung 2-4 zeigt eine mögliche Einordnung verschiedener Flexibilitätsoptionen vor dem Hintergrund des EE-Ausbaus. Zu den Flexibilitätsoptionen, die heute schon sinnvoll sind, zählen die stromgeführte Fahrweise von Biogas-/Biomasse- sowie KWK-Anlagen, die Flexibilitätssteigerung bestehender Kraftwerke und der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken. Während Lastmanagement (Demand Side Management, DSM) sich in der Industrie bereits früher rechnet, ist der Einsatz bei kleineren Endkunden (Haushalte, Gewerbe) erst bei höheren EE-Anteilen sinnvoll. Aus Kostengesichtspunkten wird der Einsatz von Druckluftspeichern und Batteriespeichern in (Krzikalla et al. 2013) erst ab ca. 2025 gesehen, auch wenn bereits heute im Bereich der Primärregelleistung nennenswerte Kapazitäten an Batteriespeichern installiert werden. Die Technologie Power-to-Gas wird aufgrund der hohen Umwandlungsverluste erst für sehr hohe Anteile von EE relevant und bietet trotz hoher Kosten Chancen für eine vollständige Dekarbonisierung (vgl. hierzu auch (UBA 2013)).

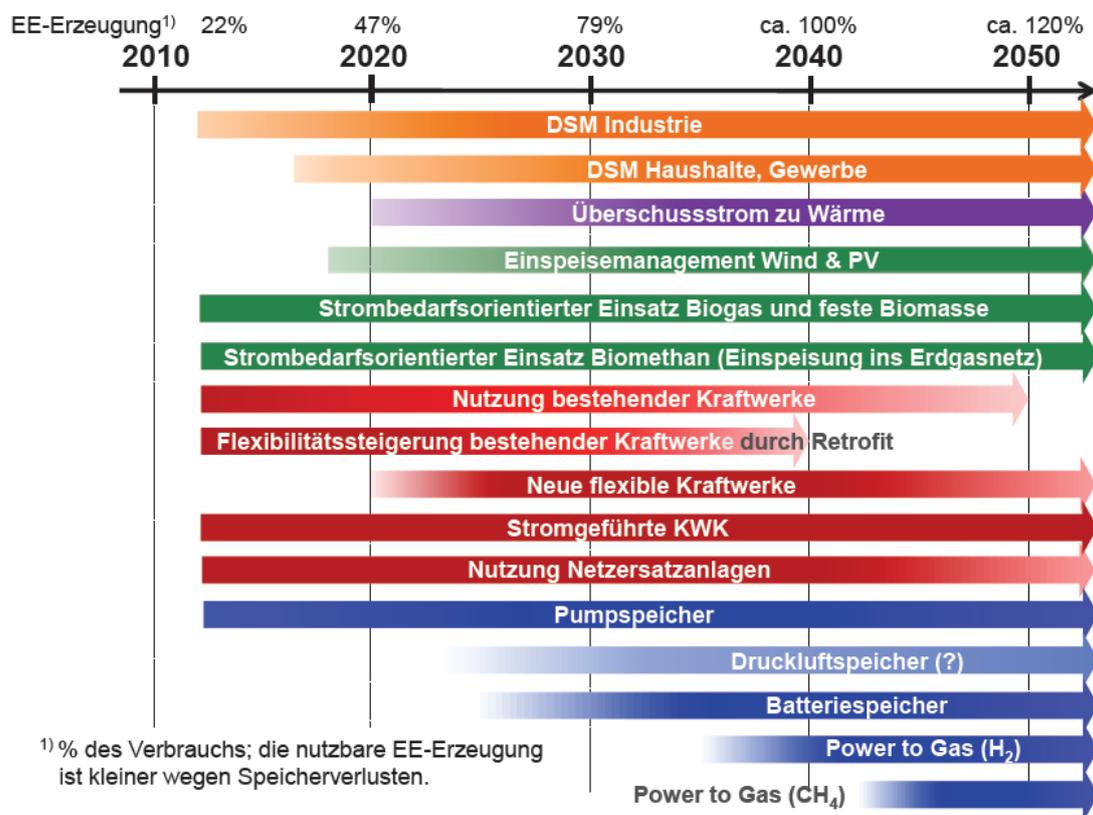


Abbildung 2-4: Einsatz der Flexibilitätsoptionen auf der Zeitschiene nach den Kriterien Bedarf und Kosteneffizienz (ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen). Quelle: (Krzikalla et al. 2013)

Der EE-Ausbau, der sich in Deutschland überwiegend auf die wetterabhängigen Erzeuger Windenergie und PV stützen wird, erfordert den Einsatz von Flexibilitätsoptionen. Es wurde dargestellt, dass es eine Reihe von möglichen Flexibilitätsoptionen gibt. Im Fokus dieser Arbeit steht die Power-to-Heat-Anwendung in der Fernwärmeversorgung. Daher soll im Folgenden näher auf die Rolle der KWK und die Flexibilisierung der Fernwärmeversorgung mit Wärmespeichern eingegangen werden, bevor im dann folgenden Abschnitt auf die Power-to-Heat-Technologie näher eingegangen wird.

2.2 Fernwärmeversorgung in Deutschland

In dieser Arbeit wird der Einsatz der Power-to-Heat-Technologie in der Fernwärmeversorgung betrachtet. Daher soll in diesem Abschnitt eine Übersicht zur Fernwärmeversorgung Deutschlands bereitgestellt werden und eine Einordnung in den Wärmesektor erfolgen. Weiterhin wird auf wesentliche Technologien für die Fernwärmeversorgung (KWK-Anlagen, Heizwerke und Wärmespeicher), die für diese Arbeit von zentraler Bedeutung sind, näher eingegangen.

2.2.1 Einordnung der Fernwärme in den Wärmesektor

Im Jahr 2015 betrug der Endenergieverbrauch in Deutschland 8.877 PJ (AGEB 2016a). Davon entfiel rund die Hälfte auf den Wärmesektor, 30 % auf den Verkehrssektor und 21 % auf den Stromsektor. Den größten Anteil am Endenergieverbrauch im Wärmebereich hat die Raumwärme mit 27 %, gefolgt von der Prozesswärme mit 22 % (vgl. Abbildung 2-5). Warmwasser hat mit 5 % am Endenergieverbrauch einen vergleichsweise kleinen Anteil im Wärmesektor. (BMWi 2016a)

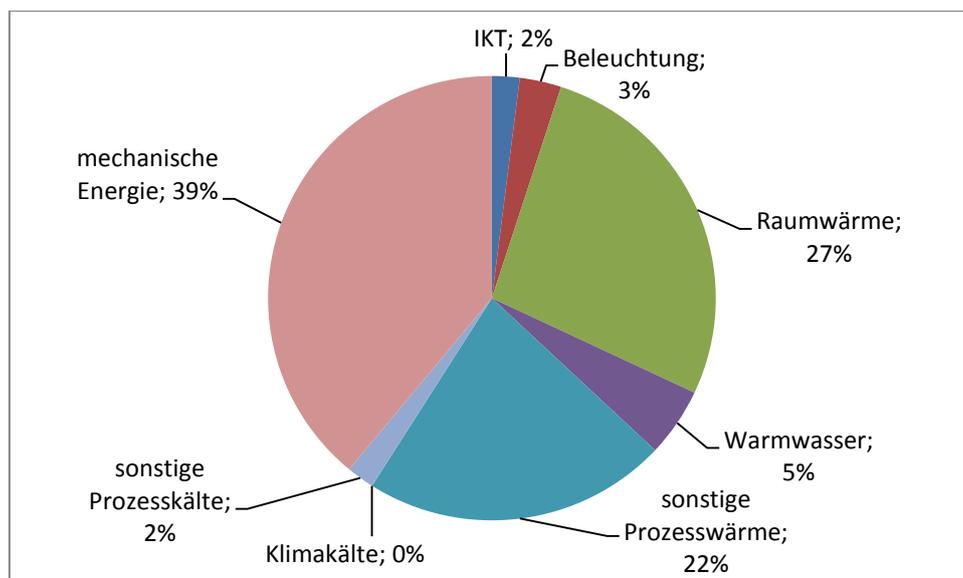


Abbildung 2-5: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen in Deutschland 2014. Quelle: Eigene Darstellung nach (BMWi 2016a)

Abbildung 2-6 zeigt die Beheizungsstruktur im deutschen Gebäudebestand. Fast die Hälfte der Wärmeerzeugung erfolgt dezentral mit Erdgas sowie zu einem Viertel mit Heizöl. Strom macht derzeit

nur einen sehr kleinen Anteil aus (3 % für Nachtspeicherheizungen und 2 % für Elektrowärmepumpen). Fernwärme erreichte im Jahr 2015 einen Anteil von 14 %. Dieser Anteil ist in den letzten Jahren kontinuierlich, wenn auch geringfügig, gewachsen. (Statista 2016)

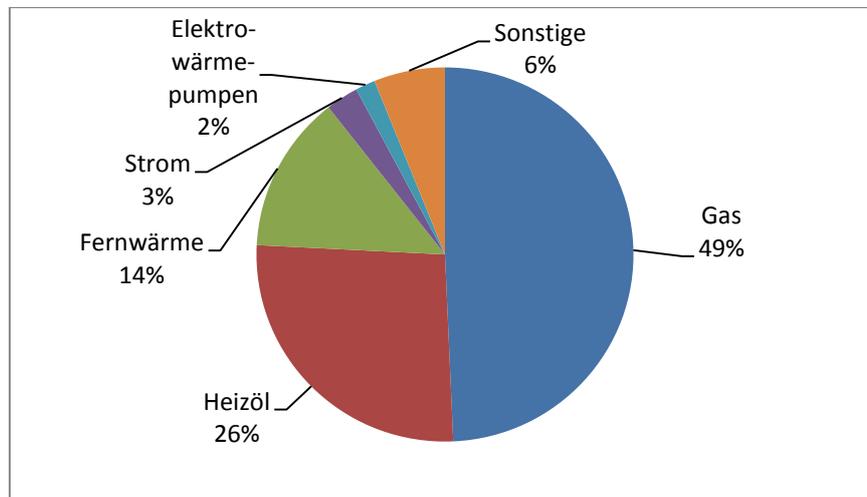


Abbildung 2-6: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland im Jahr 2015. Quelle: Eigene Darstellung nach (Statista 2016)

Wie Abbildung 2-7 zeigt, gibt es z. B. mit Dänemark, Polen oder Tschechien europäische Länder mit einer noch deutlich höheren Dichte an Fernwärmesystemen als in Deutschland.

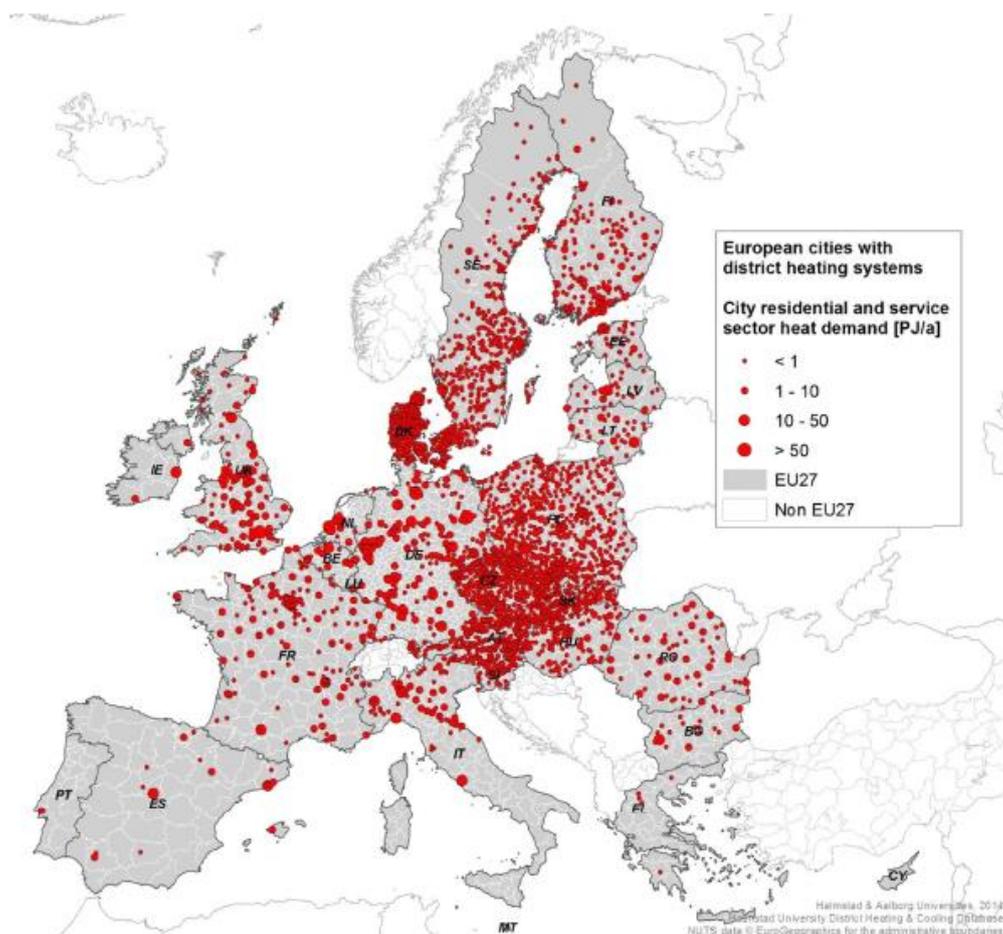


Abbildung 2-7: Übersicht über Städte mit Fernwärmeversorgung in Europa. Quelle: (Persson et al. 2014)

Mit Fernwärme wird die Wärmeversorgung von Gebäuden über ein Fernwärmenetz bezeichnet, das von zentralen Wärmeerzeugern (Heizkraftwerke, Heizwerke) gespeist wird (Konstantin 2013). In Deutschland sind heute fast 21.000 km an Fernwärmeleitungen verlegt. Im Jahr 2014 wurden 278 PJ an Wärme in die Fernwärmenetze eingespeist und 242 PJ an die Verbraucher abgegeben. Die Verluste liegen damit bei 13 %. (AGFW 2015)

Der Vorteil der Fernwärmeversorgung liegt jedoch in der Möglichkeit, viele Verbraucher zentral zu versorgen. Insbesondere kann durch die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung eine effizientere Energiebereitstellung gegenüber der ungekoppelten Erzeugung erreicht werden. Während bei einem konventionellen Kraftwerk der eingesetzte Brennstoff unter hohen Wärmeverlusten in Strom umgewandelt wird, kann die Abwärme bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bis zu einem gewissen Grad noch genutzt werden (Erdmann und Dittmar 2010).

Die größten deutschen Fernwärmenetze befinden sich in den Großstädten Berlin, Hamburg und München. Historisch bedingt gibt es aber in den östlichen Bundesländern eine höhere Durchdringung mit Fernwärme im Vergleich zu den westlichen Bundesländern. (AGFW 2015)

Vor diesem Hintergrund und der Tatsache, dass gerade die ostdeutschen Bundesländern bereits heute regional betrachtet einen deutlich höheren EE-Anteil im Vergleich zum Bundesdurchschnitt aufweisen (Götz et al. 2013a), richtet sich die vorliegende Analyse besonders auf den Einsatz von Elektrokesseln in größeren Fernwärmenetzen in Ostdeutschland.

Der Wärmebedarf der an ein Fernwärmenetz angeschlossenen Verbraucher wird typischerweise mit einer Kombination aus unterschiedlichen Technologien gedeckt. Den größten Beitrag liefern zumeist Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. In Spitzenlastzeiten werden typischerweise zusätzlich Heizwerke eingebunden. Wärmespeicher ermöglichen darüber hinaus eine zeitliche Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung in einer KWK-Anlage vom Wärmebedarf. Im Folgenden wird näher auf diese drei Technologien eingegangen. Auf die Power-to-Heat-Technologie, auf der der Schwerpunkt der Arbeit liegt, wird separat in Kapitel 2.3 eingegangen.

2.2.2 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Im Jahr 2014 lieferten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen etwa 83 % der Wärme, die über Fernwärmenetze verteilt wurde (AGFW 2015). Sie stellen damit die zentrale Erzeugungstechnologie dar.

In Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wird gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt. Hierbei werden verschiedene Technologien unterschieden. Für kleinere Anwendungen werden Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Verbrennungsmotor, Mikrogasturbinen oder Brennstoffzellen eingesetzt. Für große Fernwärmenetze eignen sich dagegen Dampfkraftwerke (DKW), Gasturbinen- (GT) und Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD-Kraftwerke).

Dampfkraftwerke können grundsätzlich mit unterschiedlichen Brennstoffen gefeuert werden. Aus Kostengründen wird hier typischerweise Kohle eingesetzt. Es gibt aber auch Biomasseheizkraftwerke oder Müllverbrennungsanlagen. Dampfkraftwerke können als Gegendruck-Anlage oder als Entnahmekondensations-Anlage ausgeführt sein. Während bei einer Gegendruckanlage ein festes Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeerzeugung den Betrieb bestimmt, lassen sich bei Entnahmekondensationsanlagen die Strom- und Wärmeerzeugung in bestimmten Grenzen voneinander entkoppeln, was einen flexibleren Betrieb ermöglicht. Gasturbinenheizkraftwerke werden häufig in der Industrie aber auch in der Fernwärmeerzeugung (meist für die Spitzenlast) eingesetzt. In einem Gas- und Dampfturbinenkraftwerk wird das heiße Abgas aus der Gasturbine eingesetzt, um über einen nachgeschalteten Abhitzeessel diese Energie noch zu nutzen. Die nachgeschaltete Dampfturbine kann als Gegendruck- oder Entnahmekondensationsprozess ausgeführt sein, so dass sich auch hier Unterschiede in Bezug auf die Flexibilität ergeben. (Christidis et al. 2017; Konstantin 2013)

Wie Abbildung 2-8 zeigt, wird der größte Anteil der Netto-Wärmeerzeugung in Dampfkraftwerken mit Entnahmekondensationsprozess (DTEK) bereitgestellt (36 %). Mit 18 % ist der Anteil der Dampfkraftwerke mit Gegendruckprozess (DTGD) nur rund halb so groß wie der Anteil der Dampfkraftwerke mit Entnahmekondensationsprozess und immer noch etwas höher als der Anteil der GuD-Anlagen mit Gegendruckprozess (GuDGD) mit 15 %. Gasturbinen (3 %) und GuDs mit Entnahmekondensationsprozess (6 %) haben geringere Anteile an der Fernwärmeversorgung. Der Anteil von BHKWs ist noch etwas geringer als der der GuDs mit Entnahmekondensationsprozess. (AGFW 2015)

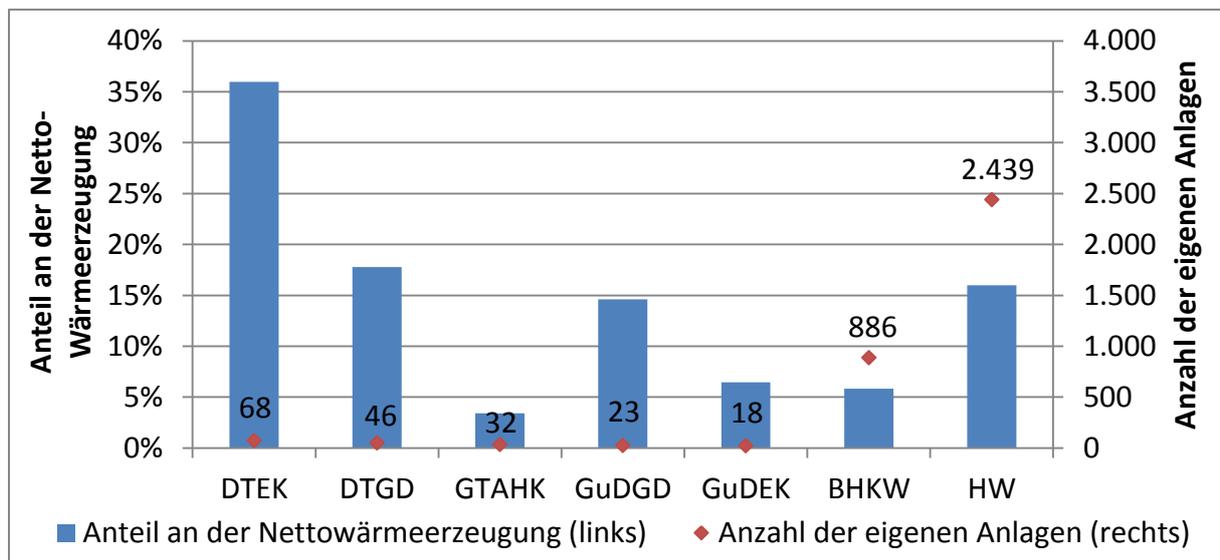


Abbildung 2-8: Anzahl der Unternehmens-eigenen Anlagen der Fernwärmeversorger und Anteile an der Netto-Wärmeerzeugung. Quelle: Eigene Darstellung nach (AGFW 2015)

Im Jahr 2014 wurde jeweils zu rund einem Drittel Erdgas bzw. Steinkohle für KWK-Anlagen eingesetzt (vgl. Abbildung 2-9). Das restliche Drittel setzt sich aus Braunkohle, Müll und Biomasse zusammen. (AGFW 2015)

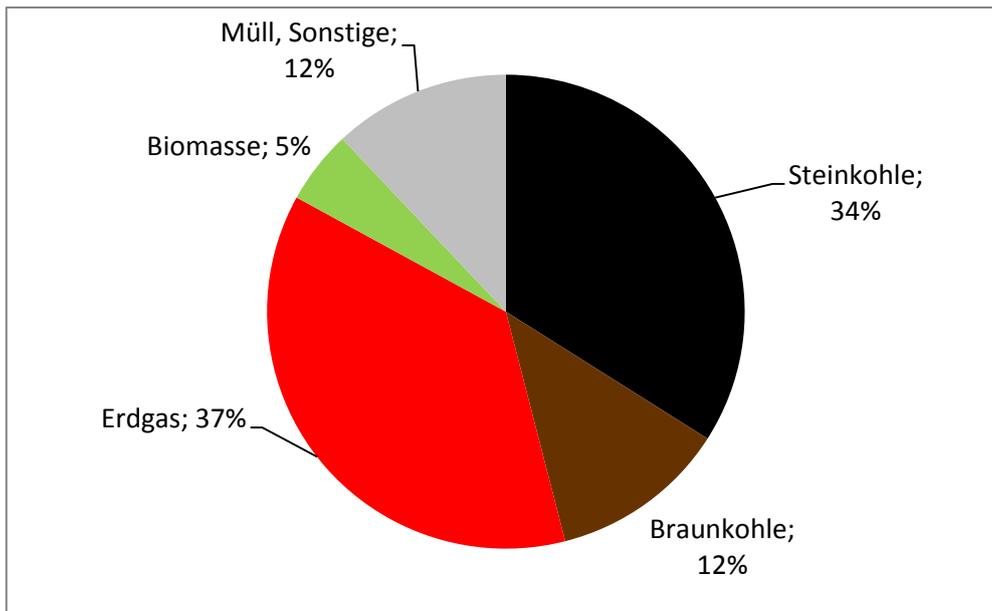


Abbildung 2-9: Anteile des Brennstoffeinsatzes für die Strom- und Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken einschließlich Fremdbezug. Quelle: Eigene Darstellung nach (AGFW 2015)

2.2.3 Heizwerke

Heizwerke werden in Ergänzung zu KWK-Anlagen für Spitzenlasten im Fernwärmenetz eingesetzt und stellten 2014 rund 16 % der Netto-Wärmeerzeugung bereit (vgl. Abbildung 2-8). Wie Abbildung 2-10 zeigt, wurde 2014 in Heizwerken zum überwiegenden Teil (69 %) Erdgas eingesetzt. Mit 18 % folgt Müll, während Steinkohle (5 %), Öl (4 %), Biomasse (3 %) und Braunkohle (1 %) nur einen sehr geringen Anteil haben.

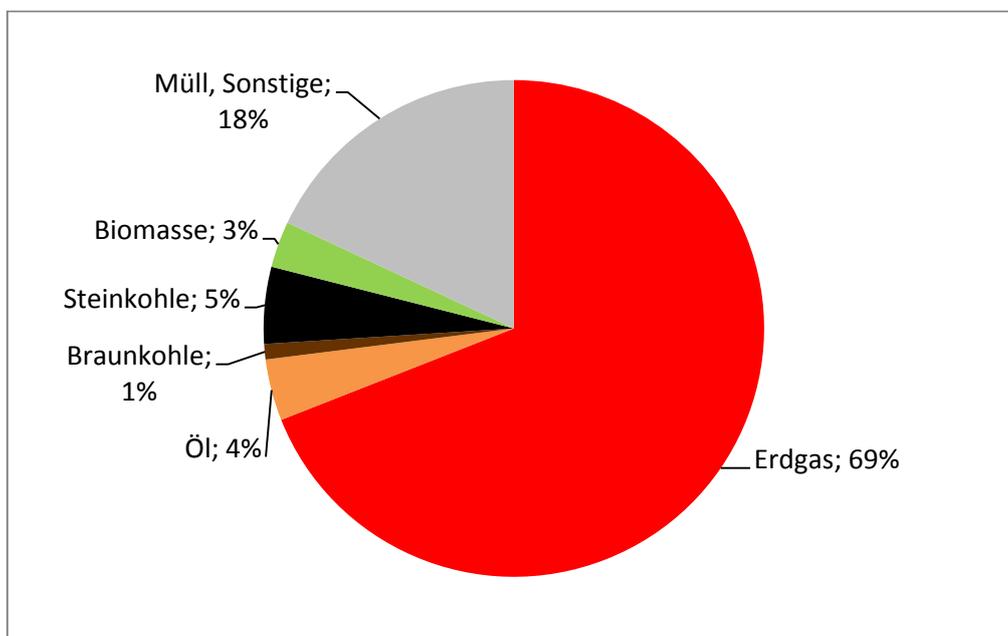


Abbildung 2-10: Anteile der Brennstoffwärme für die in Heizwerken erzeugte Wärme einschließlich Fremdbezug. Quelle: Eigene Darstellung nach (AGFW 2015)

2.2.4 Wärmespeicher

Wärmespeicher dienen der zeitlichen Entkopplung des Betriebs der KWK-Anlage vom Wärmebedarf und ermöglichen dadurch eine stromgeführte Fahrweise von KWK-Anlagen. Ein Wärmespeicher kann die Volllaststunden der KWK-Anlage erhöhen und damit deren Erzeugungskosten senken, da die fixen Betriebskosten auf mehr Betriebsstunden umgelegt werden können. (Agora Energiewende 2014a)

Wärmespeicher lassen sich nach verschiedenen Kriterien differenzieren. Abhängig vom gewählten Arbeitsprinzip werden sensible, latente und thermochemische Speicher unterschieden. Thermochemische Wärmespeicher nutzen reversible chemische Reaktionen von Stoffen und haben eine hohe Energiedichte. Latente Wärmespeicher nutzen den Wechsel des Aggregatzustandes des Speichermediums, während sensible Wärmespeicher auf dem Prinzip der Temperaturänderung des Speichermediums beruhen. Sensible Wärmespeicher haben zwar eine vergleichsweise geringere Energiedichte, weisen jedoch den höchsten Entwicklungsstand auf und sind am kostengünstigsten. (Sternner und Stadler 2014)

Im Kontext der Fernwärmeversorgung werden heute typischerweise sensible Wärmespeicher mit Wasser als Speichermedium verwendet. Diese werden nach drucklosen und Druckspeichern unterschieden. Bei einem drucklosen Speicher liegt die Wassertemperatur maximal knapp unter 100 °C. Druckspeicher werden dagegen eingesetzt, um Heißwasser bei Temperaturen über 100 °C zu speichern. Hierfür ist eine Druckaufladung des Speichers nötig, um das Sieden des Wassers im Speicherkopf zu vermeiden. Der Vorteil von drucklosen Speichern liegt insbesondere an der starken Kostendegression der volumenspezifischen Investitionskosten, da sie aus einem einzigen Behälter bestehen, der mit zunehmender Größe ein immer besseres Verhältnis zwischen der Oberfläche und dem Volumen erreicht. Druckspeicher werden dagegen modular aus einzelnen, kleineren, straßentransportfähigen Behältern zusammengesetzt. (Agora Energiewende 2014a; Christidis et al. 2017)

Investitionen in Wärmespeicher erfolgen heute aus folgenden Gründen (Agora Energiewende 2014a):

- Überbrückung von längeren Zeiten mit geringen Strompreisen (Wochenenden, insbesondere im Sommer)
- Überbrückung des durch die Photovoltaikeinspeisung verursachten Mittagstals (Vermeidung von zweifachen Anfahrkosten)
- Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt
- Vermeidung des Einsatzes von teuren Spitzenkesseln
- Einbindung von industrieller Abwärme sowie zukünftig von auf EE basierenden Wärmeerzeugern (z. B. Solarthermie)

Wärmespeicher sind zwar technisch nicht zwangsweise für die Einbindung der Power-to-Heat-Technologie notwendig, aber sie erweitern den Flexibilitätsspielraum zusätzlich und werden in dieser Arbeit deshalb mit betrachtet.

Im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes werden Wärmespeicher gefördert. Insbesondere durch die Förderung entstanden in den letzten Jahren Wärmespeicher in zahlreichen Fernwärmenetzen (vgl. Tabelle 2-1). (Agora Energiewende 2014a; Christidis et al. 2017)

Tabelle 2-1: Bestehende Wärmespeicher in der Fernwärmeversorgung in Deutschland. Quelle: (Christidis et al. 2017)

Standort	Volumen [m ³]	Kapazität [MWh]	Typ	Inbetrieb- nahme	Quellen
Halle	50.000		atm.		[139, 215]
Potsdam	45.800	1.200	atm.	2015	[127, 186]
Mannheim	43.000	1.500	atm.	2013	[132, 144]
Kiel	42.000		2-Zonen	2016	[116, 182, 181]
München	40.000		atm.	2016	[185, 199]
Düsseldorf	35.000	1.480	atm.	2016	[61, 14]
Nürnberg	33.000	1.500	2-Zonen	2013	[150, 211]
Flensburg	28.000	1.100	atm.	1982	[177, 103, 176]
Köln	25.000	750	atm.	1995	[159, 166]
Saarlouis	22.800	1.000	atm.		[158, 80]
Dessau	22.000	600	atm.	2016	[15, 138]
Schwerin	15.700		atm.	2009	[135, 187]
Jena	13.000		atm.	2011	[113, 30]
Berlin-Neukölln	10.000		atm.	2015	[203]
Offenbach	8.000	350		1988	[71, 130, 62]
Augsburg	8.000	320	atm.	2004	[121]
Chemnitz	8.000		Druck	80er	[151]
Münster	8.000	545	Druck	2007	[21, 137]
Erfurt	7.500	250		2014	[169, 195]
Halle	6.800	280	atm.	2006	[79, 179]
Dresden	6.600	460	Druck		[194, 59]
Saarbrücken	5.700			2011	[31, 124]
Braunschweig	5.600		Druck	2011	[39, 40]
Bochum	5.000			2014	[32, 160]
Stendal	5.000				[5]
Bautzen	3.800		atm.	2017	[175]
Freiberg	3.200	140	atm.	2013	[178]
Leipzig	3.000	225	Druck	2014	[198]
Mainz	3.000		Druck	2015	[184]

2.3 Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeversorgung

Nachdem ein Überblick über die Fernwärmeversorgung in Deutschland gegeben wurde, soll in diesem Abschnitt der Fokus auf der Vorstellung der Power-to-Heat-Technologie liegen. Hierfür werden zunächst unterschiedliche Technologien vorgestellt. Danach werden mögliche Anwendungsfelder für Power-to-Heat-Anlagen erläutert. Abschließend wird auf die Kostenstruktur der Technologie eingegangen.

2.3.1 Mögliche Technologieausprägungen von Power-to-Heat

Sterner und Stadler (2014) definieren Power-to-Heat⁴ als ein „Hybridsystem, das aus Strom direkt oder indirekt Wärme erzeugt und zusätzlich über mindestens einen Wärmeerzeuger auf Basis eines chemischen Energieträgers (Gas, Holz etc.) verfügt“ (vgl. auch (Agora Energiewende 2014a)). Im Kontext dieser Definition werden damit monovalente Systeme wie klassische Nachtspeicherheizungen ausgeschlossen. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass bei einer Nachtspeicherheizung zwangsweise immer Strom zum Heizen benötigt wird, auch dann, wenn ggf. nicht ausreichend Strom aus EE zur Verfügung steht. Dagegen können bei hybriden Heizsystemen je nach Verfügbarkeit Strom aus EE oder auch chemische Energieträger eingesetzt werden.

Es wird grundsätzlich zwischen einer direkten Stromnutzung durch elektrische Widerstandsheizungen (Heizstäbe) und Elektroheizkessel und der indirekten Nutzung durch (Groß-)Wärmepumpen unterschieden (Sterner und Stadler 2014). Wärmepumpen verfügen über eine sehr hohe Effizienz bei gleichzeitig aber auch vergleichsweise hohen Investitionskosten. Für sie ist daher der Betrieb in wenigen Stunden des Jahres nicht wirtschaftlich. Aus diesem Grund werden im Folgenden Wärmepumpen nicht weiter betrachtet, da der Fokus in dieser Arbeit auf dem Einsatz der Power-to-Heat-Technologie für kurzzeitige Stromüberschüsse liegt. (ETG Task Force Wärmemarkt 2015)

Für die Umwandlung von Strom zu Wärme stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Im dezentralen Bereich auf Niedertemperaturebene finden Heizstäbe und Heizpatronen Anwendung (Agora Energiewende 2014a; ETG Task Force Wärmemarkt 2015). Da der Fokus dieser Arbeit aber auf dem großskaligen Einsatz der Power-to-Heat-Technologie liegt, sind hier insbesondere Elektrodenheizkessel relevant. Bevor diese vorgestellt werden, sollen kurz Elektroströmungserhitzer erklärt werden, die im kleinskaligen Maßstab in den letzten Jahren gebaut wurden.

Abbildung 2-11 zeigt den Aufbau eines Elektroströmungserhitzers, wie er beispielsweise bei den Stadtwerken Delitzsch oder München eingebaut wurde. Diese bestehen aus einem Druckbehälter, in den Wasser über einen Eintrittsstutzen hineinfließt und über einen Austrittsstutzen herausfließt (Strömungsrohr). In dem Strömungsrohr befinden sich die Heizelemente, die sich bei Stromfluss durch den hohen elektrischen Widerstand des Chrom-Nickel-Werkstoffes (CrNi) aufheizen. Der thermische Wirkungsgrad eines Elektroströmungserhitzers liegt bei 99 %. (ETG Task Force Wärmemarkt 2015)

Elektroströmungserhitzer sind sehr schnell und gut regelbar und können dadurch sehr dynamisch betrieben werden (Pieper et al. 2015).

⁴ Lund et al. (2015) nutzen anstelle des Begriffes „Power-to-Heat“ den Begriff „electricity-to-thermal“ (E2T) für die gleiche Idee.

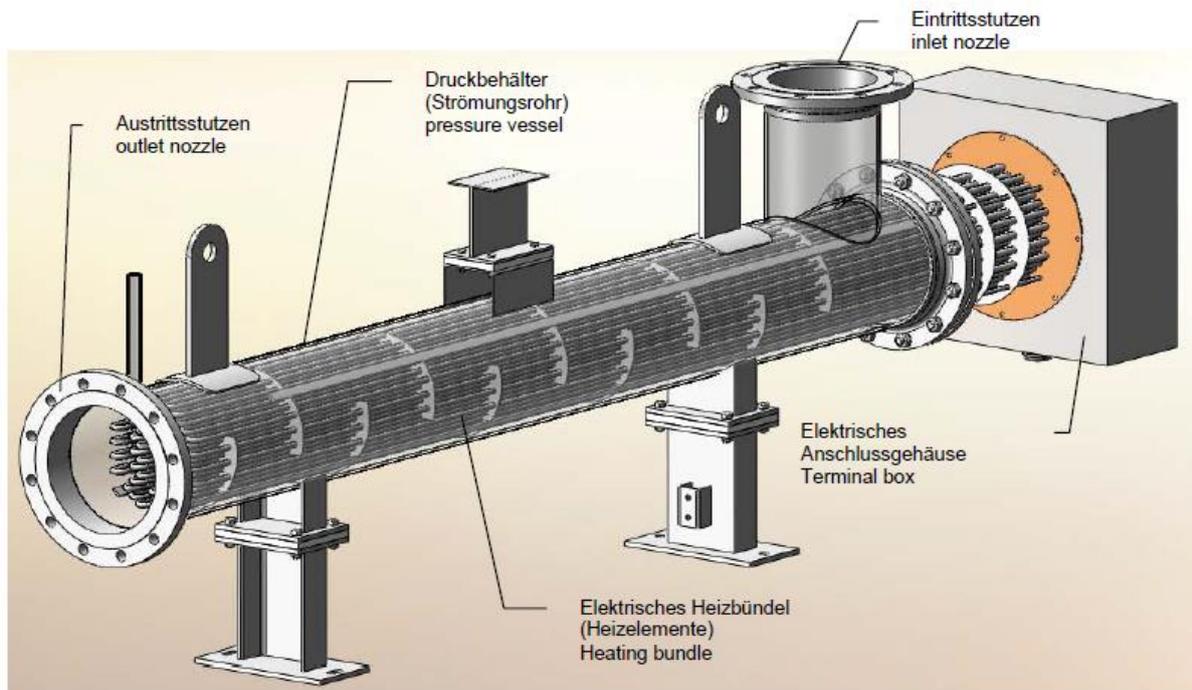


Abbildung 2-11: Elektroströmungserhitzer der Firma OhmEx. Quelle: (OhmEx)

Elektrodenheizkessel können für die Erzeugung von Heißwasser oder Satttdampf eingesetzt werden. Sie bestehen aus einem inneren Kessel, der an Isolatoren an der Decke eines äußeren Kesselkörpers hängt (vgl. Abbildung 2-12). An der Kesseldecke hängen (abhängig von der Leistungsklasse) mindestens drei Elektroden, die in den inneren Kessel hineinreichen. Durch den Stromfluss zwischen den Elektroden erhitzt sich das Wasser im inneren Kessel. Die Leistung des Kessels lässt sich dabei über die Höhe des Wasserstandes im inneren Kessel regulieren. Da eine gute Leitfähigkeit des Wassers die Voraussetzung für den Stromfluss ist, werden Elektrolyte eingesetzt. Über ein Niveaurohr fließt das erzeugte Heißwasser aus dem inneren Kessel in den unteren Bereich des äußeren Kessels. Von dort kann es in den Vorlauf eines Wärmeverbraucher (Wärmenetz, Wärmetauscher oder Wärmespeicher) geleitet werden. Das Wasser aus dem Rücklauf wird mithilfe einer Umwälzpumpe zurück in den inneren Kessel geleitet, wo es wieder erhitzt werden kann. (ETG Task Force Wärmemarkt 2015)

Elektrodenheizkessel decken den Leistungsbereich von etwa 5 MW bis ca. 50 MW ab. Für höhere Leistungen werden mehrere Anlagen modular zusammengeschlossen⁵. Der Betrieb eines Elektrodenheizkessels erfolgt über einen Stromanschluss auf Mittelspannung mit 5 bis 20 kV. Der Vorteil der Technologie liegt in einem Wirkungsgrad von 99 % und der schnellen und präzisen Regelbarkeit. So sind ein Kaltstart innerhalb von 15 Minuten und ein Warmstart innerhalb von 30 Sekunden auf volle Leistung möglich. Zum Warmhalten des Kessels ist lediglich eine Mindestlast kleiner 1 % der Nennleistung notwendig. (ETG Task Force Wärmemarkt 2015)

⁵ Theoretisch sind auch höhere Leistungsklassen umsetzbar. Da die Fertigungskosten für höhere Leistungen und Drücke jedoch extrem ansteigen, ist ein modularer Zusammenschluss kleinerer Kessel wirtschaftlicher (ETG Task Force Wärmemarkt 2015).

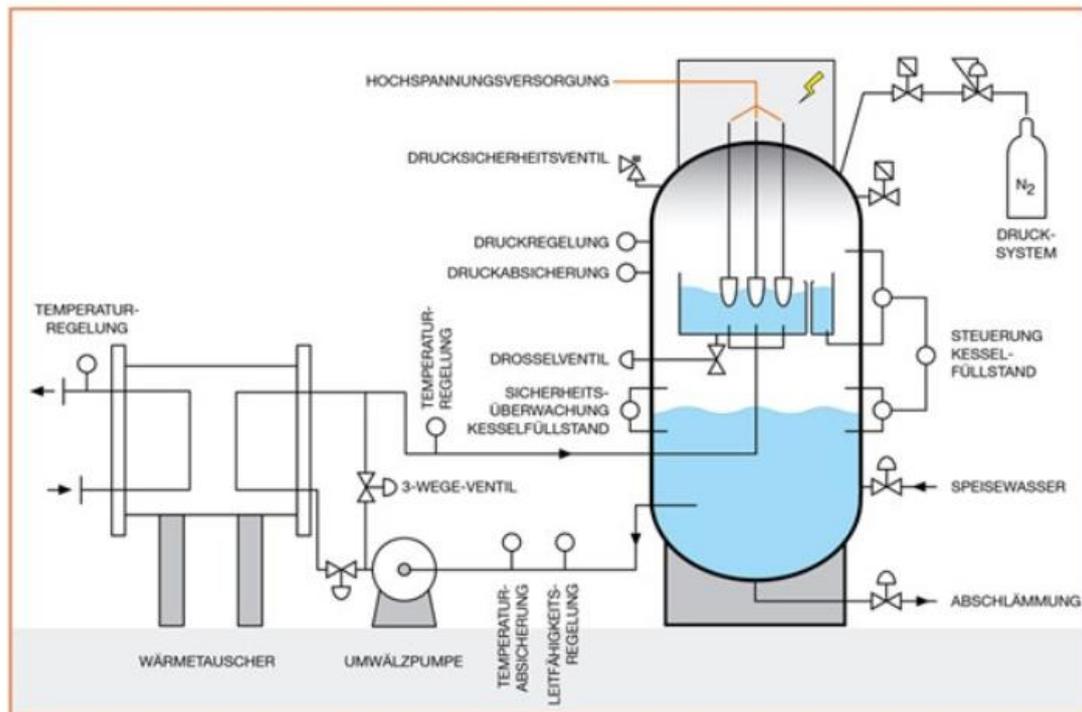


Abbildung 2-12: Schematische Darstellung eines Elektrodenheizkessels zur Heißwassererzeugung. Quelle: (Parat 2016)

2.3.2 Übersicht über aktuelle Projekte

In den letzten Jahren wurden in Deutschland zahlreiche Elektrokessel installiert. Abbildung 2-13 zeigt für eine Auswahl an Projekten deren Standorte. Die Anlagen verteilen sich auf ganz Deutschland.

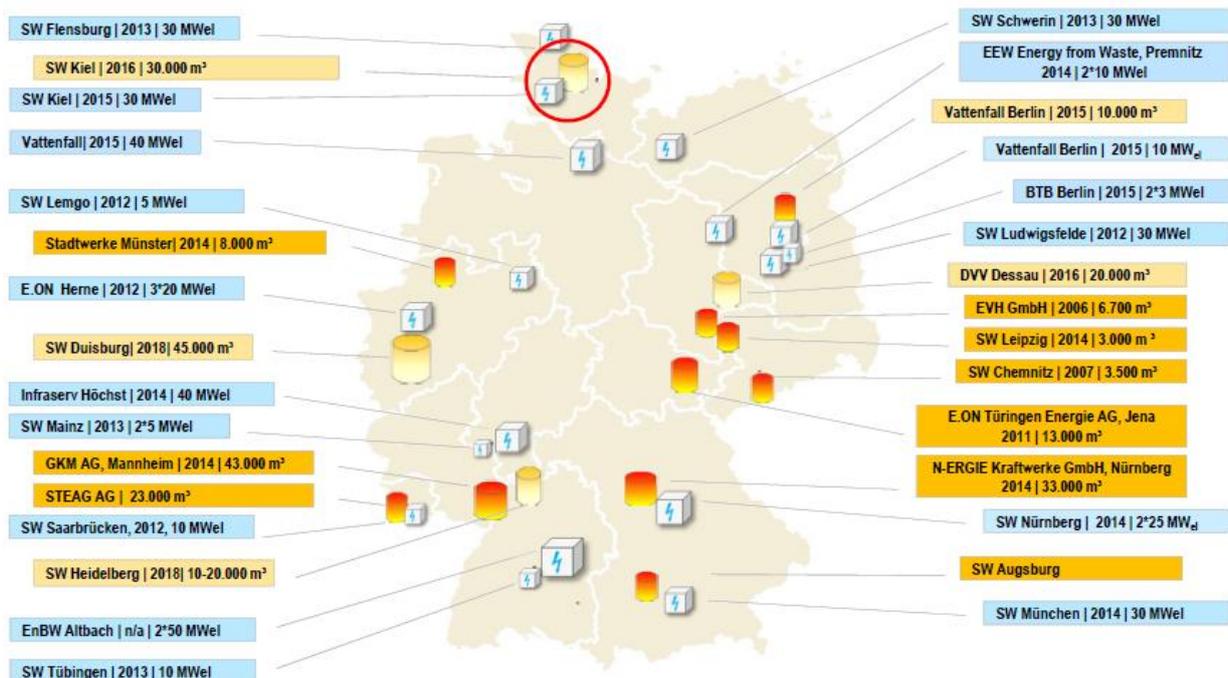


Abbildung 2-13: Überblick zu Power-to-Heat-Projekten und Wärmespeichern in Deutschland. Quelle: (Kraft 2016)

Tabelle 2-2: Überblick über Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland. Quelle: Eigene Zusammenstellung aus (Agora Energiewende 2014a; Christidis et al. 2017; ETG Task Force Wärmemarkt 2015; Huther 2016; Kraft 2014; Kühne 2016; Saatmann und Esterriedt 2016; Wiedemann 2015; Wiedemann und Sachse 2016; Wikipedia 2016)

Betreiber/ Anlage	Inbetriebnahme	Leistung in MW _{el} (Aufteilung)	Typ	Hersteller	Regelzone
EnBW, KW Altbach	ca. 1985	100 (2x50)	Elektrodenkessel	VAPEC	TransnetBW
EnBW Heilbronn	Anfang 90er	60	Elektrodenkessel		TransnetBW
SW Lemgo, HKW Lemgo	2012	5 (1x5)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	Tennet
SW Flensburg, HKW Flensburg	2012	30 (1x30)	Elektrodenkessel	BVA	Tennet
Saarbrücken (VVS), HKW Süd	2013	10 (1x10)	Elektrodenkessel	Klöpper-Therm	Amprion
KW Philippsburg	2013	5 (1x5)	Elektrodenkessel	Klöpper-Therm	TransnetBW
SW Mainz, HKW Mainz/Wiesbaden	2013	10 (2x5)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	Amprion
SW Schwerin, HKW Schwerin	2013	15 (3x5)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	50Hertz
EVO Offenbach, HKW Offenbach	2013	10 (2x5)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	Amprion
ENRO Ludwigsfelde	2014	15 (1x15)	Elektrodenkessel	BVA	50Hertz
SW Tübingen, FHW Waldhäuser	2014	5 (1x5)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	TransnetBW
E.On Shamrock, KW Shamrock	2014	60 (3x20)	Elektrodenkessel	BVA	Amprion
SW München, HKW Süd	2014	10 (4x2,5)	Widerstandskessel	OhmEx	Tennet
EEW Energy from Waste, Premnitz MVA	2014	20 (2x10)	Elektrodenkessel	Parat	50Hertz
Infraserv Hoechst, Frankfurt Hoechst	2014	40 (2x10)	Elektrodenkessel		Tennet
Energieservice Westfalen Weser, Bad Oeynhausen	2014	1,5 (1x1,5)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	Tennet
Stadtwerke Delitzsch, BHKW Delitzsch Nord	2014	1,2 (1x1,2)	Widerstandskessel	OhmEx	50Hertz
Stadtwerke Forst	2014	0,55 (1x0,55)	Widerstandskessel		50Hertz
Stadtwerke Detmold	2014	5			Tennet
Avacon Natur, MHKW Salzwedel	2015	6 (1x6)	Elektrodenkessel	BVA	50Hertz
N-Ergie Nürnberg	2015	50 (2x25)	Elektrodenkessel		Tennet
Mainova	2015	8 (2x4?)	Widerstandskessel		Tennet
TW Ludwigshafen	2015	10 (2x5)	Widerstandskessel		Amprion
FHW Neukölln	2015	10 (4x2,5)	Widerstandskessel		50Hertz
BTB Berlin	2015	5 (2x2,5)	Widerstandskessel	Schniewindt	50Hertz
SW Dessau, Gaskraftwerk	2015	5 (1x5)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	50Hertz
Bioenergie Taufkirchen	2015	6,1 (1x5,5+ 1x0,6)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	Tennet
SW Augsburg	2015	10 (4x2,5)	Widerstandskessel	OhmEx	Amprion
SW Kiel, Hasselfelde	2015	30 (1x30)	Elektrodenkessel	BVA	Tennet
SW Augsburg	2015	0,6 (1x0,6)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	Amprion
SW Münster, HKW Hafen	2015	22 (1x22)	Elektrodenkessel	BVA	Amprion
SW Jena	2016	4 (1x4)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	50Hertz
SW Norderstedt, Kielortring	2016	1,2 (1x1,2)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	Tennet
SW Norderstedt, Schwimmbad Arriba	2016	1,2 (1x1,2)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	Tennet
SW Lübeck, Energiebunker	2016	2,5 (1x2,5)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	Tennet
SW Lübeck, HKW CGS	2016	2 (1x2)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	Tennet
SW Bielefeld, HKW Mitte	2016	20 (2x10)	Elektrodenkessel	Parat	Tennet
EW Postdam	2016	20 (2x10)	Elektrodenkessel		50Hertz
Stadtwerke Neumünster	2016	20	Elektrodenkessel		Tennet
Südzucker Zeitz	2016	10 (1x10)			50Hertz
Stadtwerke Amberg	2016	1,5	Widerstandskessel		Tennet
K+S KALI Zielitz	2016	15			50Hertz
enercity Hannover	Planung	30 (offen)	offen		Tennet
Stadtwerke Aachen, Heizkraftwerk	Planung	5 (1x5)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	Amprion
MHKW Wuppertal	Planung	1,5 (1x1,5)	Widerstandskessel	Klöpper-Therm	Amprion
Stadtwerke Greifswald	Planung	5			50Hertz
Gemeinde Trommetsheim, Biogasanlage		0,4	Durchflusserhitzer		Tennet
E.ON Ebersberg		1,2	Widerstandskessel		Tennet
E.ON Unterhaching		1,2	Widerstandskessel		Tennet
E.ON Puchheim		3,6	Widerstandskessel		Tennet
Gemeinde Bad Staffelstein, Biogasanlage			Durchflusserhitzer		Tennet
Heatpool, Bad Lausick Freizeitbad					50Hertz

In obiger Tabelle 2-2 wird ein aktueller Überblick über alle Projekte gegeben, die recherchiert werden konnten. Die installierte Leistung beträgt insgesamt 669,75 MW_{el}. Mit 538 MW_{el} haben Elektrodenkessel zwischen 5 und 50 MW_{el} den größten Anteil. Widerstandskessel haben durch ihre geringere Größe nur einen kleineren Anteil und werden häufig mit bis zu vier einzelnen Modulen kombiniert eingesetzt, wobei die Einzelleistung zwischen 0,55 und 5,5 MW_{el} liegt. Abgesehen von Elektrodenkesseln der EnBW in Heilbronn und Altbach mit zusammen 160 MW_{el}, wurden alle anderen Projekte erst ab 2012 umgesetzt. Die Stadtwerke Lemgo waren 2012 der Pionier mit einem 5 MW Widerstandskessel. Im Jahr 2013 folgten bereits fünf weitere Projekte mit insgesamt 50 MW, während es 2014 bereits 158,25 MW waren. Mit 162,7 MW kam 2015 noch einmal etwas mehr Leistung dazu als 2014. Trotzdem sich in dieser Zeit bereits eine gewisse Marktsättigung bei der Hauptvermarktungsoption (negative Sekundärregelleistung) eingestellt hatte, wurden 2016 noch Projekte mit einer Leistung von annähernd 100 MW realisiert. Aktuell sind auch noch Projekte mit einer Leistung von 41,5 MW in der Planung. Vattenfall hat zudem bereits angekündigt, bis 2020 in Berlin 100 MW an Power-to-Heat-Anlagen am Standort Reuter realisieren zu wollen (Vattenfall 2015a).

2.3.3 Investitionskosten und variable Betriebskosten

Im Folgenden soll näher auf die Kostenseite der Power-to-Heat-Anlagen eingegangen werden. In Tabelle 2-3 werden Investitionskosten für einige Power-to-Heat-Projekte dargestellt.

Tabelle 2-3: Veröffentlichte Investitionskosten für Power-to-Heat-Projekte. Quelle: (Kraft 2014; Vattenfall 2015b; Wohlgemuth 2014)

Betreiber	Inbetriebnahme	Leistung in MW _{el}	Aufteilung in MW	Typ	Investitionskosten in EUR	Spezifische Investitionskosten in EUR/kW _{el}
SW Lemgo	2012	5	1x5	Widerstandskessel	900.000	180
SW Flensburg	2012	30	1x30	Elektrodenkessel	2.000.000	67
SW Schwerin	2013	15	3x5	Widerstandskessel	2.500.000	167
SW Tübingen	2014	5	1x5	Widerstandskessel	600.000	120
SW München	2014	10	4x2,5	Widerstandskessel	1.000.000	100
SW Delitzsch	2014	1,2	1x1,2	Widerstandskessel	250.000	208
FHW Neukölln	2015	10	4x2,5	Widerstandskessel	1.700.000	170

Für das Projekt der Stadtwerke Bielefeld (2 mal 10 MW Elektrodenkessel) werden insgesamt 2,7 Mio. Euro als Investitionskosten angegeben (Energieagentur NRW 2016). Diese beinhalten allerdings auch die Kosten für zwei neue 380.000 Liter Wärmespeicher. In Abbildung 2-14 sind die spezifischen Kosten in Abhängigkeit der installierten Leistung dargestellt. Es zeigt sich eine deutliche Kostendegression mit steigender installierter Leistung.

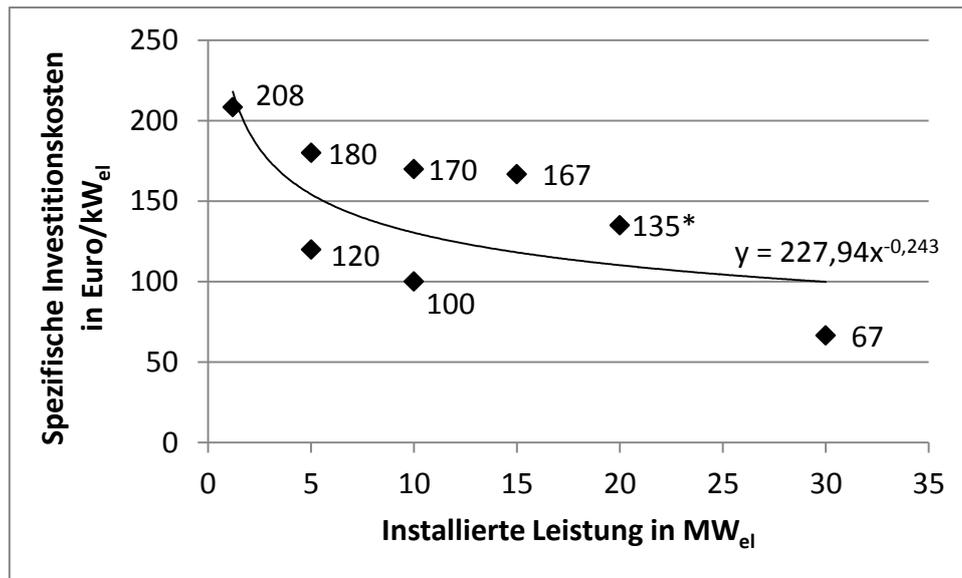


Abbildung 2-14: Spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit der installierten Leistung sowie exponentielle Fit-Funktion (*: SW Bielefeld inkl. Wärmespeicher). Quelle: Eigene Darstellung nach (Energieagentur NRW 2016; Kraft 2014; Vattenfall 2015b; Wohlgemuth 2014)

In der Literatur werden für die Investitionskosten Spannen zwischen 75 und 150 Euro/kW_{el} für Elektrokessel in der Fernwärmeversorgung bzw. 100 bis 200 Euro/kW_{el} für Hochtemperatur-Prozesswärme in der Industrie angegeben (Agora Energiewende 2014a; Energinet.dk 2012). Sofern der bestehende Netzanschluss für die Leistung des Elektrokessels nicht ausreicht und die Anschlussleistung erhöht werden muss, ist der Netzbetreiber berechtigt, einen Baukostenzuschuss zu verlangen. Dieser kann zwischen 25 und 150 Euro/kW_{el} betragen. Für die Fernwärmeversorgung ergibt sich somit eine Bandbreite von 100 bis 300 Euro/kW_{el}.

Neben den einmaligen Investitionskosten für Elektrokessel, Transformator und Einbindung in das Fernwärmenetz fallen jährlich fixe Betriebskosten etwa für die Netznutzung sowie Messung/Abrechnung an. Diese liegen für einen beispielhaften Fall bei 18,66 Euro/kW_{el} (Götz et al. 2013b).

Im heutigen regulatorischen Rahmen sind Power-to-Heat-Anlagen als Letztverbraucher klassifiziert (Agora Energiewende 2014a). Aus diesem Grund wird der Strombezug in der Regel mit allen Steuern, Abgaben und Umlagen belastet. Dies sind konkret:

- Netzentgelte,
- weitere netzentgeltbezogene Bestandteile:
 - Umlage nach § 26 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes/KWK-G 2016 (KWK-Umlage),
 - Umlage nach § 17f des Energiewirtschaftsgesetzes/EnWG (Offshore-Haftungsumlage),
 - Umlage nach § 19 der Stromnetzentgeltverordnung/StromNEV (StromNEV-Umlage),
 - Umlage nach § 18 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten/AbLaV (AbLaV-Umlage),

- Konzessionsabgabe,
- Umlage nach § 61 EEG 2014 (EEG-Umlage),
- Stromsteuer,
- Umsatzsteuer (aufgrund der Vorsteuerabzugsberechtigung von Energieversorgern hier nicht weiter diskutiert).

Im Folgenden soll näher auf die einzelnen Strompreisbestandteile eingegangen werden.

Netzentgelte werden zur Finanzierung der Stromnetzinfrastruktur sowie für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erhoben (§ 4 Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV). Die Höhe richtet sich nach verschiedenen Kriterien wie der Anschlussnetzebene, dem Jahresverbrauch bzw. der Spitzenlast aber auch dem Standort. So variieren die Netzentgelte regional deutlich. Insbesondere in den ostdeutschen Bundesländern sind sie durch die Modernisierungsmaßnahmen nach 1990 und eine geringere Auslastung deutlich höher als in den westlichen Bundesländern (vgl. Abbildung 2-15). (BNetzA 2016)

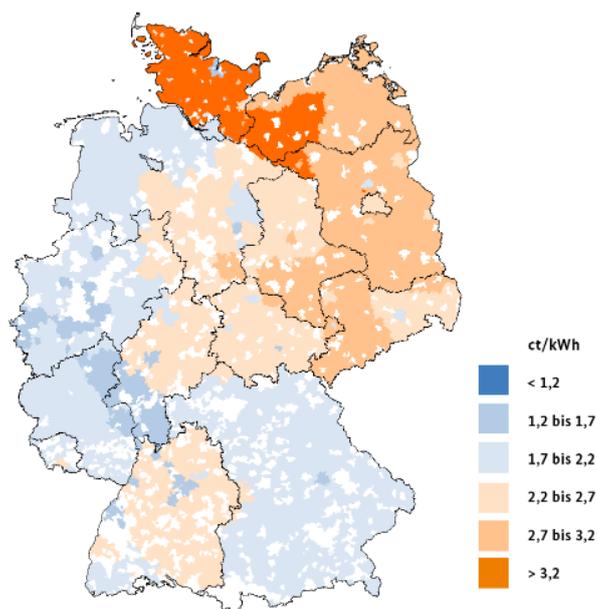


Abbildung 2-15: Strom-Netzentgelte von Netzbetreibern in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für industrielle Verbraucher mittlerer Größe mit einem Verbrauch zwischen 500 und 2.000 MWh. Quelle: (BNetzA 2016)

Wie Abbildung 2-16 zeigt, sind die Netzentgelte in den letzten Jahren nicht unerheblich angestiegen. Der Anstieg resultiert dabei aus steigenden Kosten für die Integration der EE (Netzausbau) und die Versorgungssicherheit (BNetzA 2016). Für Betreiber von Power-to-Heat-Anlagen kann über § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV bei einem netzdienlichen Nutzungsverhalten eine Reduktion des Netzentgeltes begründet werden. Diese greift, wenn „der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht“ (Agora Energiewende 2014a).

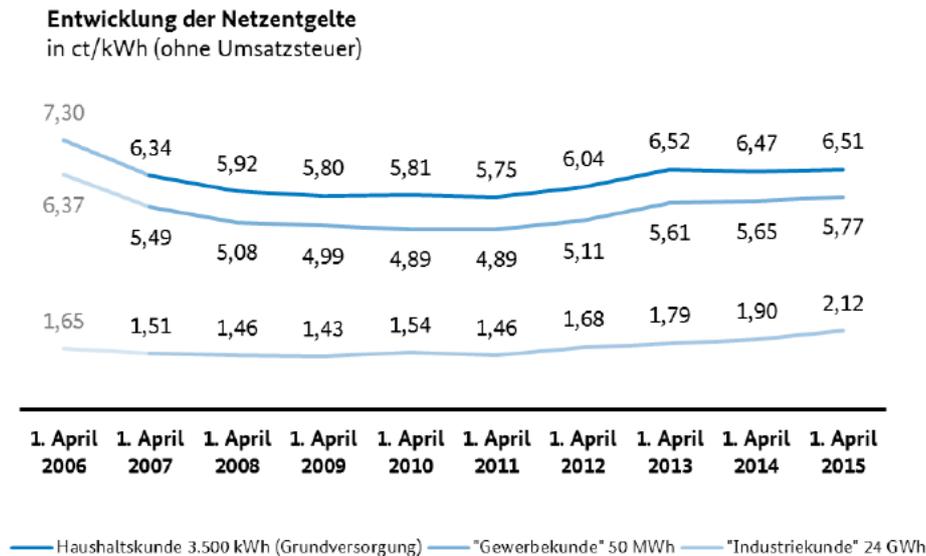


Abbildung 2-16: Entwicklung der Netzentgelte von 2006 bis 2015 für drei exemplarische Abnahmefälle . Quelle: (BNetzA und Bundeskartellamt 2015)

Die KWK-Umlage wird bundesweit für die Finanzierung des Ausbaus von KWK-Anlagen erhoben (§ 26 KWKG). Im Jahr 2016 betrug sie 0,406 Cent/kWh für Letztverbraucher bis 1.000 MWh Jahresverbrauch (Kategorie A'). Für Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch über 1.000 MWh betrug sie nur 0,03 Cent/kWh, wenn sie dem produzierenden Gewerbe angehören und deren Stromkosten 4 % des Umsatzes übersteigen (Kategorie C'), sonst 0,04 Cent/kWh (Kategorie B'). (50Hertz Transmission GmbH et al. 2016a)

Die sogenannte Offshore-Haftungsumlage wird nach § 17f EnWG von den Übertragungsnetzbetreibern für Kosten durch Entschädigungszahlungen an Offshore-Windkraftbetreiber bei Verzögerungen bei der Netzanbindung erhoben. Im Jahr 2016 betrug sie für die Letztverbraucherkategorie A' 0,04 Cent/kWh, für Kategorie B' 0,027 Cent/kWh und für die Kategorie C' 0,025 Cent/kWh. (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015d)

Sofern örtlichen Netzbetreibern Erlöse entgehen, weil Letztverbraucher in ihrem Versorgungsgebiet individuelle, niedrigere Netzentgelte erhalten, müssen die Übertragungsnetzbetreiber dies ausgleichen. Die sogenannte StromNEV-Umlage nach § 19 StromNEV betrug 2016 für Letztverbraucher der Kategorie A' 0,378 Cent/kWh, für die Kategorie B' 0,050 Cent/kWh sowie für die Kategorie C' 0,025 Cent/kWh. (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015e)

Kosten, die den Übertragungsnetzbetreibern aus der Inanspruchnahme von abschaltbaren Lasten entstehen, werden seit dem 1.1.2014 über einen bundesweiten Ausgleich auf alle Letztverbraucher umgelegt. Im Gegensatz zu obigen Umlagen werden bei dieser Umlage keine Belastungsgrenzen berücksichtigt, so dass alle Letztverbraucher den gleichen Satz von 0,006 Cent/kWh im Jahr 2016 zu zahlen hatten. (Netztransparenz.de 2014)

Für die Benutzung von öffentlichen Straßen und Wegen zur Verlegung von Stromleitungen müssen Netzbetreiber an die Gemeinden eine Konzessionsabgabe abführen (§ 1 Abs. 2 Konzessionsabgabenverordnung - KAV). Konzessionsabgaben sind regional sehr unterschiedlich und werden von jeder Gemeinde individuell festgelegt. Abhängig von der Einwohnerzahl gibt § 2 KAV jedoch Obergrenzen für die Konzessionsabgabe vor. Diese liegen für Kleinstädte (bis 25.000 Einwohner) bei 1,32 Cent/kWh und steigen mit der Einwohnerzahl bis auf maximal 2,39 Cent/kWh für Großstädte ab 500.000 Einwohner. Nach §2 Abs. 2 und 3 KAV müssen Sondervertragskunden, worunter Power-to-Heat-Anlagenbetreiber zu zählen wären, jedoch nur maximal 0,11 Cent/kWh zahlen. Im Fall, dass die Stromversorgung des Elektrokessels nicht über Leitungen der allgemeinen Versorgung erfolgt, sondern mit einer direkten Leitung aus einem Kraftwerk, fällt die Konzessionsabgabe nicht an (Agora Energiewende 2014a).

Die EEG-Umlage wird von Letztverbrauchern für die Kosten erhoben, die aus der Zahlung von Einspeisevergütungen bzw. der Marktprämie an EE-Anlagen von den Übertragungsnetzbetreibern resultieren. Abbildung 2-17 zeigt die Entwicklung der EEG-Umlage über die letzten 20 Jahre. Für das Jahr 2017 erreicht sie ein neues Allzeithoch mit 6,88 Cent/kWh (Netztransparenz.de 2016).

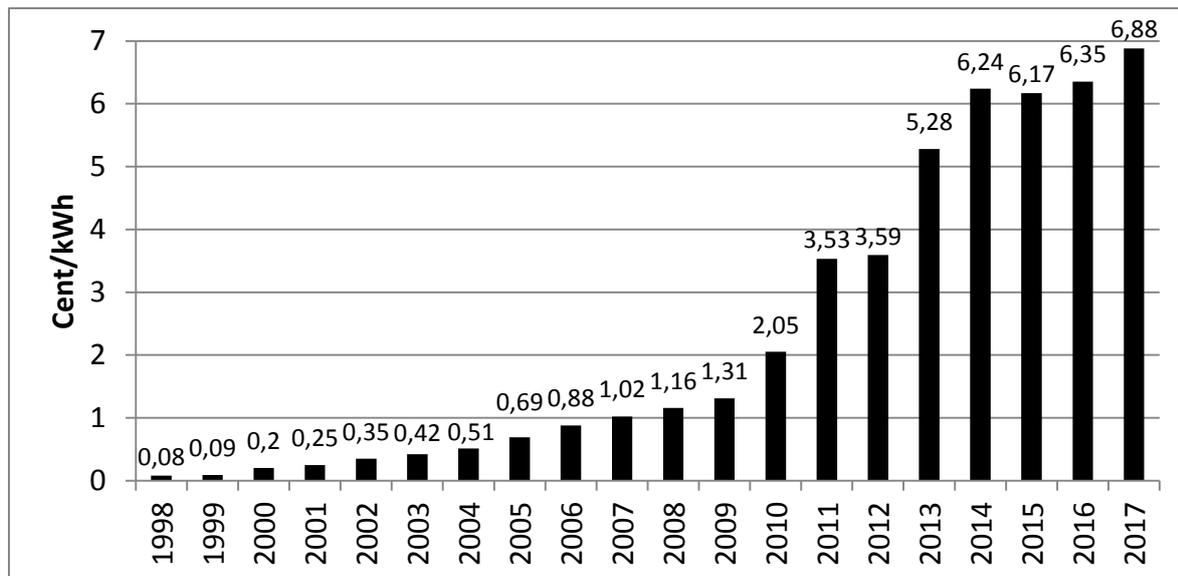


Abbildung 2-17: Entwicklung der EEG-Umlage. Quelle: (BDEW 2016; Netztransparenz.de 2016)

Seit dem im August 2014 in Kraft getretenen EEG 2014 fällt eine anteilige Zahlung der EEG-Umlage für Strom zur Eigenversorgung an, von der nur Bestandsanlagen befreit sind (§ 61 EEG 2014). Dieser Anteil ist auf 30 % für den Zeitraum vom 1.8.2014 bis 31.12.2015, 35 % für das Jahr 2016 und 40 % ab dem 1.1.2017 festgelegt. Dies trifft dann auch auf Strombezug von KWK-Anlagen zur Eigenversorgung zu (Christidis et al. 2017; Weinreich 2015).

Nach § 1 Stromsteuergesetz ist für den Verbrauch von elektrischen Strom grundsätzlich die Stromsteuer in Höhe von 20,50 Euro/MWh (§ 3) zu zahlen. Nach § 9b StromStG können nur Unternehmen

des produzierenden Gewerbes eine Reduktion des Steuersatzes beanspruchen, was für den Einsatz in der Fernwärmeversorgung jedoch nicht zutreffend wäre (Agora Energiewende 2014a).

Abhängig davon, ob eine Power-to-Heat-Anlage ihren Strom aus einem öffentlichen Netz bezieht und ob der Strom aus einer eigenen Stromerzeugungsanlage (z. B. KWK-Anlage) stammt, unterscheidet Agora Energiewende (2014a) drei mögliche Konstellationen (s. auch Abbildung 2-18):

- Fremdbezug von Strom: Sämtliche staatlich induzierten Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern sind zu zahlen.
- Bei Stromeigenerzeugung: Sofern allgemeine Stromnetze genutzt werden und die Erzeugung und Verbrauch im räumlichen Zusammenhang erfolgen, sind alle Strompreisbestandteile sowie seit 1.8.2014 die anteilige EEG-Umlage zu tragen.
- Bei Stromeigenerzeugung: Wenn keine Netze der allgemeinen Versorgung genutzt werden, fällt nur die Stromsteuer und seit 1.8.2014 die anteilige EEG-Umlage an.

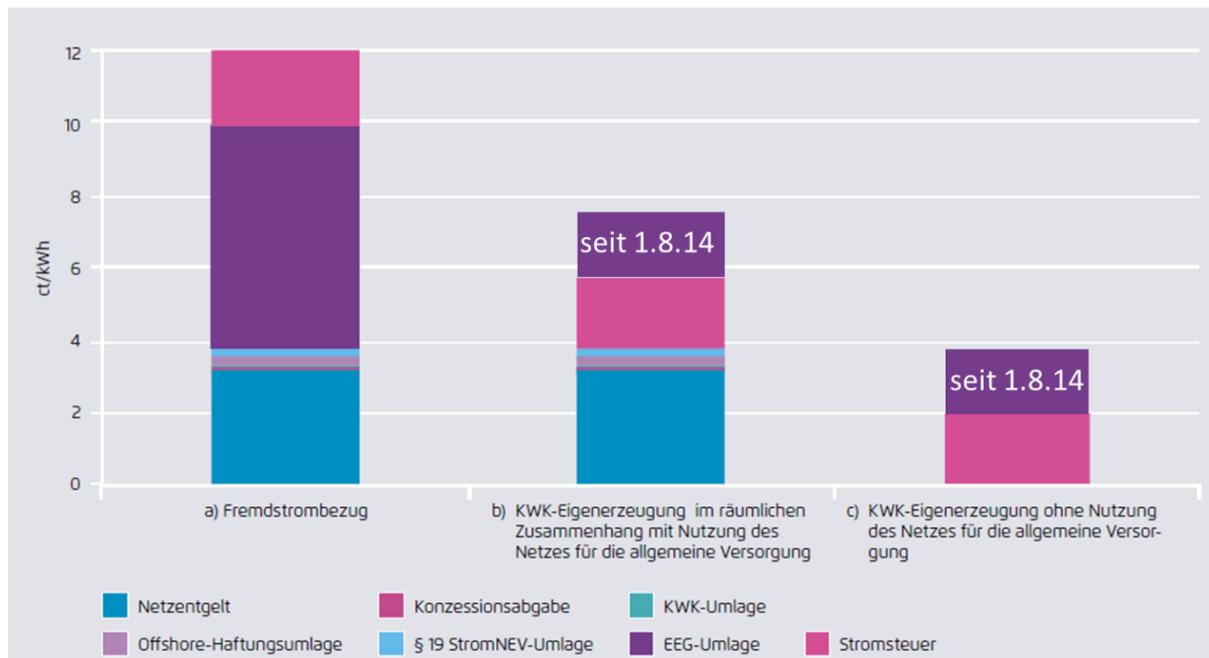


Abbildung 2-18: Anfallende Strompreisbestandteile möglicher Power-to-Heat-Strombezugskonzepte. Quelle: Darstellung aus Abbildung 3-1 aus (Agora Energiewende 2014a) angepasst um anteilige Zahlung der EEG-Umlage nach EEG 2014

Für das dargestellte Beispiel betragen die Stromnebenkosten im Fall des Fremdbezugs etwa 120 Euro/MWh. Seit 1.8.2014 ist die anteilige EEG-Umlage zusätzlich bei Eigenstromnutzung zu zahlen und diese wurde für die Abbildung mit 30 % der EEG-Umlage von 2014 (6,24 Cent/kWh), also 1,87 Cent/kWh angenommen. Bei Strom aus Eigenerzeugung lägen die Kosten demnach bei rund 75 Euro/MWh bei Nutzung des Stromnetzes der allgemeinen Versorgung bzw. 39 Euro/MWh ohne Nutzung des öffentlichen Netzes.

Im Fall der Bereitstellung von negativer Regelleistung ist von Fremdstrombezug auszugehen, so dass hier grundsätzlich alle Strompreisbestandteile zu zahlen sind (Agora Energiewende 2014a).

In der Praxis muss für jedes Power-to-Heat-Projekt im Einzelfall geprüft werden, welche Strompreisbestandteile in welcher Höhe zu zahlen sind, da hierbei viele Faktoren berücksichtigt werden müssen (Agora Energiewende 2014a).

Ein weiterer Punkt, der bei der Nutzung von Wärme aus Power-to-Heat-Anlagen beachtet werden muss, ist der Primärenergiefaktor der Fernwärme. Mithilfe des Primärenergiefaktors wird beschrieben, wie groß der Bedarf an Primärenergie ist, der sich aus vorgelagerten Prozessketten außerhalb der Systemgrenze bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung eines Energieträgers ergibt. Die Energieeinsparverordnung (EnEV) setzt Grenzen an die Primärenergiefaktoren für Neubauten (Wohngebäude und Nichtwohngebäude), die nicht überschritten werden dürfen. Gemäß Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1 zur energetischen Bewertung von Fernwärme werden für die Berechnung des Primärenergiefaktors in einem Wärmeversorgungssystem entweder der Primärenergiefaktor des Bezugsmixes, wenn keine KWK-Anlage in das System einspeist, oder ansonsten der Verdrängungsmixfaktor verwendet (AGFW 2014a). Durch den steigenden Anteil an EE im Stromsektor wurde der Primärenergiefaktor von Strom in den letzten Jahren von ursprünglich 3,0 auf mittlerweile 1,8 (seit 1.1.2016) gesenkt. Trotzdem ist er damit noch deutlich höher als der von Wärme aus KWK-Anlagen mit 0,7. Durch den Einsatz der Elektrokessel kann sich der Primärenergiefaktor somit verschlechtern. Dies wird insbesondere dann relevant, wenn die Wärme aus der Power-to-Heat-Anlage einen nennenswerten Anteil an der Wärmelastdeckung einnimmt. Sofern der Primärenergiefaktor zu hoch wird, lässt sich beispielsweise durch die Zusatzfeuerung mit biogenen Brennstoffen wieder eine Senkung erreichen, die jedoch auch mit höheren Kosten verbunden ist (Götz et al. 2013b).

2.4 Vermarktungsmöglichkeiten für Power-to-Heat-Anlagen

Nachdem auf die Kostensituation für Power-to-Heat-Anlagen eingegangen wurde, sollen nun mögliche Vermarktungsformen betrachtet werden, aus denen sich Erlöse ergeben können. Zunächst wird dazu ein Überblick über die möglichen Anwendungsfelder gegeben, bevor im Einzelnen detailliert auf die Möglichkeiten am Day-ahead-Spotmarkt, am Regelleistungsmarkt bzw. für Redispatch eingegangen wird.

2.4.1 Überblick über mögliche Anwendungsfelder

Da der Fokus dieser Arbeit auf der Nutzung von überschüssigem Strom für den Wärmesektor liegt, soll an dieser Stelle basierend auf AGFW (2014b) der Begriff *Überschussstrom* genauer definiert werden. Weil Stromüberschüsse in verschiedenen Rahmenbedingungen auftreten können, fasst Abbildung 2-19 die verschiedenen Möglichkeiten zusammen. Besteht regional ein Stromüberschuss durch

Engpässe im Verteil- oder Übertragungsnetz wird heute in der Regel mit Einspeisemanagement reagiert. Längerfristig können hier der Netzausbau oder auch zusätzliche Stromverbraucher bzw. Speicher Engpässe beseitigen. Bei deutschlandweiten Stromüberschüssen, wenn das Stromangebot die Stromnachfrage übersteigt, muss zwischen geplanten und ungeplanten Überschüssen unterschieden werden. Während bei absehbaren Stromüberschüssen⁶ meist negative Strompreise an den Spotmärkten resultieren, müssen im Fall von ungeplanten Überschüssen Netzbetreiber Gegenmaßnahmen ergreifen und Regelleistung abrufen. Wenn dann weiterhin Anpassungsbedarf besteht, können nach § 14 EEG auch fossile Kraftwerke zu einer Erzeugungsverringerung verpflichtet werden und es kann Einspeisemanagement (Abregelung von EE und KWK-Anlagen) erfolgen. (AGFW 2014b)

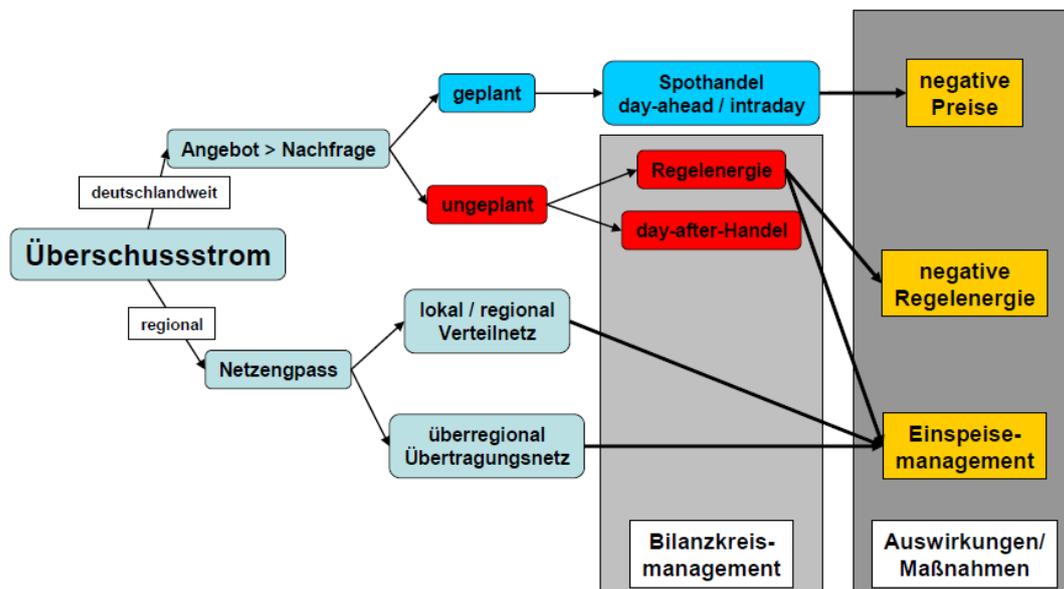


Abbildung 2-19: Entstehungsmöglichkeiten von Überschussstrom und deren Auswirkungen. Quelle: (AGFW 2014b)

Hinterberger und Hinrichsen (2015) beschreiben einen möglichen Entwicklungspfad für den Einsatz der Power-to-Heat-Technologie folgendermaßen (vgl. Abbildung 2-20): Bei noch vergleichsweise geringen Anteilen von fluktuierenden EE im Strommix können Power-to-Heat-Anlagen Regelleistung bereitstellen. Durch die gegenseitige Konkurrenz sinken hier die Wertschöpfungspotentiale jedoch auch schnell wieder ab. Bevor überregional Überschussstrom zur Verfügung steht, was für Power-to-Heat ein steigendes Wertschöpfungspotential darstellt, sehen sie in einer Übergangszeit die Nutzung von Überschussstrom aus lokalen bzw. regionalen Stromüberschüssen. Ähnliche Meilensteine werden auch in anderen Quellen beschrieben (vgl. (IWES et al. 2015)).

Im Folgenden soll zunächst auf die Nutzung von überregionalen Stromüberschüssen durch Kauf von Strom an der Strombörse zu geringen bzw. negativen Preisen eingegangen werden. Anschließend wird genauer auf den Regelleistungsmarkt eingegangen, bevor abschließend der Einsatz für Redispatch thematisiert wird.

⁶ Dies schließt die Stromnachfrage des Auslandes (Stromexport) ein.

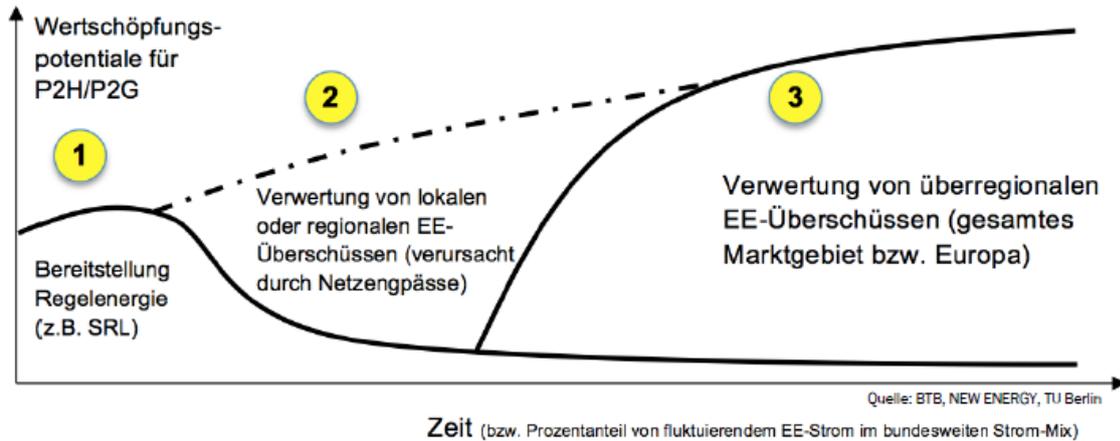


Abbildung 2-20: Möglicher Entwicklungspfad von Power-to-Heat in Deutschland. Quelle: (Hinterberger und Hinrichsen 2015)

2.4.2 Day-ahead Spotmarkt

Stromanbieter und -nachfrager haben an der Strombörse die Möglichkeit, über standardisierte Verträge Strom zu handeln. Hier ist es sowohl möglich, Strom für den nächsten Tag als auch für kommende Wochen, Monate und Jahre zu kaufen bzw. zu verkaufen. Für die vorliegende Arbeit ist nur der kurzfristige Stromhandel (sogenannter Spotmarkt) relevant. Dieser unterteilt sich noch einmal in den Day-ahead-Markt und den Intraday-Markt. Für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bietet die EPEX Spot einen börslichen Spothandel an. Am Day-ahead-Markt können bis 12 Uhr mittags Gebote für den folgenden Tag (zwischen 0 und 24 Uhr) gemacht werden. Im Intraday-Markt kann dagegen untertäglich noch bis maximal 30 Minuten vor Lieferung Strom ge- oder verkauft werden (EPEX SPOT SE 2015). Ein Gebot besteht dabei immer aus einem Preis und einer Menge. Zulässige Preise für den Day-ahead-Markt liegen heute zwischen -500 und +3000 Euro/MWh⁷. Im Intraday-Markt können sogar Gebote zwischen -9.999 und +9.999 Euro/MWh abgegeben werden. Die zeitliche Unterteilung erfolgt dabei in Stundenkontrakten (60 Minuten Länge) im Day-ahead-Handel. Am Intraday-Markt kann Strom mit einer noch höheren zeitlichen Auflösung von 15 Minuten gehandelt werden. Es wird zwischen einem kontinuierlichen Handel und einer Auktion unterschieden. Im Day-ahead-Markt wird ein Auktionsverfahren durchgeführt. Wenn bis 12 Uhr alle Gebote eingegangen sind, wird mittels eines Algorithmus⁷ die Menge der bezuschlagten Gebote bestimmt. Hierbei arbeitet der Algorithmus mit dem Ziel der Maximierung des Handelsvolumens. Der resultierende Markträumungspreis (market clearing price) berechnet sich dann aus dem Schnittpunkt der Kaufgebots- und der Verkaufgebotskurve und gilt einheitlich für alle bezuschlagten Gebote (s. Abbildung 2-21). Abhängig von ihrer Vermarktungsstrategie können Gebote von Kraftwerken auf der Stromangebots- oder Stromnachfra-

⁷ Seit dem 1.9.2008 ist es möglich, am deutsch-österreichischen Day-ahead-Markt mit negativen Preisen zu bieten. Die Preisuntergrenze wurde damals mit -3000 Euro/MWh symmetrisch zur Preisobergrenze festgelegt. Im Zuge der Vereinheitlichung mit anderen Börsen wurde die Preisuntergrenze am 4.2.2014 auf -500 Euro/MWh angepasst. (Götz et al. 2014)

geseite auftauchen. Sofern der Strom aus einem Kraftwerk bereits längerfristig über den Terminmarkt vermarktet wurde, wird kurz vor der Lieferung geprüft, ob es günstiger ist, den Strom im Kraftwerk zu produzieren oder an der Börse einzukaufen (make or buy) (s. hierzu auch (Niedermeier et al. 2017)).

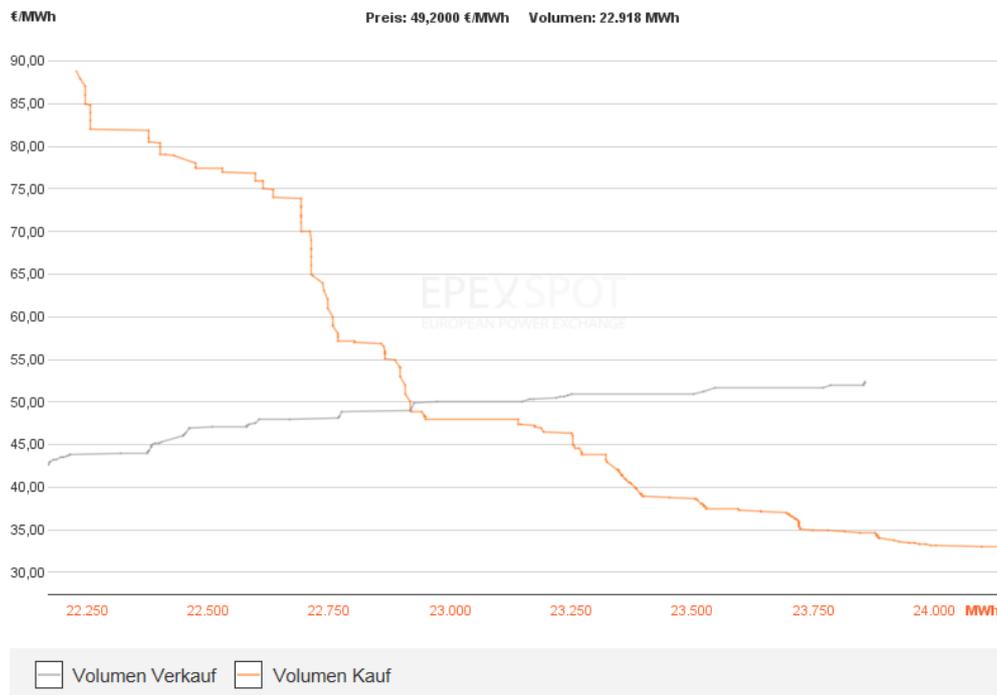


Abbildung 2-21: Preisbildung an der Strombörse am Beispiel von Stunde 17-18 Uhr am 30.10.2016 für das Marktgebiet Deutschland/Österreich. Quelle: (EPEX SPOT SE 2016)

Die Gebote bestimmen sich maßgeblich durch die kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke. So spielen hier insbesondere Brennstoffpreise aber auch die Preise für CO₂-Emissionsberechtigungen eine wichtige Rolle. Abhängig von ihrem eingesetzten Brennstoff und ihrem Wirkungsgrad haben verschiedene Kraftwerke dann sehr unterschiedliche Grenzkosten. Die Reihenfolge der Kraftwerke nach Grenzkosten wird auch als Merit Order bezeichnet und ist beispielhaft in Abbildung 2-22 dargestellt. Fossile-thermische Kraftwerke, die für den Betrieb fossile Brennstoffe verbrauchen, haben dabei in der Regel höhere Grenzkosten als EE, die nur auf die Verfügbarkeit von solarer Einstrahlung oder entsprechende Windgeschwindigkeiten angewiesen sind. Durch die Vorrangregelung für die Einspeisung von EE-Strom gemäß dem EEG verdrängen sie teurere Kraftwerke aus der Merit Order. EE-Anlagen, die in der geförderten Direktvermarktung vermarktet werden, haben auch Anreize, ihren Strom zu negativen Grenzkosten anzubieten, sofern die Erlöse aus der Marktprämie die Verluste überkompensieren (Schley 2016).

Durch die heute relativ preisunelastische Nachfrage nach Strom, die allerdings tageszeitlich und auch saisonal deutlich schwankt, ergeben sich für jede Stunde unterschiedliche Strompreise. Bei einer geringen Stromnachfrage in der Nacht sind die Preise somit deutlich geringer als beispielsweise in den Winterabendstunden mit sehr hoher Stromnachfrage.

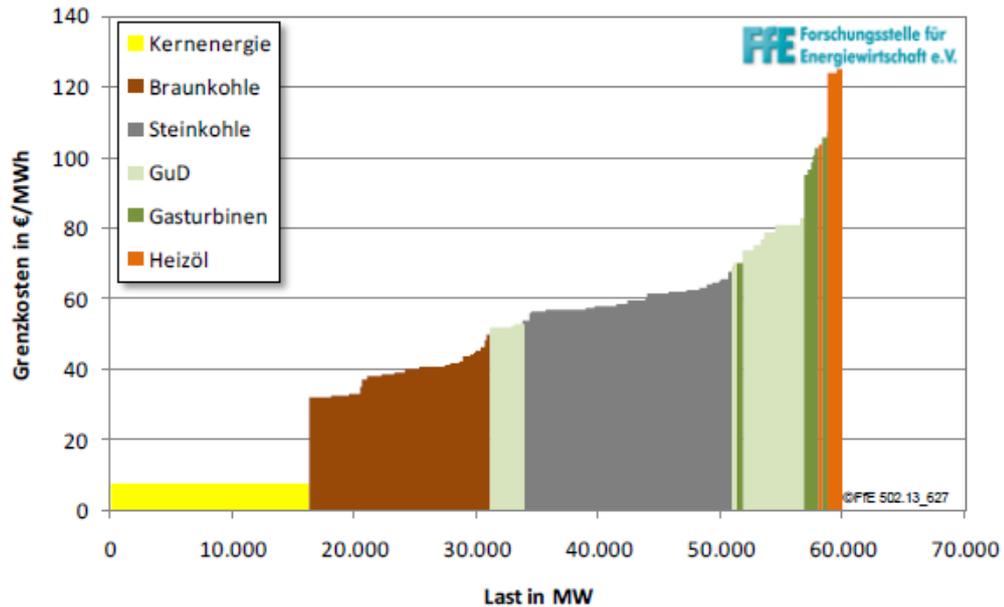


Abbildung 2-22: Merit Order für das Jahr 2008 (ohne Berücksichtigung von Kraftwerksausfällen). Quelle: (Roon und Huck 2010)

Abbildung 2-23 stellt die Preisentwicklung für das Marktgebiet Deutschland/Österreich seit 2002 dar. In der Vergangenheit sind deutliche Schwankungen der monatsmittleren Day-ahead-Preise zu beobachten gewesen. Bis zum Jahr 2008 traten auch deutliche Preisspitzen mit bis zu 998,24 Euro/MWh auf. Am 5.10.2008 trat in der Stunde 6 bis 7 Uhr das erste Mal ein negativer Preis auf. In den letzten Jahren ist ein tendenziell fallender Verlauf der Day-ahead-Preise zu beobachten. Dies begründet sich einerseits aus vergleichsweise geringen Brennstoffkosten und geringen Kosten für CO₂-Emissionszertifikate aber auch durch den zunehmenden Ausbau von erneuerbaren Energien. Diese senken über den sogenannten Merit Order Effekt die Strompreise (Fürsch et al. 2012).

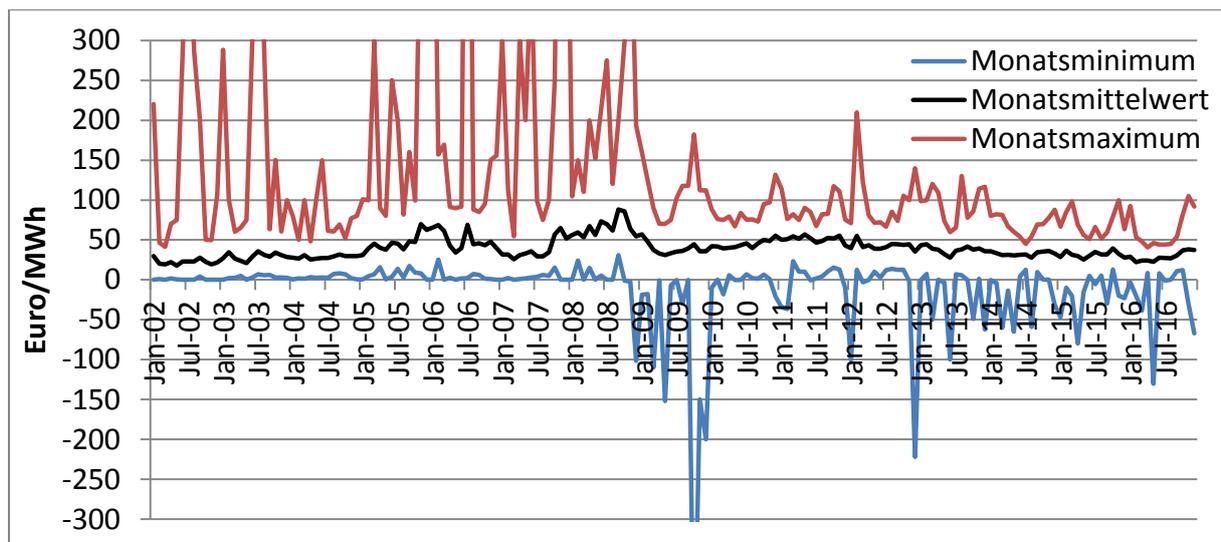


Abbildung 2-23: Entwicklung der Preise am Day-ahead-Markt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich vom 1.1.2012 bis 31.12.2016 (der Übersichtlichkeit halber auf den Bereich von -300 bis +300 Euro/MWh eingeschränkt). Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von (Energinet.dk 2017)

Negative Preise entstehen in Situationen, in denen die Stromnachfrage gering, aber die Einspeisung aus EE groß ist. In einem solchen Fall bieten fossil-thermische Kraftwerke ggf. mit negativen Preisen an, um ein Abfahren des Kraftwerks zu vermeiden, was einerseits kostspielig wäre und andererseits durch bestimmte vertragliche Verpflichtungen (etwa Wärmeerzeugung oder Systemdienstleistungen) auch vermieden werden muss (Götz et al. 2014). Auch EE-Anlagen bieten u. U. mit negativen Preisen, um Erlöse aus der Marktprämie zu erhalten (Schley 2016). Nach der Einführung von negativen Preisen im September 2008 traten diese im Jahr 2008 dann bereits in 15 Stunden auf, wobei der niedrigste Preis bei -101,52 Euro/MWh lag (s. Tabelle 2-4). Der niedrigste bisher aufgetretene negative Preis lag am 4.10.2009 in der Stunde 3 bis 4 Uhr bei -500,02 Euro/MWh. Durch die Anpassung der börslichen Preisuntergrenze, aber insbesondere einen steigenden Anteil der Direktvermarktung sind solche extremen negativen Preise in naher Zukunft nicht mehr zu erwarten (Götz et al. 2014).

Tabelle 2-4: Überblick zum Auftreten von negativen Preisen am deutsch/österreichischen Day-ahead-Markt.
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von (Energinet.dk 2017)

Jahr	Anzahl Stunden mit negativen Preisen	Minimaler Preis in Euro/MWh	Mittlerer negativer Preis in Euro/MWh
2008	15	-101,52	-28,60
2009	71	-500,02	-44,10
2010	12	-20,45	-4,99
2011	15	-36,82	-10,10
2012	56	-221,99	-60,51
2013	64	-100,03	-14,17
2014	64	-65,03	-15,55
2015	126	-79,94	-9,00
2016	97	-130,09	-17,81

Wie bereits oben in Abschnitt 2.3.3 erläutert wurde, müssen auf den Strombezug von Power-to-Heat-Anlagen in der Regel Steuern, Abgaben und Umlagen in nicht unerheblicher Größenordnung gezahlt werden. Aus diesem Grund ist es für Power-to-Heat-Anlagen nicht ausreichend, dass der Preis am Day-ahead-Markt negativ ist, sondern er muss so deutlich negativ sein, dass die Abgaben daraus gezahlt werden können. Positiv wirkt sich hierbei die Vermeidung von Kosten aus einem fossilen Heißwassererzeuger aus, die hier gegengerechnet werden können. Am Beispiel für das Jahr 2015 sieht man, dass bei reiner Zahlung des Börsenpreises für den Strom in rund 4100 Stunden die Konkurrenzfähigkeit zu einem Erdgaskessel gegeben gewesen wäre (s. Abbildung 2-24). Bei Zahlung der Netzentgelte reduzieren sich die möglichen Einsatzstunden bereits merklich auf ca. 300. Wenn zusätzlich auch die Stromsteuer zu zahlen ist, verbleiben nur noch 40 Einsatzstunden. Durch die Zah-

lung der EEG-Umlage erhöhen sich die Kosten weiter, so dass im Jahr 2015 nur noch eine Einsatzstunde (Börsenpreis knapp -80 Euro/MWh) übrig geblieben wäre. (Kühne 2016)

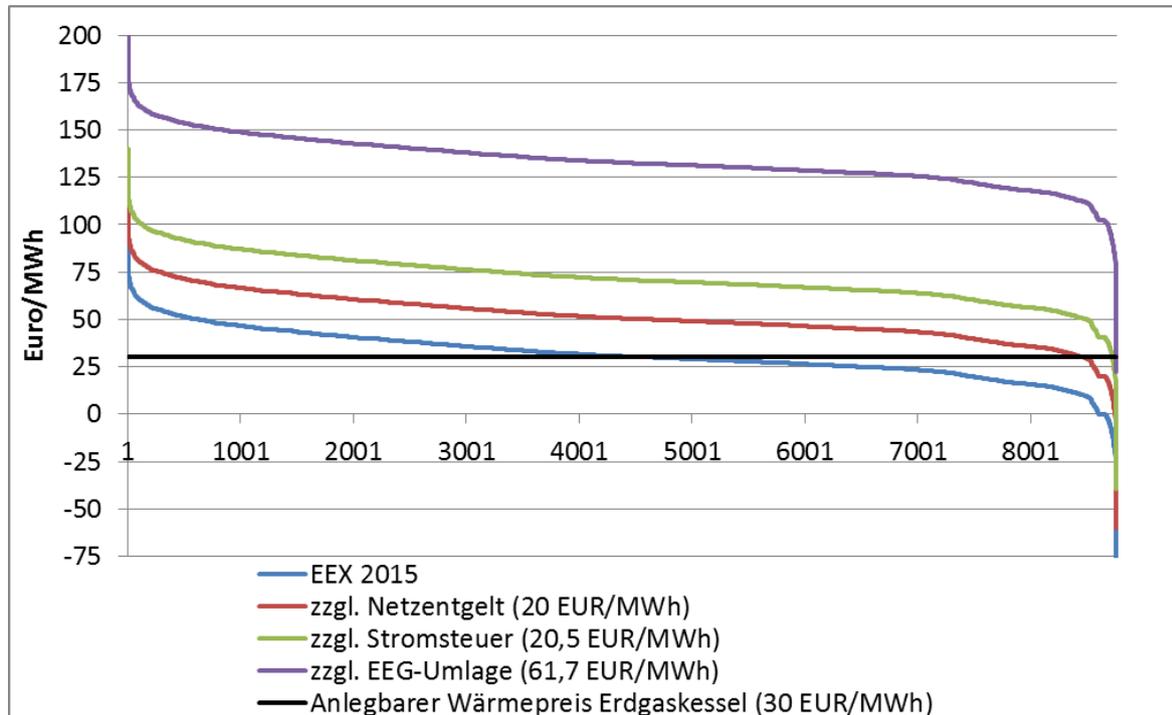


Abbildung 2-24: Vergleich zwischen Strombezugskosten und anlegbarem Wärmepreis für das Jahr 2015.
Quelle: Eigene Darstellung nach (Kühne 2016) mit Daten von (Energinet.dk 2016)

Diese Ausführungen machen deutlich, dass unter dem gegenwärtigen regulatorischen Rahmen der Strombezug über den Day-ahead-Markt für Power-to-Heat-Anlagen nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich ist (Agora Energiewende 2014a). Wie sich die Situation für das Jahr 2025 darstellt, wird später in Kapitel 4 untersucht werden.

Grundsätzlich ist ein Strombezug bei negativen Strompreisen am Intraday-Markt für Power-to-Heat-Anlagen ebenfalls denkbar. Dies ist jedoch nicht Gegenstand dieser Arbeit und kann in weiterführenden Studien untersucht werden.

2.4.3 Regelleistungsmarkt⁸

Um einen stabilen Stromnetzbetrieb zu gewährleisten, ist es notwendig, die Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz innerhalb eines geringen Toleranzbereichs um den Wert von 50 Hertz zu halten. Dies kann dadurch gewährleistet werden, dass die Stromeinspeisung und die Stromentnahme zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen werden. In der Praxis ist die exakte Übereinstimmung beider Größen aufgrund von Prognosefehlern oder Kraftwerksausfällen kaum möglich. Die Übertragungsnetzbetreiber sind daher verpflichtet, ausreichende Kapazitäten für einen kurzfristigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch bereitzuhalten. Da Übertragungsnetzbetreiber gemäß der Entflechtungsvor-

⁸ Die Darstellungen in diesem Abschnitt basieren zu großen Teilen auf (Böttger und Bruckner 2015b).

schriften (Unbundling) keine eigenen Erzeugungsanlagen betreiben dürfen, müssen sie die benötigten Kapazitäten marktbasiert beschaffen. Die Organisation dieses Marktes erfolgt über die Internetplattform „regelleistung.net“. Dort können Kraftwerksbetreiber aber auch Verbrauchsanlagen Angebote einstellen. Die ausgewählten technischen Einheiten können dann im Bedarfsfall zu einer Leistungssteigerung oder -senkung verpflichtet werden.

Im Regelleistungsmarkt werden verschiedene Produkte unterschieden. Zum einen wird positive Reserve benötigt, wenn der Verbrauch die Erzeugung übersteigt und die Netzfrequenz damit zu gering ist. Im umgekehrten Fall (zu hohe Netzfrequenz) bei einer Erzeugung, die den Verbrauch übersteigt, wird negative Reserve benötigt.

Bei der Abrufgeschwindigkeit wird zwischen den drei Produkten Primärreserve, Sekundärreserve und Minutenreserve unterschieden. Abbildung 2-25 zeigt die Reihenfolge des Abrufes der einzelnen Regelleistungsprodukte im Fall eines Ungleichgewichts. Während in den ersten Sekunden nach einer Störung noch die Trägheit des Systems (rotierende Massen) für eine Stabilisierung sorgen kann, muss die Primärreserve (Primärregelleistung, PRL) nach spätestens 30 Sekunden vollständig aktiviert sein. Diese wird solidarisch im gesamten Entso-e-Netzgebiet in allen Regelzonen erbracht. Die Sekundärreserve (Sekundärregelleistung, SRL) löst die Primärreserve ab und muss nach spätestens fünf Minuten vollständig verfügbar sein. Sie dient der Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts innerhalb einer einzelnen Regelzone. Die Sekundärreserve wird wiederum durch die Minutenreserve (Minutenreserveleistung, MRL) abgelöst, die nach 15 Minuten vollständig aktiviert sein muss. Bei Störungen, die länger als eine Stunde anhalten, geht die Verantwortung auf den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) über. (BNetzA 2011c)

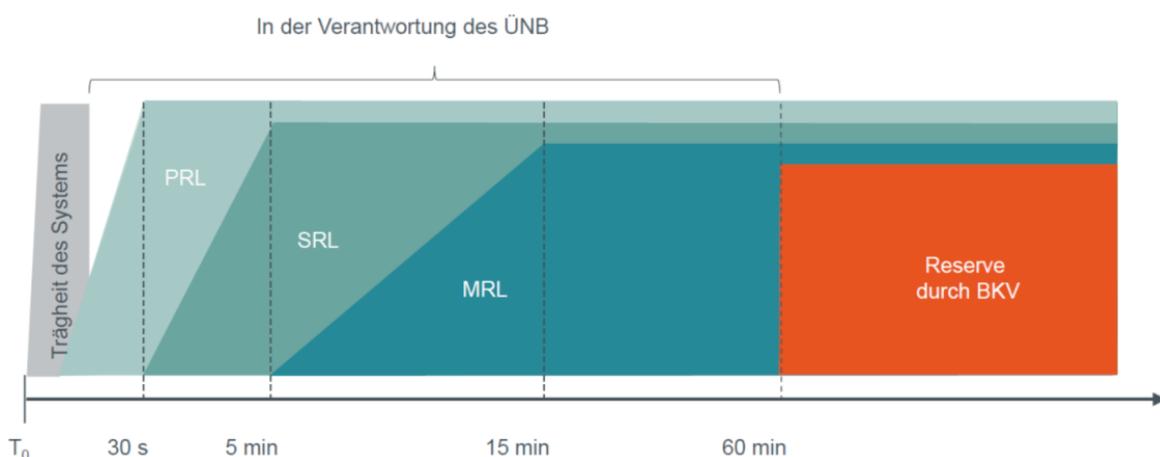


Abbildung 2-25: Das Zusammenwirken der einzelnen Regelleistungsarten. Quelle: (Bauer 2014)

Aktuell wird in Deutschland die Primärreserve als symmetrisches Produkt (Anbieter müssen sowohl positive als auch negative Reserve vorhalten) ausgeschrieben. Bei Sekundärreserve und Minutenreserve wird positive und negative Reserve jeweils getrennt ausgeschrieben.

Die Länge der Produkte ist aktuell unterschiedlich. Primärreserve wird für eine komplette Woche (Montag 0 Uhr bis Sonntag 24 Uhr) ausgeschrieben. Bei der Sekundärreserve wird bei einer Produktlänge von einer Woche noch zwischen Haupt- und Nebenzeit unterschieden. Die Hauptzeit (HT) umfasst Montag bis Freitag von 8 Uhr bis 20 Uhr außer an bundeseinheitlichen Feiertagen. Die Nebenzeit (NT) umfasst die Nachtstunden von 20 bis 8 Uhr sowie Samstage, Sonntage und bundeseinheitliche Feiertage komplett von 0 bis 24 Uhr. Die Minutenreserve wird in Blöcken mit jeweils vier Stunden Länge (0 bis 4 Uhr, 4 bis 8 Uhr, ..., 20 bis 24 Uhr) ausgeschrieben (also sechs Blöcke pro Tag).

Aktuell wird die Auktion für PRL am Dienstag für die Folgewoche und die Auktion für die vier SRL-Produkte am Mittwoch für die Folgewoche durchgeführt. Die MRL wird jeweils am Arbeitstag vor der Lieferung vor der jeweiligen Spotmarktauktion durchgeführt.

Die Vergütung von Regelleistung erfolgt über einen Leistungspreis für die reine Vorhaltung von Kapazität sowie über einen Arbeitspreis für einen tatsächlichen Abruf. Da Primärreserve als symmetrisches Produkt vorgehalten werden muss und sich Abrufe positiver und negativer Regelenergie in etwa ausgleichen, gibt es hier nur einen Leistungspreis und keinen Arbeitspreis. Bei der Auktionierung der Produkte werden diejenigen Angebote bezuschlagt, die den geringsten Leistungspreis bieten. Im Abruffall werden nach einer zweiten Merit Order zunächst die Gebote mit dem geringsten Arbeitspreis abgerufen. Die Vergütung der Leistungs- und Arbeitspreisgebote erfolgt dabei gemäß dem Gebotspreisfahren („pay as bid“), d.h. dass jeder Bieter genau seinen Gebotspreis bekommt. (BNetzA 2011a, 2011b, 2011c; Consentec GmbH 2014)

Tabelle 2-5 fasst die Produktmerkmale der einzelnen Regelleistungsprodukte noch mal zusammen.

Die ausgeschriebene Menge an Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern bestimmt. Aktuell werden für Deutschland rund 600 MW an Primärregelleistung ausgeschrieben, wozu noch mal etwa 100 MW durch die Bedarfe aus der Schweiz und den Niederlanden kommen. Deutsche Kraftwerke können somit auch für die Bedarfe im Ausland bieten und den dortigen Bedarf decken, sofern sie günstiger als lokale Anbieter sind. Der Bedarf an SRL liegt in der Größenordnung von 2.000 MW sowohl für positive als auch für negative SRL. Im Gegensatz zur SRL schwankt der Bedarf an MRL deutlich stärker in der Größenordnung zwischen 1.500 und 3.000 MW. Insbesondere zu besonderen Ereignissen (z. B. der Sonnenfinsternis 2015 oder an Weihnachten) wird die ausgeschriebene Leistung erhöht, um ausreichend Regelreserven zur Verfügung zu haben. (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015c)

Der Abruf von Regelleistung ist kaum vorherzusagen und schwankt stark im Verlauf eines Tages, wie Abbildung 2-26 anhand des SRL-Bedarfs des Netzregelverbundes zeigt. An diesem Tag wurde auch

Minutenreserve abgerufen. Zwischen 9 und 14 Uhr wurden bis zu 2.000 MW an positiver MRL abgerufen, dafür dann in den Abendstunden bis zu 1.000 MW an negativer MRL.

Tabelle 2-5: Übersicht über Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen Regelleistungsqualitäten. Quelle: (Consentec GmbH 2014)

	PRL	SRL	MRL
Ausschreibungszeitraum	Wöchentlich	Wöchentlich	Täglich
Ausschreibungszeitpunkt	i.d.R. dienstags in der Vorwoche	i.d.R. mittwochs in der Vorwoche	i.d.R. Mo-Fr, 10 Uhr für den Folgetag
Produktzeitscheiben	Keine (gesamte Woche)	HT: Mo-Fr, 8 bis 20 Uhr, ohne Feiertage NT: restlicher Zeitraum	6 x 4-Stundenprodukte
Produktdifferenzierung	Keine (symmetrisches Produkt)	Positive/negative SRL	Positive/negative MRL
Mindestgebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW (Abgabe von Blockgebot bis max. 25 MW möglich)
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order
Vergütung	Pay-as-bid (Leistungspreis)	Pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)	Pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)

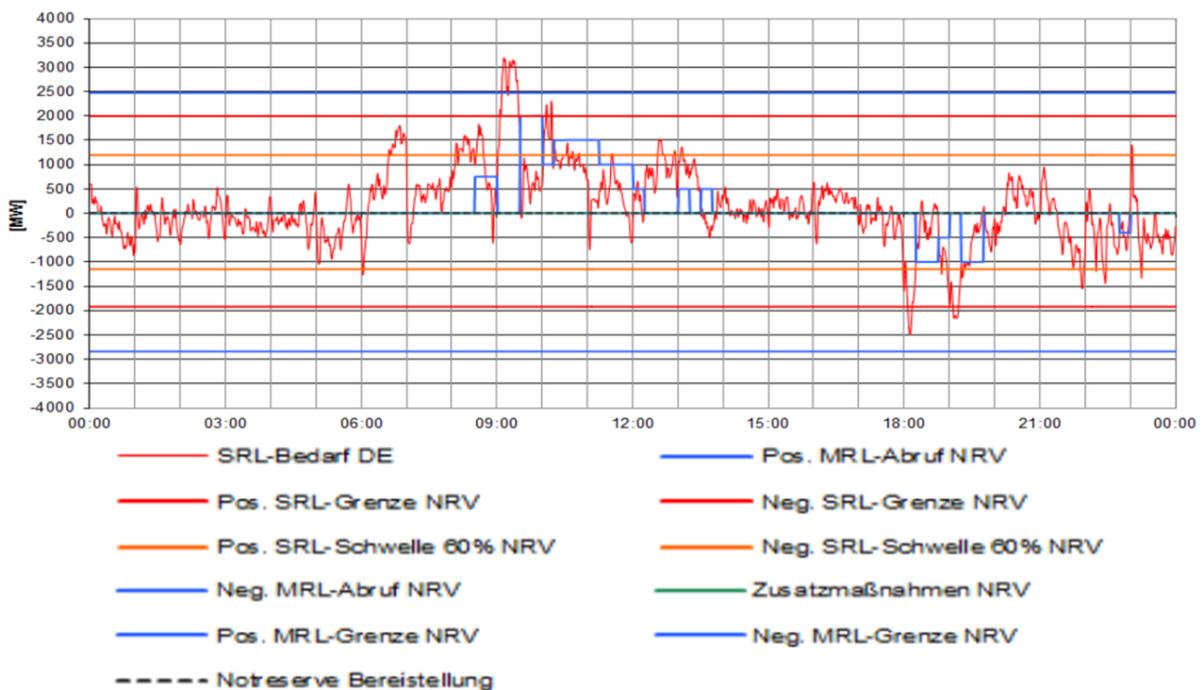


Abbildung 2-26: SRL-Bedarf des Netzregelverbundes (NRV) am 02.04.2014. Quelle: (Bauer 2014)

Wie in Abbildung 2-27 sichtbar ist, wird nur in sehr wenigen Viertelstunden des Jahres die komplette SRL abgerufen. Die Abrufwahrscheinlichkeit nimmt sehr schnell ab und in rund zwei Dritteln des Jahres 2012 wurden beispielsweise nur maximal 200 MW abgerufen. Die Abrufhäufigkeit von MRL, welche die SRL ablöst, ist entsprechend noch deutlich geringer.

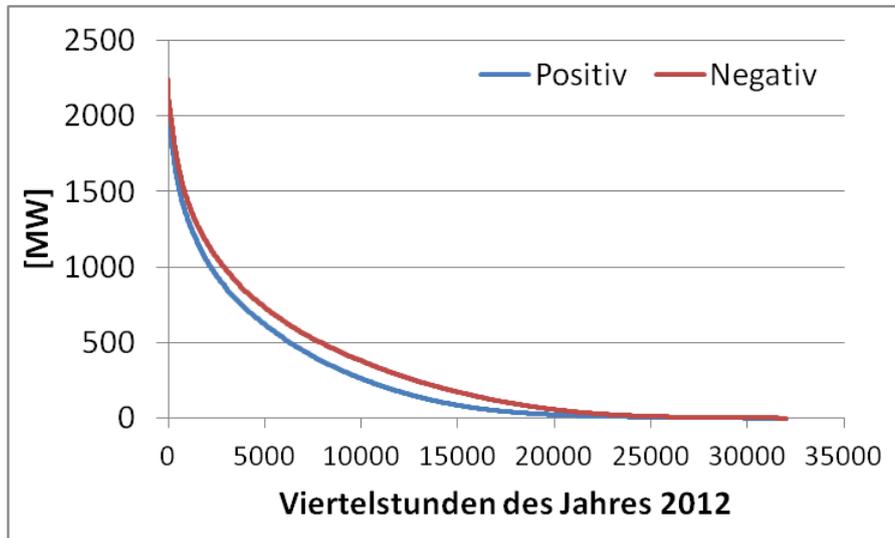


Abbildung 2-27: Dauerlinie der abgerufenen SRL im Jahr 2012. Quelle: Eigene Darstellung nach (50Hertz Transmission GmbH et al. 2014b)

Durch die Anpassungen des Marktdesigns des Regelleistungsmarktes in den letzten Jahren (etwa kürzere Ausschreibungszeiträume, kleinere Mindestgebotsgrößen) ist die Anzahl der präqualifizierten Anbieter deutlich gewachsen. So sind mittlerweile 23 Anbieter für PRL, 35 Anbieter für SRL sowie 47 Anbieter für MRL präqualifiziert (50Hertz Transmission GmbH et al. 2016b). Die zunehmende Anzahl an Bietern sollte strategisches Bieten, das in Bezug auf die Vergangenheit nicht ausgeschlossen werden kann, zunehmend schwieriger machen.

Technische Einheiten, die am Regelleistungsmarkt teilnehmen wollen, müssen sich zunächst bei dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber präqualifizieren lassen (vgl. (VDN 2007)). Hierbei wird geprüft, wie schnell und zuverlässig sie auf ein Steuersignal reagieren und damit alle Anforderungen des Netzbetreibers erfüllen.

Welche technischen Einheiten im Detail hinter den präqualifizierten Anbietern stehen, ist öffentlich nicht bekannt. Lediglich für die 50Hertz Regelzone zeigt Abbildung 2-28 die Anzahl und Leistung der präqualifizierten Anlagen im Jahr 2014. Hierbei ist sichtbar, dass EEG-Anlagen (vornehmlich Biomasse) mittlerweile in beträchtlicher Anzahl für SRL und MRL präqualifiziert sind, jedoch in Bezug auf die präqualifizierte Leistung noch einen vergleichsweise kleinen Umfang haben. Dagegen umfassen Pumpspeichieranlagen die höchste präqualifizierte Leistung in der 50Hertz Regelzone. Anfang 2015 waren in der 50Hertz Regelzone auch bereits Elektrokessel in der Größenordnung von $50 \text{ MW}_{\text{el}}$ für Regelleistung präqualifiziert (Kuring 2015).

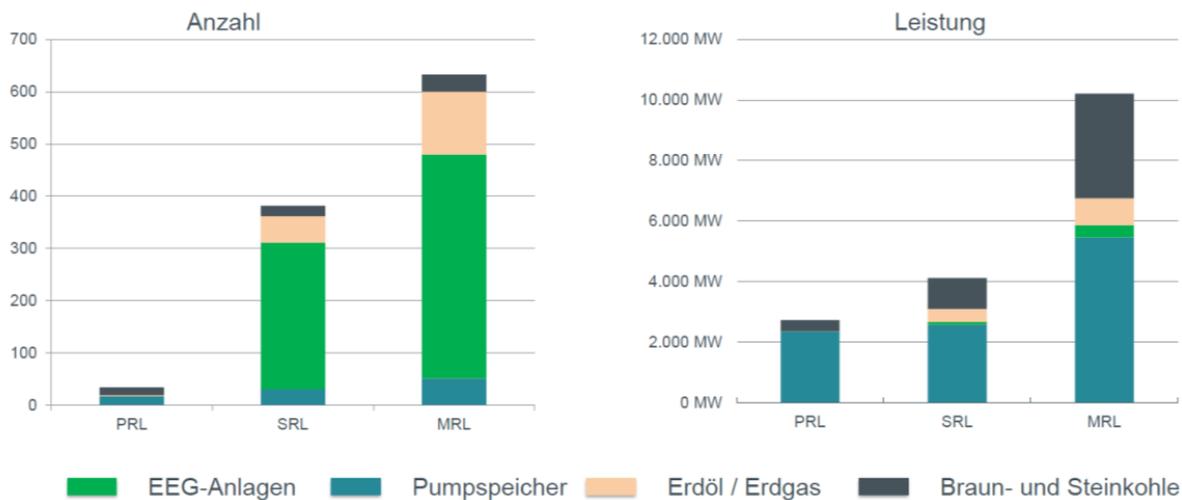


Abbildung 2-28: Präqualifizierte technische Einheiten in der 50Hertz Regelzone. Quelle: (Bauer 2014)

Weiterhin ist es für die Systemsicherheit vorgeschrieben, dass Regelleistung vorhaltende technische Einheiten durch andere technische Einheiten für den Fall eines Ausfalls besichert werden müssen. Dabei muss der Ausfall der technischen Einheit mit der höchsten Regelleistungsbelegung besichert werden („n-1“-Fall).

Abbildung 2-29 zeigt die Entwicklung der mengengewichteten, monatsmittleren Leistungspreise für PRL, SRL und MRL im Zeitraum von 2008 bis 2015. Es ist deutlich zu sehen, dass die Preise in allen Märkten sehr volatil sind. In der Regel ist PRL als technisch schwierigstes Produkt am teuersten, auch wenn SRL in einigen Monaten teurer war. Die Leistungspreise für Minutenreserve sind am geringsten, da die Anforderungen hier am geringsten sind.

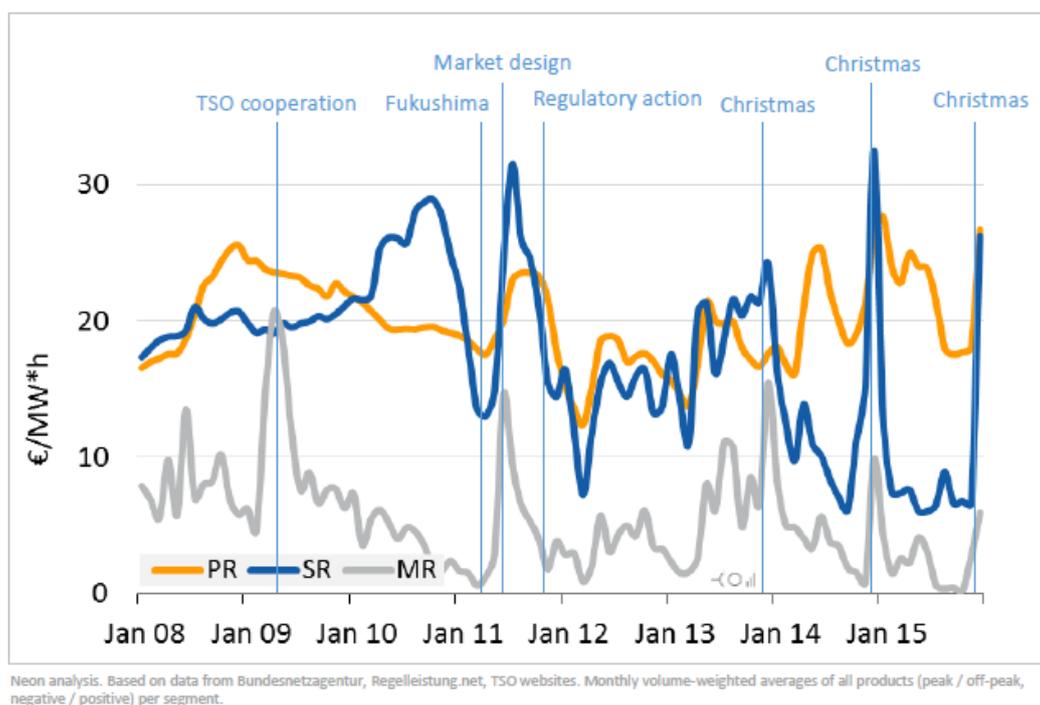


Abbildung 2-29: Monatsmittlere Leistungspreise für PRL, SRL und MRL (als symmetrisches Produkt über alle Zeitscheiben berechnet). Quelle: (Hirth 2016)

Für Power-to-Heat-Anlagen ist der Markt für negative SRL bisher am attraktivsten gewesen. Wie bereits in Abbildung 2-29 erkennbar ist, sind die Leistungspreise im Jahr 2014 im Vergleich zu den Vorjahren bereits deutlich gesunken. Dies liegt insbesondere an einem Preisverfall für negative SRL, der sich u.a. durch die bereits deutlich gewachsene Teilnehmerzahl von Power-to-Heat-Anlagen in diesem Markt infolge der zunehmenden Konkurrenz begründet. In den ersten Jahren konnten Power-to-Heat-Anlagen über den Leistungspreis ihre Anlagen relativ schnell amortisieren. Seit Mitte 2013 ist bei den Arbeitspreisen für negative SRL im Gegensatz zu den Leistungspreisen ein deutlicher Anstieg zu beobachten gewesen. Eine Refinanzierung der Anlage war damit stärker von Abrufen abhängig. Im Jahr 2016 zeigen aber auch die Arbeitspreise einen fallenden Verlauf, so dass die ohnehin schwer prognostizierbaren Erlösmöglichkeiten am Regelleistungsmarkt noch deutlich unsicherer werden. Es scheint somit bereits eine gewisse Marktsättigung eingetreten zu sein.

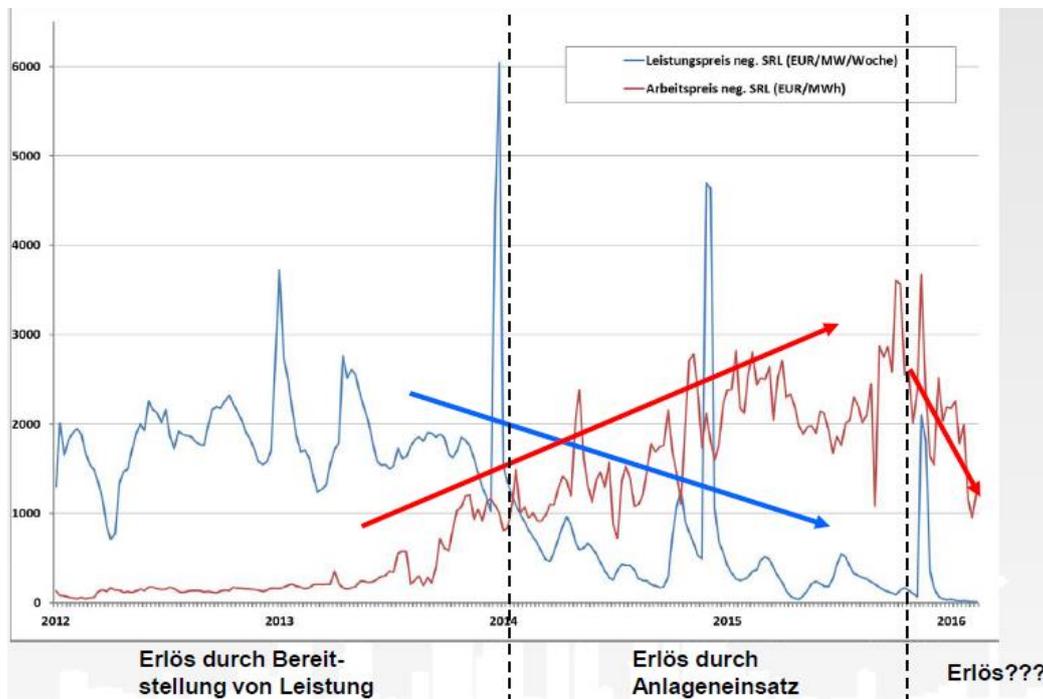


Abbildung 2-30: Entwicklung von Leistungs- und Arbeitspreisen für negative SRL seit 2012 . Quelle: (Kühne 2016)

Technisch sind Elektrokessel in der Lage, die geforderten Reaktionszeiten sowohl für SRL als auch für MRL zu erfüllen. Die Erbringung von PRL ist derzeit noch durch technische Restriktionen bzw. bauliche Auslegungen nicht möglich (Agora Energiewende 2014a). Das Marktdesign, das ein symmetrisches Produkt vorsieht, ist hier ebenfalls ein Hemmnis. Im Gegensatz dazu bieten Elektrokessel in Dänemark, wo negative PRL separat angeboten werden kann, bereits PRL an.

Die Teilnahme von Power-to-Heat-Anlagen beschränkt sich aktuell auf den Einsatz für negative Reserve. Das bedeutet, dass die Anlage für die Vorhaltung ausgeschaltet ist und im Fall eines Regelleistungabrufes hochgefahren wird (Agora Energiewende 2014a). Für positive Reserve müsste die

Anlage in Betrieb sein, um im Fall eines Abrufes gedrosselt oder abgeschaltet werden zu können. Aufgrund der hohen Stromnebenkosten ist diese Fahrweise heute allerdings nicht wirtschaftlich.

Die Teilnahme von Power-to-Heat-Anlagen am Regelleistungsmarkt erfolgt in der Regel über einen Poolbetreiber, der eine Rund-um-die-Uhr-Bereitschaft sowie eine Besicherung der Anlagen in seinem Pool sicherstellt. Für diese Dienstleistung werden in der Praxis ca. 30 % der Erlöse vom Anlagenbetreiber an den Poolbetreiber gezahlt. (Agora Energiewende 2014a)

2.4.4 Netzbezogener Einsatz

Wenn Strom innerhalb eines Marktgebietes z. B. an der Börse gehandelt wird, spielt der Standort des Erzeugers oder Verbrauchers im aktuellen Marktdesign keine Rolle. Dies ist unproblematisch solange jeder Stromtransport über die vorhandene Stromnetzinfrastruktur möglich ist. Im Zuge des EE-Ausbaus und der Stilllegung von Kernkraftwerken verschieben sich die Erzeugungszentren jedoch deutlich, während sich die Verbrauchszentren nicht verändern. Die Stromnetzinfrastruktur kann auf diese neue Situation erst langsam angepasst werden. Dies führt dazu, dass die Übertragungsnetzbetreiber immer häufiger in die Kraftwerksführung eingreifen müssen. Hier wird einerseits Redispatch genutzt, um Kraftwerke vor einem Netzengpass zu drosseln und hinter dem Netzengpass hochzufahren, um den Stromfluss über die Engstelle zu reduzieren. Andererseits muss auch immer häufiger mittels Einspeisemanagement in die Erzeugung von EE eingegriffen werden, obwohl sie eine Priorität bei der Stromerzeugung genießen. Problematisch ist hierbei nicht nur der technische Aufwand, der den Übertragungsnetzbetreibern entsteht, sondern auch die damit verbundenen Kosten. So müssen Kraftwerke, die im Rahmen einer Redispatchmaßnahme hochgefahren werden, entschädigt werden. Vergütungen, die EE-Anlagen ohne Einspeisemanagement erhalten hätten, müssen ihnen ebenfalls erstattet werden.

Im Jahr 2015 wurden Redispatchmaßnahmen im Umfang von 16.000 GWh von den Übertragungsnetzbetreibern veranlasst, wobei überwiegend die Regelzonen von Tennet und 50Hertz betroffen waren. Insbesondere die Leitung von Thüringen nach Bayern (Remptendorf – Redwitz) war ein häufiger Netzengpass, wo in 4.115 Stunden des Jahres mit Redispatchmaßnahmen eingegriffen werden musste. Allein hier beliefen sich die Maßnahmen auf rund 3.700 GWh. Die saldierten Kosten erreichten 412 Mio. Euro. (BNetzA und Bundeskartellamt 2016)

Die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement stieg in den letzten Jahren sehr stark auf 4.722 GWh im Jahr 2015 an. Bezogen auf die gesamte Netto-Stromerzeugungsmenge aus EEG-vergütungsfähigen Erzeugungsanlagen entspricht dies 2,6 %. Abbildung 2-31 zeigt, dass der größte Anteil der Ausfallarbeit auf Windenergieanlagen entfällt. Jedoch steigt inzwischen auch der Anteil von Einspeisemanagementmaßnahmen bei PV- und Biomasseanlagen an. Regional betrachtet ist hier Schleswig-

Holstein am stärksten betroffen. Die Entschädigungszahlungen beliefen sich 2015 auf 315 Mio. Euro und stiegen ebenfalls stark an. (BNetzA und Bundeskartellamt 2016)

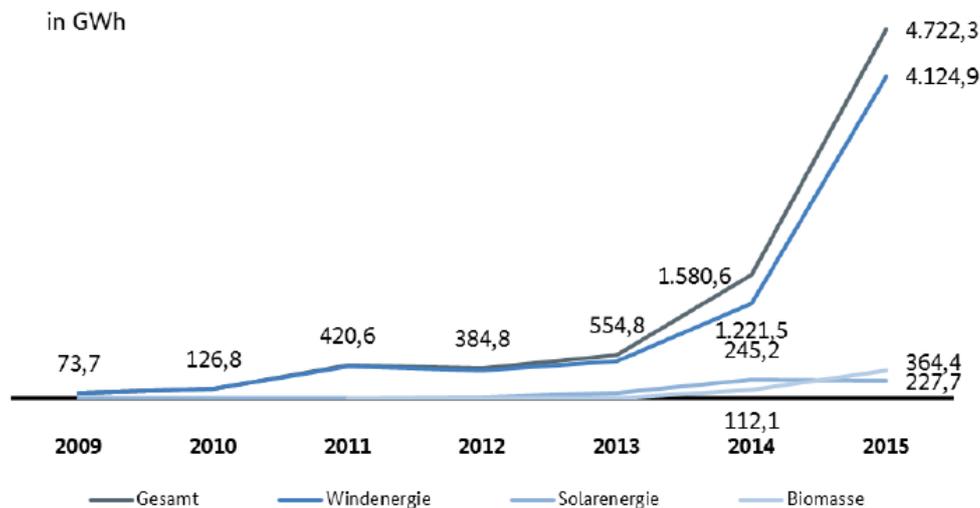


Abbildung 2-31: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen in GWh zwischen 2009 und 2015. Quelle: (BNetzA und Bundeskartellamt 2016)

Grundsätzlich wäre hier der Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen für Redispatch denkbar. Würde eine Power-to-Heat-Anlage als zusätzlicher Verbraucher vor einem Netzengpass dazu geschaltet, müsste keine Drosselung von konventionellen Kraftwerken bzw. EE-Anlagen erfolgen. Auf der anderen Seite des Netzengpasses müsste zwar weiterhin ein Kraftwerk hochgefahren werden, der Vorteil kann hierbei jedoch in der Einsparung fossiler Brennstoffe durch die Wärmeerzeugung von Power-to-Heat-Anlagen bestehen. Dies ist insbesondere dann sinnvoll, wenn sonst nicht nutzbarer EE-Strom CO₂-frei zur Verfügung steht. (Agora Energiewende 2014a; Götz et al. 2013b)

Aktuell gibt es noch keinen rechtlichen Rahmen für die Nutzung von Strom aus Einspeisemanagement. Hier erfolgt 2017 mit einer Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes jedoch eine Anpassung. Mit § 13 Abs. 6a EnWG wird eine Regelung geschaffen, die den Einsatz von zuschaltbaren Lasten für das Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene ermöglicht. Die Idee ist hier, dass die Drosselung von KWK-Anlagen im Rahmen von Redispatch aufgrund von Wärmelieferverpflichtungen bisher nur eingeschränkt möglich war. Wird nun die KWK-Anlage um eine Power-to-Heat-Anlage erweitert, kann im Fall eines Netzengpasses die KWK-Anlage in ihrer Wirkleistungseinspeisung gedrosselt werden und gleichzeitig die Power-to-Heat-Anlage hochgefahren werden. Hieraus ergibt sich eine doppelte Entlastungswirkung, weil die Stromerzeugung reduziert und der Verbrauch gleichzeitig erhöht wird, während die Wärmelieferverpflichtung weiterhin erfüllt werden kann. In besonders belasteten Netzgebieten sollen KWK-Anlagenbetreiber mit ihrem Übertragungsnetzbetreiber hierzu eine Vereinbarung abschließen können. Der Übertragungsnetzbetreiber muss dem KWK-Anlagenbetreiber im Fall einer Abregelung eine Entschädigung für die Abregelung der KWK-Anlage zahlen und gleichzeitig auch noch die Aufwendungen für die Power-to-Heat-Anlage erstatten (sowohl die In-

vestitionskosten als auch die vollen Strombezugskosten). Die installierte elektrische Leistung von elektrischen Wärmeerzeugern wird im Rahmen des Gesetzes auf 2 GW in Deutschland gedeckelt. (Bundesregierung 2016; von Bredow Valentin Herz 2016)

Unter Branchenvertretern wird die neue Regelung zwar als Schritt in die richtige Richtung gesehen, jedoch im Detail kritisiert. So würden insbesondere „zeitliche und räumliche Restriktionen verhindern, dass die wirtschaftlichsten und effizientesten Anlagen gebaut werden“ (Bundesverband Energiespeicher (BVES) 2016). Aktuell zählen Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern sowie das nördliche Niedersachsen zum Netzausbauggebiet (BNetzA 2017). Dass durch das Gesetz eine Bindung der Anlagen nur über fünf Jahre erfolgt, reicht vielen Investoren in der Industrie für ihre Investitionssicherheit nicht aus. So wird damit gerechnet, dass weniger industrielle Power-to-Heat-Anlagen über dieses Gesetz gefördert werden, sondern eher kleine Anlagen (< 5 MW) in städtischen Wärmenetzen oder Schwimmbädern. Während große Anlagen in der Industrie durch Skaleneffekte kostengünstiger wären (vgl. auch Abbildung 2-14), würden viele kleine Anlagen insgesamt höhere Kosten und einen höheren Verwaltungsaufwand beim Übertragungsnetzbetreiber Tennet verursachen. (Bundesverband Energiespeicher (BVES) 2016; Meyer 2016)

Der Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen für Redispatch bzw. Einspeisemanagement ist grundsätzlich vielversprechend (vgl. (Agora Energiewende 2014a; Götz et al. 2013b)), erfordert für eine genauere Untersuchung aber ein Modell des Stromnetzes, was im Rahmen dieser Arbeit nicht vorliegt. Daher beschränkt sich die vorliegende Analyse auf die beiden Einsatzmöglichkeiten Day-ahead Spotmarkt und negative Sekundärregelleistung.

Im Folgenden soll noch eine Zusammenfassung über den aktuellen Stand der Forschung in Bezug auf die Forschungsfrage gegeben werden und insbesondere die Unterschiede bestehender Analysen zu dieser Arbeit aufgezeigt werden.

2.5 Einordnung in den aktuellen Stand der Forschung

Der Exergieverlust, der mit der Umwandlung von Strom in Wärme, also der Umwandlung einer höherwertigen in eine weniger wertvolle Energieform, verbunden ist, wird oft von Kritikern der Power-to-Heat-Technologie angeführt (vgl. (Groscurth und Bode 2013; Pieper et al. 2015)). Dabei beschränkt sich der Blick jedoch häufig nur auf den direkten Effekt wie etwa der Vermeidung der Verbrennung von Erdgas in Heizwerken, wenn stattdessen Elektrokessel zur alternativen Wärmeproduktion genutzt werden. Hierbei wird meist nur ein Vergleich auf Energieebene anhand der Wirkungsgrade verschiedener Technologien durchgeführt (vgl. z. B. (Pieper et al. 2015)). In (IFEU 2011) werden die Treibhausgasreduktionen bei Einsatz eines Elektrokessels bei Nutzung von EE-Strom (also CO₂-freiem Strom) mit 200 und 250 g/kWh angegeben, wenn hierdurch ein konventionel-

ler Gas- oder Ölkessel substituiert wird (s. hierzu auch (Paar et al. 2013)). Sternberg und Bardow (2015a) verwenden als konventionelle Referenztechnologie ebenfalls einen Gaskessel für den Vergleich der Umweltauswirkungen von Wärmepumpen bzw. Elektrokesseln im Vergleich zu anderen möglichen Flexibilitätsoptionen zur Nutzung von Überschussstrom und kommen damit zu dem Ergebnis, dass für die USA für das Jahr 2020 Elektrokessel nach Elektrofahrzeugen die geringsten CO₂-Vermeidungskosten hätten. Sie geben die mögliche Emissionsreduktion mit 300 g/kWh Überschussstrom an (Sternberg und Bardow 2015b). Diese Arbeiten analysieren die Auswirkungen aber nur statisch und betrachten nicht den dynamischen Einsatz der Technologien. Da sowohl die Strom- als auch die Wärmenachfrage sich von Tag zu Tag und Stunde zu Stunde im Jahresverlauf deutlich unterscheidet, ist eine dynamische Betrachtung jedoch zur Beurteilung der Auswirkungen notwendig.

In vielen Arbeiten, die einen dynamischen Einsatz von Elektrokessel am Spotmarkt oder am Regelleistungsmarkt betrachten, wird eine betriebswirtschaftliche Analyse der Wirtschaftlichkeit durchgeführt. Dabei werden zumeist historische Preise oder Preisprognosen für Spotmarktpreise bzw. Leistungspreise verwendet, gegen die der Anlageneinsatz optimiert wird. Der Einsatz am Spotmarkt aus betriebswirtschaftlicher Sicht wurde bereits in mehreren Arbeiten untersucht, die jedoch hierbei aufgrund der heute hohen Stromnebenkosten zu dem Ergebnis kommen, dass Elektrokessel sich derzeit alleine am Spotmarkt nicht rechnen. Dabei verwenden Scholz (2015a), Scholz (2015b), Scholz und Müsgens (2015) sowie Weinreich (2015) historische Spotmarktpreise und Götz et al. (2013a), Riegebauer et al. (2014), Riegebauer und Oesterwind (2014) sowie Christidis et al. (2017) Preisszenarien für die Zukunft. Viele Autoren untersuchten auch die Wirtschaftlichkeit von Elektrokesseln in der Fernwärmeversorgung bei Vermarktung für negative Sekundärregelung aus betriebswirtschaftlicher Perspektive. Während Lingauer (2012), Gäbler und Lechner (2013), Götz et al. (2013a), Lehr (2014), Pieper et al. (2015), Eller (2015) sowie Weinreich (2015) in der Analyse mit historischen Leistungspreisen arbeiten, analysieren nur Christidis et al. (2017) die Wirtschaftlichkeit mit Szenarien für Leistungspreise bis zum Jahr 2030. Sämtliche Arbeiten kommen übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass eine Amortisation der P2H-Anlagen bei Regelleistungspreisen in vergleichbarer Höhe wie in den vergangenen Jahren innerhalb weniger Jahre möglich ist. Zugleich weisen sie aber auch darauf hin, dass die Marktgröße und damit das Potential beschränkt sind und die Preise zukünftig eher sinken werden.

Dass der Einsatz der Anlagen jedoch auch Rückwirkungen auf das gesamte Energieversorgungssystem Europas haben kann, wird selten berücksichtigt oder untersucht. Im Folgenden soll daher ein Überblick zum aktuellen Stand der Forschung zum Thema Elektrokessel in der Fernwärmeversorgung gegeben werden. Hierbei liegt ein besonderes Augenmerk darauf, ob bzw. wie die Auswirkungen der Elektrokessel in Bezug auf die CO₂-Emissionen der Energieversorgung sowie die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes untersucht wurde.

Lehr (2014) vergleicht für die Jahre 2015, 2020, 2025 und 2030 Szenarien ohne Elektrokessel in der Fernwärmeversorgung mit Szenarien mit Wärmespeichern bzw. Elektrokesseln und Wärmespeichern mithilfe des in dieser Arbeit ebenfalls eingesetzten Strommarktmodells MICOES-Europe. Durch den Einsatz der Elektrokessel (3,7 GW_{el} in den 30 größten deutschen Fernwärmenetzen) am Spotmarkt kann die Abregelung von EE in Deutschland im Jahr 2030 demnach von 4,5 % der möglichen Erzeugung im Referenzfall auf nur 1 % im Szenario mit Elektrokesseln verringert werden.

Frühere Arbeiten der Autorin beschäftigten sich bereits mit den Auswirkungen der Elektrokessel auf die CO₂-Emissionen der Energieversorgung, wenn diese für negative Sekundärregelleistung eingesetzt werden. Am Beispiel der Weihnachtswoche 2012 konnte für eine Situation mit hoher EE-Einspeisung bei geringer Stromnachfrage gezeigt werden, dass sich die CO₂-Emissionen in der betrachteten Woche durch 1.000 MW_{el} Elektrokessel in sechs ostdeutschen Fernwärmenetzen durch die Vermeidung von Must-run-Erzeugung von fossil-thermischen Kraftwerken für die Vorhaltung von Regelleistung um 3,1 % hätten senken lassen (Böttger et al. 2014). In (Böttger und Bruckner 2014) wurde darauf aufbauend für das komplette Jahr 2012 sowie das zukünftige Jahr 2025 die Auswirkung von 1.000 MW_{el} Elektrokessel weiter untersucht und für das Jahr 2012 festgestellt, dass die CO₂-Emissionen Deutschlands durch die Elektrokessel um 0,5 % hätten gesenkt werden können. Diese mögliche Reduktion steigt im Jahr 2025 auf 0,6 – 1 % der CO₂-Emissionen an, wobei verschiedene Szenarien für den zukünftigen Bedarf an Regelleistung sowie das Marktdesign des Regelleistungsmarktes untersucht wurden. Der Abruf von Regelleistung wurde in den beiden oben genannten Arbeiten noch nicht modelliert. Diese methodische Lücke wurde in (Böttger et al. 2015) geschlossen, wodurch sich die Ergebnisse von denen ohne Modellierung des Regelleistungabrufes unterscheiden, auch wenn grundsätzlich die gleichen Szenarien analysiert wurden. Somit fällt hier die mögliche Reduktion etwas geringer aus. In (Böttger und Bruckner 2015a) wird für das Jahr 2025 ebenfalls für mehrere Szenarien untersucht, wie sich die marktbedingte Abregelung von EE durch die Regelleistungsvorhaltung von Elektrokesseln verringern lässt. Dabei zeigte sich, dass sich die Abregelung sowohl in Deutschland als auch den angrenzenden Nachbarländern durch die Elektrokessel im Regelleistungsmarkt verringern lässt, da sie das Problem der Must-run-Erzeugung reduzieren können und damit zur EE-Integration beitragen.

Die bisher genannten Arbeiten fokussieren sich auf den Einsatz von Elektrokesseln in Deutschland, aber auch für andere Länder wurden bereits Analysen durchgeführt. An dieser Stelle sollen die Arbeiten, die eine vergleichbare Fragestellung für ein anderes Land analysieren, vorgestellt werden.

Liu et al. (2016) berechnen die optimale Leistung für Elektrokessel in der Fernwärmeversorgung in der Region um Peking, um die Abregelung von Windenergieanlagen zu verringern. Dabei bewerten sie die eingesparte Kohle aus den KWK-Anlagen, die die Wärme sonst erzeugt hätten, im Vergleich zu

den Investitionskosten der Elektrokessel. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass für die aktuelle Situation 1.100 MW_{el} an Elektrokesseln für diese Region optimal wären und dass sich die Abregelung von Windenergieanlagen damit von 7,7 % auf 1,7 % reduzieren ließe. Die Ergebnisse resultieren dabei aus der Modellierung eines dynamischen Kraftwerkseinsatzes, der auch Vorgaben für positive und negative Reserve einschließt. Eine ähnliche Untersuchung wurde für das Gebiet der westlichen inneren Mongolei in China durchgeführt. Hier kommen Zhang et al. (2015) für ein Szenario für das Jahr 2020 zu dem Ergebnis, dass Elektrokessel (dimensioniert auf 20 % der Wärmehöchstlast) die Abregelung von Windstrom deutlich senken können und damit einen Beitrag zur Vermeidung von CO₂-Emissionen leisten können. Sie stellen dabei fest, dass Elektrokessel insbesondere in Zeiten mit länger andauernden EE-Überschüssen eine bessere Integrationsfunktion als Pumpspeicher haben. (Zhang et al. 2015)

Zur Nutzung von Strom im Wärmesektor wird in Skandinavien schon seit längerem geforscht (Mathiesen und Lund 2009). Salpakari et al. (2016) untersuchten am Beispiel von Helsinki, wie sich der Einsatz von Elektrokesseln, Wärmepumpen und Wärmespeichern auf die Abregelung von Wind- und Photovoltaikanlagen auswirkt. Dabei untersuchten sie sowohl historische Jahre (2013 bis 2015) als auch das Jahr 2050. Sie kommen dabei zu dem Ergebnis, dass ein spotmarktseitiger Einsatz der Power-to-Heat-Technologien zur Integration von Wind- und Photovoltaiküberschüssen beitragen kann. Alahäivälä et al. (2017) zeigen ebenfalls am Beispiel Finnlands, dass Power-to-Heat-Technologien die Abregelung von Windenergie sowie die variablen Betriebskosten der Stromversorgung senken können.

Aus der bisher vorliegenden Literatur ist noch keine Aussage darüber möglich, ob der Einsatz der Elektrokessel im Spotmarkt oder im Regelleistungsmarkt einen größeren Beitrag zur EE-Integration leisten kann, da meist nur ein Markt separat betrachtet wurde und die Arbeiten unterschiedliche Annahmen treffen und somit Ergebnisse nicht direkt vergleichbar sind. Die vorliegende Arbeit soll diese Forschungslücke deshalb schließen und bei sonst gleichen Annahmen herausarbeiten, in welchem Markt Elektrokessel am sinnvollsten eingesetzt werden können und aus welchen Quellen der durch sie verbrauchte Strom stammt.

2.6 Zwischenfazit

Die bisherigen Forschungsarbeiten haben gezeigt, dass die Power-to-Heat-Technologie ein großes Potential besitzt, als wichtige Flexibilitätsoption zum Gelingen der Energiewende beizutragen. Nachdem das heutige Marktumfeld für die Power-to-Heat-Technologie dargestellt wurde, stellt sich nun die Frage, wie sich die Marktsituation in den nächsten Jahren entwickeln wird. Um dies für das Jahr 2025 modellgestützt zu untersuchen, wird im folgenden Kapitel das für die Untersuchung verwendete Fundamentalmodell vorgestellt.

3 Strommarktmodell MICOES-Europe

Im Folgenden wird für die Untersuchung des Einsatzes von Elektrokesseln in der Fernwärmeversorgung ein detailliertes fundamentales Strommarktmodell eingesetzt. Zur Beantwortung der Forschungsfrage ist sowohl eine detaillierte Abbildung der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen als auch der Vorhaltung und des Abrufs von Regelleistung im Modell notwendig. Das verwendete Strommarktmodell MICOES-Europe wird im nächsten Abschnitt 3.1 zunächst kurz vorgestellt, bevor in den Abschnitten 3.2 bis 3.9 auf die Modellierung im Detail eingegangen wird. Abschnitt 3.10 beschreibt kurz die softwaretechnische Umsetzung des Modells. Im Abschnitt 3.11 wird die Güte des Modells einer Bewertung anhand von Marktdaten der Jahre 2010 - 2013 unterzogen und die Eignung für die Untersuchungsfrage bewertet.

3.1 Modellübersicht

Das am Lehrstuhl für Energiemanagement und Nachhaltigkeit der Universität Leipzig vorhandene Strommarktmodell MICOES („Mixed-integer cost optimization of energy systems“) basiert auf Arbeiten der von Prof. T. Bruckner geleiteten Forschungsgruppe an der TU Berlin aus dem Jahr 2008 (Theofilidi 2008). Seitdem wurde es an der Universität Leipzig⁹ fortwährend weiterentwickelt (vgl. etwa (Böttger et al. 2015)). So wurde es insbesondere von einem auf Deutschland beschränkten Modell erweitert, um zusätzlich den größten Teil Europas detailliert abzubilden.

Bei dem für die Untersuchung verwendeten Strommarktmodell handelt es sich um ein Fundamentalmmodell des europäischen Kraftwerksparks, das mittels gemischt-ganzzahliger Optimierung Abschätzungen für die Spotmarktpreise für die einzelnen modellierten Länder berechnet. Für jede Stunde der zu analysierenden Stützjahre identifiziert das Strommarktmodell diejenigen Kraftwerke, die den Strombedarf und die Nachfrage nach Regelleistung unter Berücksichtigung technischer und ökonomischer Restriktionen zu minimalen (variablen) Kosten decken. Hierbei wird nur der Betrieb der Anlagen aber keine Investitionsentscheidung modelliert. Stattdessen sind die Kapazitäten aller Technologien exogen vorzugeben.

Das Modell umfasst den Teil der heute existierenden Märkte für Strom, die für die Forschungsfrage relevant sind. Konkret wird der börsliche Day-ahead Spotmarkt (EEX) sowie der Regelleistungsmarkt für Sekundär- und Minutenreserve abgebildet (vgl. Abbildung 3-1).

⁹ Im Wesentlichen durch die Autorin, sofern nicht anders gekennzeichnet.

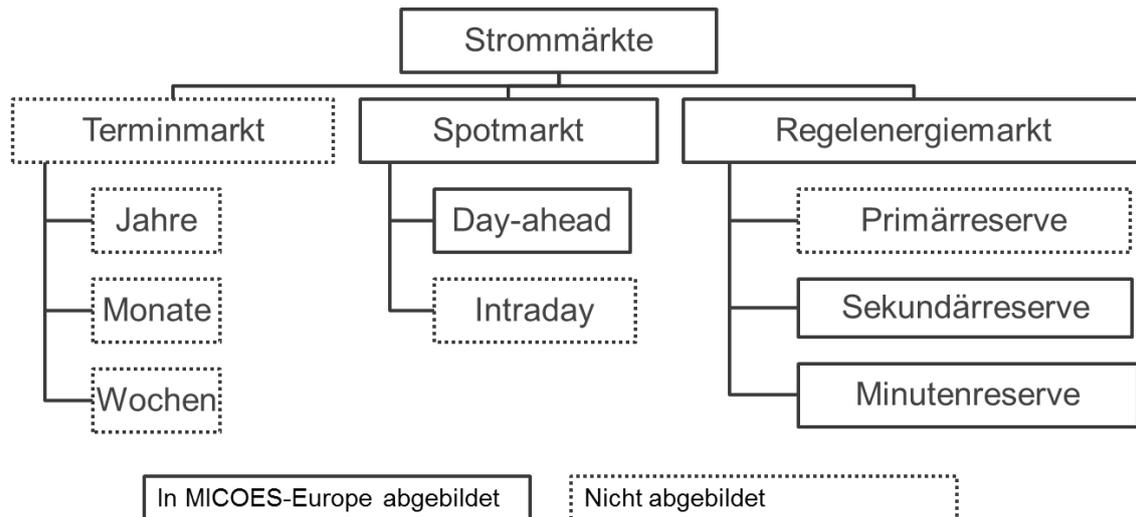


Abbildung 3-1: Einordnung des Strommarktmodells MICOES-Europe in verschiedene Märkte für Strom

In Abbildung 3-2 ist das verwendete Strommarktmodell schematisch dargestellt. Als Eingabedaten für das Strommarktmodell dient neben der stündlich vorgegebenen (unelastischen) Stromnachfrage jedes betrachteten Landes und dem Bedarf an Regelleistungsvorhaltung insbesondere eine Datenbank mit den in Europa befindlichen Kraftwerken. Diese Datenbank enthält für konventionelle Kraftwerke insbesondere deren Wirkungsgrade, Maximalleistung und minimal zulässige Leistung, wie auch maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeiten (ramp rates) sowie minimale Betriebs- und Stillstandzeiten. Weiterhin berücksichtigt das Modell die Kraftwerksanfahrkosten (unter Berücksichtigung der vorherigen Stillstandzeit) sowie über die Brennstoffkosten hinausgehende, zusätzliche variable Betriebskosten. Außerdem enthält die Datenbank die installierten Leistungen von EE. Die Stromeinspeisung fluktuierender EE (Windkraft, Photovoltaik¹⁰) wird im Modell auf Grundlage synthetisch erstellter Zeitreihen¹¹ basierend auf historischen Wetterdaten für alle betrachteten Länder berücksichtigt, welche entsprechend dem zukünftigen Ausbau bei Bedarf skaliert werden. Da im Modell 19 europäische Länder abgebildet sind, wird auch der Stromtransfer zwischen einzelnen Ländern unter Berücksichtigung der Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen im Modell ermöglicht. Alle in der Datenbank verfügbaren Kraftwerke werden unter dem Ziel der Kostenminimierung eingesetzt, um die Stromnachfrage auf dem Spotmarkt wie auch den Bedarf auf dem Regelleistungsmarkt zu decken. Im Ergebnis liefert MICOES-Europe für jedes Land stündliche Spotmarktpreise für Strom sowie auch die stündlichen Betriebsprofile aller Kraftwerke sowie deren CO₂-Emissionen und Deckungsbeiträge. Für den Regelleistungsmarkt werden die Reservevorhaltung aller Kraftwerke sowie deren Opportunitätskosten in Form von Grenzleistungspreisen (als Schattenpreise) bestimmt.

¹⁰ Bei der Erstellung der synthetischen Photovoltaikeinspeiszeitreihen hat Sören Graupner die Modellierung und Datengrundlage erweitert und verbessert.

¹¹ Vgl. hierzu die Erläuterungen im Anhang A.1 bis A.3.

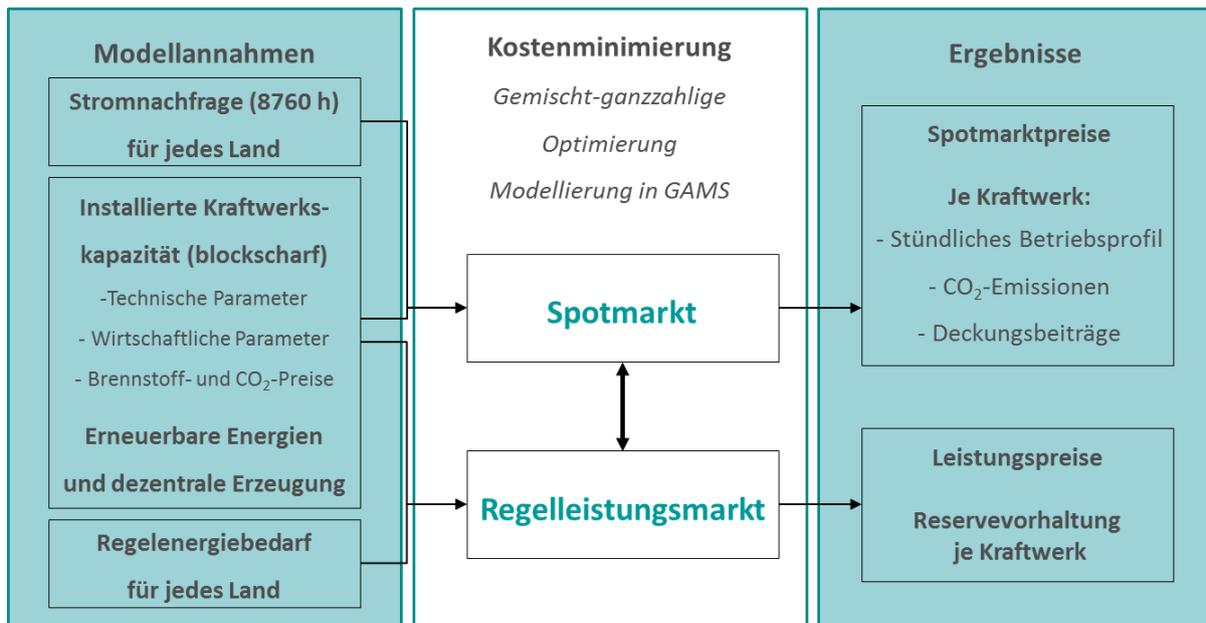


Abbildung 3-2: Modellschema des Strommarktmodells MICOES-Europe

Die derzeit im Modell abgebildeten Länder umfassen Deutschland (DE), die Niederlande (NL), Belgien (BE), Frankreich¹² (FR), die Schweiz (CH), Österreich (AT), die Tschechische Republik (CZ), Polen (PL), Dänemark West (DKw) und Dänemark Ost (DKe), Norwegen (NO), Schweden (SE), Finnland (FI), Spanien (ES), Portugal (PL), Italien (IT), Großbritannien (GB), Slowenien (SO), die Slowakei (SK) und Ungarn¹³ (HU) (vgl. Abbildung 3-3).

Im heutigen Marktdesign sind die Spotmärkte von Deutschland und Österreich gekoppelt, so dass es für beide Länder eine gemeinsame Preiszone gibt¹⁴. Im Modell werden die Länder aber mit jeweils einer eigenen Preiszone modelliert, da auch die Regelleistungsmärkte beider Länder nicht vollständig integriert sind. Dänemark wird mit einer westlichen (Festland) und einer östlichen Preiszone im Modell abgebildet, da in der Realität die beiden Teile zu unterschiedlichen Netzgebieten gehören. In der Realität existieren in Italien, Norwegen und Schweden mehrere Preiszonen (Egerer et al. 2015), um dortige Netzengpässe entsprechend zu berücksichtigen. Innerhalb des Modells werden die Länder aber als eine Preiszone abgebildet, da einerseits die regionalen Daten häufig nicht in ausreichender Qualität zur Verfügung stehen bzw. das Stromnetz und ggf. auftretende Engpässe innerhalb der Länder im Modell auch nicht berücksichtigt werden. Somit können mit diesem Modellansatz keine Aussagen zu netzbedingt notwendiger Abregelung von EE getroffen werden, sondern nur zu marktbedingter Abregelung.

¹² Ein Update der Modelldaten zu Frankreich erfolgte durch Sita Seidel und Mario Götz.

¹³ Die Modelldaten für Slowenien, die Slowakei und Ungarn wurden durch Julia Gromovaja und Mario Götz zusammengetragen.

¹⁴ Möglicherweise wird die deutsch-österreichische Preiszone aber in den nächsten Jahren aufgrund der Versorgungssicherheit aufgespalten, da gegenwärtig Netzengpässe große Probleme darstellen (Schlandt 2015).

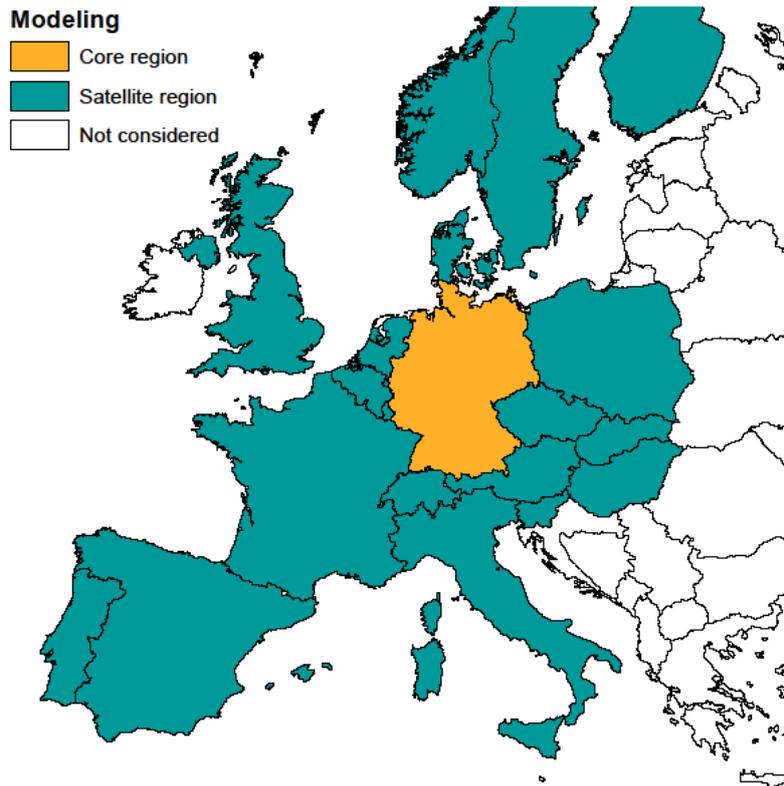


Abbildung 3-3: Abgebildete Länder im Strommarktmodell MICOES-Europe

In den folgenden Abschnitten wird die Modellierung nun im Detail beschrieben. Der Index $t \in \{0, 1, \dots, T\}$ ¹⁵ wird dabei immer für die jeweiligen Zeitschritte (hier Stunden) verwendet. In der Regel ist $T = 24$, das heißt es werden immer einzelne Tage mit 24 Stunden Länge betrachtet.

3.2 Modellierung fossil-thermischer Kraftwerke

Zunächst wird die Modellierung von fossil-thermischen Kraftwerken beschrieben. Hierzu wird der Index $i \in \mathcal{J}$ für einzelne Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke¹⁶ verwendet. Der Einsatz thermischer Kraftwerke unterliegt zahlreichen dynamischen Restriktionen wie Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten, Leistungsänderungsbegrenzungen und Mindestleistungsbedingungen, die im Folgenden erläutert werden (vgl. z. B. (Ellersdorfer et al. 2008)).

3.2.1 Minimal- und Maximalleistung

Der Einsatz thermischer Kraftwerke i zum Zeitpunkt t wird im Modell über ihre abgegebene Leistung mit der Variablen $P_{t,i}^{PP} \geq 0$ beschrieben („PP“ steht hierbei für power plant). Dabei ist die Variable

¹⁵ Der Index „0“ wird im Kontext der rollierenden Optimierung zur Übertragung der optimalen Werte der letzten Stunde des Vortages zur Verwendung als Startwert für den Folgetag genutzt (s. Abbildung 3-11 auf S. 73).

¹⁶ Für Deutschland allein werden rund 430 Kraftwerksblöcke und für die derzeit abgebildeten weiteren europäischen Länder weitere 1.600 Kraftwerksblöcke modelliert.

$P_{t,i}^{PP}$ nach oben durch die Maximalleistung¹⁷ des Kraftwerks $P_i^{PP,max}$ begrenzt. Da der zulässige Arbeitsbereich stromproduzierender thermischer Kraftwerke aus technischen Gründen nicht unter eine gewisse Schranke $P_i^{PP,min}$ fallen darf, ist die Einführung einer binären Statusvariable für jedes Kraftwerk und jeden Zeitpunkt notwendig. Diese Statusvariable $s_{t,i} \in \{0,1\}$ gibt an, ob das Kraftwerk aus bzw. in einem Anfahrvorgang ($s_{t,i} = 0$) oder aber in Betrieb ist ($s_{t,i} = 1$). Für die Einschränkung des zulässigen Arbeitsbereiches gilt Gleichung (1) (vgl. Gleichung (5.7) in (Theofilidi 2008)).

$$s_{t,i} \cdot P_i^{PP,min} \leq P_{t,i}^{PP} \leq s_{t,i} \cdot P_i^{PP,max} \quad (1)$$

Die Parameter für die Maximalleistung (installierte elektrische Leistung im Nennbetriebspunkt) $P_i^{PP,max}$ werden für Deutschland aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA 2013) übernommen. Für die restlichen im Modell abgebildeten europäischen Länder wurde eine Kraftwerksliste von Energy Brainpool (Energy Brainpool 2011) als Grundlage verwendet und durch eigene Recherchen ergänzt und aktualisiert.

Da für die Abschätzung der Mindestleistung keine kraftwerksscharfen Daten vorliegen, wird hier mit technologiespezifischen Werten aus der Literatur gearbeitet (s. Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1: Übersicht über die im Modell verwendeten Parameter zur Abbildung der technischen Mindestleistung (in Prozent der Maximalleistung)

Technologie bzw. Brennstoff	Wert	Quelle
Kernenergie	45 %	(Bagemihl 2002)
Braunkohle DKW	40 %	(Hundt et al. 2009) (Tabelle 4.2)
Steinkohle DKW	38 %	(Hundt et al. 2009) (Tabelle 4.2)
Erdgas DKW	38 %	(Hundt et al. 2009) (Tabelle 4.2)
Erdgas GuD	33 %	(Hundt et al. 2009) (Tabelle 4.2)
Erdgas GT	20 %	(Hundt et al. 2009) (Tabelle 4.2)
Heizöl, leicht/schwer	20 %	Eigene Annahme (entsprechen Erdgas GT)

3.2.2 Kraftwerksverfügbarkeit

Kraftwerke stehen aufgrund von geplanten Wartungen bzw. ungeplanten (technischen) Ausfällen meist nicht 8.760 Stunden im Jahr für die Stromerzeugung zur Verfügung. Um dies zu berücksichtigen wird in Gleichung (1) auf der rechten Seite noch mit einem Verfügbarkeitsparameter $\theta_{t,i} \in [0,1]$ multipliziert (s. Gleichung (2)).

$$P_{t,i}^{PP} \leq s_{t,i} \cdot \theta_{t,i} \cdot P_i^{PP,max} \quad (2)$$

¹⁷ In MICOES-Europe wird immer mit der Nettogleistung (Bruttogleistung abzüglich Eigenverbrauch) gerechnet.

Für Deutschland werden geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten je Technologie mit ihrer Dauer veröffentlicht¹⁸ (EEX 2015). Die historischen Arbeitsverfügbarkeiten der einzelnen deutschen Kernkraftwerke können aus veröffentlichten Betriebsergebnissen bis zum Jahr 2011 (DATf 2012) zeitlich sehr genau abgeleitet werden.

Für die Validierung werden daher diese Daten in eine stündliche Auflösung übertragen und dem Modell als Parameter vorgegeben. Abbildung 3-4 zeigt exemplarisch für das Jahr 2012 die nichtverfügbare Erzeugungsleistung nach Technologie. Hier ist auffällig, dass insbesondere im Sommer die Nichtverfügbarkeit die höchsten Werte annimmt (teilweise über 25 GW). Dies liegt daran, dass planbare Wartungen eher im Sommer zu Zeiten geringer Stromnachfrage und damit geringerer Strompreise durchgeführt werden.

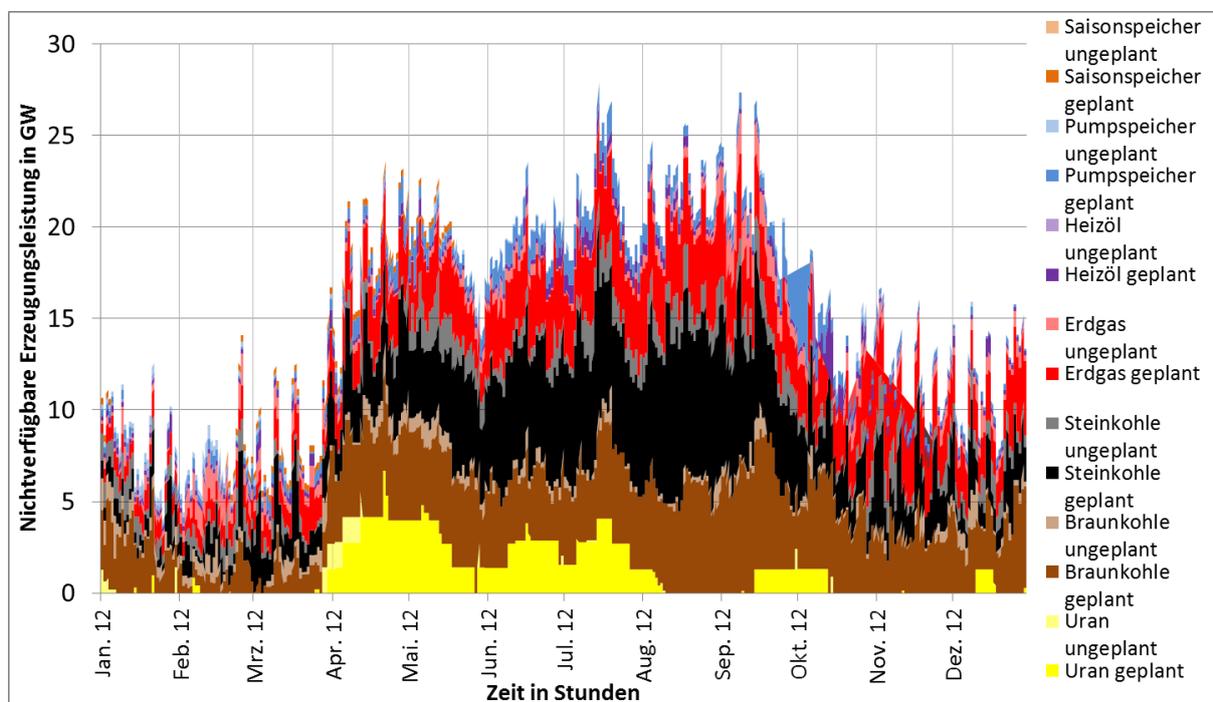


Abbildung 3-4: Nichtverfügbare Erzeugungsleistung in Deutschland im Jahr 2012. Quelle: Eigene Darstellung der Daten von (European Energy Exchange (EEX) 2015)

Da nicht für jedes europäische Land solche detaillierten Daten zur Verfügung stehen, werden für alle anderen Länder pauschale Werte verwendet. Diese werden in Tabelle 3-2 wiedergegeben.

3.2.3 Leistungsänderungsgradienten

Da thermische Kraftwerke ihre Leistung nicht beliebig schnell variieren können, wird im Modell mit Parametern zur Beschreibung der Leistungsänderungsgeschwindigkeit gearbeitet. Die Modellierung wird dabei von Silbernagl et al. (2014) übernommen. Der Parameter RD_i gibt den Leistungsänderungsgradienten bei Leistungsreduktion von Kraftwerk i in MW je Zeitschritt an („ramping - down“).

¹⁸ Seit 09.02.2015 wird dies sogar mit Angabe des betroffenen Kraftwerksblocks veröffentlicht.

Tabelle 3-2: Übersicht über verwendete Parameter für Arbeitsverfügbarkeiten thermischer Kraftwerke

Technologie bzw. Brennstoff	Wert	Quelle
Kernenergie	85,0 %	Eigene Annahme auf Basis historischer Verfügbarkeiten
Braunkohle DKW	84,7 %	(Swider et al. 2007)
Steinkohle DKW	82,1 %	(Swider et al. 2007)
Erdgas DKW	88,7 %	(Swider et al. 2007)
Erdgas GuD	88,7 %	(Swider et al. 2007)
Erdgas GT	88,7 %	(Swider et al. 2007)
Heizöl, leicht/schwer	90,7 %	(Swider et al. 2007)

Der Parameter RU_i ist analog für eine Leistungserhöhung definiert („ramping - up“). Um die Änderung der Leistung auch für Anfahrvorgänge und das Herunterfahren eines Kraftwerks abbilden zu können, werden zusätzlich die Parameter SU_i (maximales Ramping beim Hochfahren) und SD_i (maximales Ramping beim Herunterfahren) verwendet.

Die Veränderung der Leistung bei Leistungserhöhung von einem Zeitschritt zum nächsten ist somit gemäß Ungleichung (3) eingeschränkt (vgl. Gleichung (4) in (Silbernagl et al. 2014)). Spiegelbildlich schränkt Ungleichung (4) die Leistungsänderung bei Leistungsreduktion ein (vgl. Gleichung (5) in (Silbernagl et al. 2014)).

$$P_{t,i}^{PP} \leq P_{t-1,i}^{PP} + RU_i \cdot s_{t-1,i} + SU_i \cdot (1 - s_{t-1,i}) - \min\{SU_i, P_i^{PP,min} + RU_i\} \cdot (1 - s_{t,i}) \quad (3)$$

$$P_{t,i}^{PP} \geq P_{t-1,i}^{PP} - RD_i \cdot s_{t,i} - SD_i \cdot (1 - s_{t,i}) + \min\{SD_i, P_i^{PP,min} + RD_i\} \cdot (1 - s_{t-1,i}) \quad (4)$$

Im normalen Betrieb ($s_{t-1,i} = s_{t,i} = 1$) ist die Leistungsänderung damit nur durch die Parameter RU_i und RD_i beschränkt, da die beiden letzten Terme auf der rechten Seite jeweils wegfallen. Beim Anfahren ($s_{t-1,i} = 0, s_{t,i} = 1$) wird die Leistungsänderung durch den Parameter SU_i begrenzt (in Gleichung (3) fallen der zweite und vierte Term rechts weg), wobei aber sichergestellt werden muss, dass wegen Gleichung (1) noch $P_i^{PP,min} \leq P_{t,i}^{PP}$ gilt (in Gleichung (4) fällt der dritte Term weg und sichert damit diese Bedingung). Beim Herunterfahren ($s_{t-1,i} = 1, s_{t,i} = 0$) ist die Leistungsänderung durch den Parameter SD_i begrenzt (in Gleichung (4) fallen der zweite und vierte Term rechts weg), wobei analog zum Anfahren über Gleichung (3), in der der dritte Term rechts wegfällt, auch $P_i^{PP,min} \leq P_{t-1,i}^{PP}$ gesichert wird.

Dabei wird der Parameter SU_i auf die Mindestleistung $P_i^{PP,min}$ gesetzt, was bedeutet, dass ein Kraftwerk immer zunächst auf die Mindestleistung hochgefahren werden muss. Der Parameter SD_i wird dagegen auf die Maximalleistung gesetzt, wodurch ein Kraftwerk stets von einem beliebigen Arbeitspunkt heruntergefahren werden kann. Weiterhin wird $RU_i = RD_i$ angenommen. Es wird bei der

Parametrisierung mangels verfügbarer Daten also nicht zwischen Leistungserhöhung und -reduktion unterschieden. Da keine kraftwerksscharfen Abschätzungen zu Leistungsänderungsgeschwindigkeiten vorliegen, wird auch hier mit technologiespezifischen Werten aus der Literatur gearbeitet (s. Tabelle 3-3).¹⁹

Tabelle 3-3: Übersicht über verwendete Parameter für Leistungsänderungsgradienten

Technologie bzw. Brennstoff	Wert	Quelle
Kernenergie	3,8 %/Minute	(Hundt et al. 2009)
Braunkohle DKW	3 %/Minute	(Hundt et al. 2009) (Tabelle 4.2)
Steinkohle DKW	4 %/Minute	(Hundt et al. 2009) (Tabelle 4.2)
Erdgas DKW	6 %/Minute	(Hundt et al. 2009) (Tabelle 4.2)
Erdgas GuD	6 %/Minute	(Hundt et al. 2009) (Tabelle 4.2)
Erdgas GT	20 %/Minute	(Hundt et al. 2009) (Tabelle 4.2)
Heizöl, leicht/schwer	20 %/Minute	Eigene Annahme (analog zu Erdgas GT)

3.2.4 Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeit

Um die Trägheit, die beim Betrieb von thermischen Kraftwerken zu beobachten ist²⁰, modellieren zu können, sind im Modell Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten abgebildet. Die Mindeststillstandszeit T_i^{off} gibt dabei an, wie lange ein Kraftwerk nach dem Herunterfahren mindestens abgeschaltet bleiben muss. Da Anfahrvorgänge selbst nicht explizit physikalisch modelliert werden, ist die Zeit für einen Anfahrvorgang in der Mindeststillstandszeit enthalten. Die Mindestbetriebszeit T_i^{on} gibt an, wie lange ein Kraftwerk nach einem Anfahrvorgang mindestens in Betrieb bleiben muss. Dies ist dadurch motiviert, dass für einen Anfahrvorgang nicht unerhebliche Kosten entstehen, so dass ein Kraftwerk nur angefahren werden sollte, wenn es dann auch mehrere Stunden laufen kann.

Gegenüber der Originalversion des Modells in (Theofilidi 2008) wurde hier eine Anpassung der Modellierung vorgenommen. Basierend auf der Modellierung von (Carrion und Arroyo 2006) werden die Mindestzeiten ohne die explizite Definition von Zählvariablen (ON bzw. OFF) allein auf geeigneten Gleichungen über Summen der Statusvariable $s_{t,i}$ gebildet, was im Vergleich zur Originalversion eine deutliche Verbesserung der Rechenzeiten des Modells bewirkt hat.

Die Gleichungen (5) - (7) entsprechen den Gleichungen (21) - (23) in (Carrion und Arroyo 2006). Um sicherzustellen, dass die Mindestbetriebszeit über den gesamten Berechnungshorizont bis T eingehalten wird, erfolgt eine Unterteilung in drei Fälle. Der erste in Gleichung (5) wiedergegebene Fall

¹⁹ Da im Modell mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde gerechnet wird, sind die Leistungsänderungsgeschwindigkeiten in der Regel nicht bindend. Diese spielen jedoch für die Bestimmung der möglichen Regelleistungsvorhaltung eine wichtige Rolle (vgl. Abschnitt 3.8.1).

²⁰ Diese ergibt sich aus der maximalen thermischen Belastung von Bauteilen.

entspricht einer aus der Vorperiode noch verbleibenden restlichen Mindestbetriebszeit über G_i Stunden, die noch eingehalten werden muss ($s_{t,i}$ muss also für G_i Stunden = 1 sein). Dabei ist $G_i = \text{Min}\{T, [T_i^{on} - T_i^{on,initial}] \cdot s_{t=0,i}\}$ die Anzahl der Zeitschritte zu Beginn der Berechnungsperiode, die ein Kraftwerk noch am Netz bleiben muss. Der Parameter $T_i^{on,initial}$ entspricht dabei der Anzahl an Stunden der Mindestbetriebszeit, die in der Vorperiode bereits vergangen sind. In Gleichung (6) wird dagegen der Fall betrachtet, dass eine Mindestbetriebszeit komplett in die Berechnungsperiode fällt. Wenn also $s_{t,i} = 1$ und $s_{t-1,i} = 0$ gilt, muss $s_{n,i}$ für T_i^{on} Stunden gleich 1 sein. Abschließend wird durch Gleichung (7) sichergestellt, dass zum Ende der Berechnungsperiode, auch wenn eine Mindestbetriebszeit nicht mehr komplett abgeschlossen werden kann, ein Kraftwerk zumindest in den verbleibenden Stunden am Netz bleibt. Wenn also $s_{t,i} = 1$ und $s_{t-1,i} = 0$ gilt, muss $s_{n,i}$ für die verbleibenden Stunden bis T gleich 1 sein.

$$\sum_{t=1}^{G_i} [1 - s_{t,i}] = 0 \quad \forall i \in I \quad (5)$$

$$\sum_{n=t}^{t+T_i^{on}-1} s_{n,i} \geq T_i^{on} \cdot [s_{t,i} - s_{t-1,i}] \quad \forall i \in I \quad \forall t \in G_i + 1, \dots, T - T_i^{on} + 1 \quad (6)$$

$$\sum_{n=t}^T \{s_{n,i} - [s_{t,i} - s_{t-1,i}]\} \geq 0 \quad \forall i \in I \quad \forall t \in T - T_i^{on} + 2, \dots, T \quad (7)$$

Für die Einhaltung von Mindeststillstandszeiten werden analoge Gleichungen verwendet. Die hier angeführten Gleichungen (8) - (10) entsprechen den Gleichungen (24) - (26) in (Carrion und Arroyo 2006). Dabei ist $L_i = \text{Min}\{T, [T_i^{off} - T_i^{off,initial}] \cdot [1 - s_{t=0,i}]\}$ die Anzahl der Zeitschritte zu Beginn der Berechnungsperiode, die ein Kraftwerk noch aus bleiben muss. Der Parameter $T_i^{off,initial}$ entspricht dabei der Anzahl an Stunden der Mindeststillstandszeit, die in der Vorperiode bereits vergangen sind. Hier wird analog zwischen den drei Fällen einer noch verbleibenden restlichen Mindeststillstandszeit zum Periodenbeginn, einer vollständigen Mindeststillstandszeit innerhalb einer Berechnungsperiode sowie dem Erfüllen einer beginnenden Mindeststillstandszeit zum Periodenende unterschieden. Mangels kraftwerksscharfer Daten zu Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten wird hier ebenso mit technologiespezifischen Werten aus der Literatur gearbeitet (s. Tabelle 3-4).

$$\sum_{t=1}^{L_i} s_{t,i} = 0 \quad \forall i \in I \quad (8)$$

$$\sum_{n=t}^{t+T_i^{off}-1} [1 - s_{n,i}] \geq T_i^{off} \cdot [s_{t-1,i} - s_{t,i}] \quad \forall i \in I \quad \forall t \in L_i + 1, \dots, T - T_i^{off} + 1 \quad (9)$$

$$\sum_{n=t}^T \{1 - s_{n,i} - [s_{t-1,i} - s_{t,i}]\} \geq 0 \quad \forall i \in I \quad \forall t \in T - T_i^{off} + 2, \dots, T \quad (10)$$

Tabelle 3-4: Übersicht über verwendete Parameter für Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten

Technologie bzw. Brennstoff	Mindestbetriebszeit	Mindeststillstandszeit	Quelle
Kernenergie	12 h	8 h	(Bagemihl 2002)
Braunkohle DKW	8 h	8 h	(Bagemihl 2002)
Steinkohle DKW	8 h	8 h	(Bagemihl 2002)
Erdgas DKW	8 h	4 h	Eigene Annahme (analog zu Erdgas GuD)
Erdgas GuD	8 h	4 h	(Bagemihl 2002)
Erdgas GT	0 h	0 h	(Bagemihl 2002)
Heizöl, leicht/schwer	0 h	0 h	Eigene Annahme (analog zu Erdgas GT)

3.3 Modellierung der Fernwärmeversorgung

Da die Fernwärmeversorgung im Fokus dieser Arbeit steht, spielt insbesondere deren Modellierung eine wichtige Rolle für die späteren Modellergebnisse. In MICOES-Europe wird die Fernwärmeversorgung²¹ über KWK-Anlagen, Heizkessel, thermische Speicher sowie Power-to-Heat-Anlagen für ausgewählte große Fernwärmenetze in Deutschland endogen abgebildet. Auf die hierfür verwendete Modellierung wird im Folgenden eingegangen.

3.3.1 KWK-Anlagen

Neben der Stromerzeugung wird auch die gekoppelte Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen abgebildet. Die Modellierung basiert hierbei auf Mollenhauer et al. (2016).

Die Enthalpie $\dot{H}_{t,i}^{fuel}$ in Abhängigkeit der elektrischen Energie $P_{t,i}^{PP}$ und der thermischen Energie $\dot{Q}_{t,i}^{CHP}$ leitet sich aus folgender Gleichung (11) ab, wobei $\beta_{t,i}$ die Stromverlustkennziffer ist.

$$\dot{H}_{t,i}^{fuel} = \alpha_{1,i} \cdot s_{t,i} + \alpha_{2,i} \cdot (P_{t,i}^{PP} + \beta_{t,i} \cdot \dot{Q}_{t,i}^{CHP}) \quad (11)$$

Für die Ermittlung der Koeffizienten $\alpha_{1,i}$ und $\alpha_{2,i}$ werden die folgenden beiden Gleichungen (12) und (13) verwendet, wobei $\eta_i^{el,min}$ den elektrischen Wirkungsgrad bei Mindestleistung bezeichnet (für den Fall, dass keine Wärmeauskopplung stattfindet).

$$\alpha_{1,i} = \frac{P_i^{PP,min}}{\eta_i^{el,min}} - \alpha_{2,i} \cdot P_i^{PP,min} \quad (12)$$

$$\alpha_{2,i} = \frac{P_i^{PP,max} / \eta_i^{el,max} - P_i^{PP,min} / \eta_i^{el,min}}{P_i^{PP,max} - P_i^{PP,min}} \quad (13)$$

²¹ Die Abbildung der Fernwärmeversorgung war im ursprünglichen Modell MICOES (Theofilidi 2008) nicht enthalten und wurde von der Autorin zusammen mit Mario Götz ab dem Jahre 2012 ergänzt.

In Tabelle 3-5 wird der Wirkungsgradverlust im Teillastbetrieb in Prozentpunkten angegeben, aus dem sich $\eta_i^{el,min}$ in Abhängigkeit von $\eta_i^{el,max}$ errechnet.

Tabelle 3-5: Übersicht über verwendete Parameter für Wirkungsgradverluste bei Mindestteillast

Technologie	Wirkungsgradverlust	Quelle
Kernenergie	5 %Pkte.	(dena 2005)
Braunkohle DKW	5 %Pkte.	(dena 2005)
Steinkohle DKW	6 %Pkte.	(dena 2005)
Erdgas DKW	6 %Pkte.	Eigene Annahme (wie Steinkohle DKW)
Erdgas GuD	11 %Pkte.	(dena 2005)
Erdgas GT	22 %Pkte.	(dena 2005)
Heizöl, leicht/schwer	22 %Pkte.	Eigene Annahme (wie Erdgas GT)

Die Stromverlustkennziffer $\beta_{t,i}$ wird in Abhängigkeit von Vorlauf- ($T_{t,i}^{FF}$), Rücklauf- ($T_{t,i}^{RF}$) und Kühlwassertemperatur ($T_{t,i}^{cool}$) gemäß Gleichung (14) berechnet (vgl. Gleichung (8) und (9) in (Mollenhauer et al. 2016)).

$$\beta_{t,i} = 1 - \frac{T_{t,i}^{cool} \cdot \ln(T_{t,i}^{FF} / T_{t,i}^{RF})}{T_{t,i}^{FF} - T_{t,i}^{RF}} \quad (14)$$

Da keine anlagenscharfen Daten zu Vorlauf-, Rücklauf- und Kühlwassertemperaturen vorliegen, wurden für alle Anlagen die in Tabelle 3-6 genannten Werte verwendet. Dabei wurde nur die Vorlauf-temperatur abhängig von der Jahreszeit variiert und exogen vorgegeben.

Tabelle 3-6: Übersicht über verwendete Parameter für Vorlauf-, Rücklauf- und Kühlwassertemperatur. Quelle: Eigene Annahmen basierend auf (Christidis et al. 2017)

Temperatur	Winter	Übergang	Sommer
Vorlauf	130 °C	110 °C	90 °C
Rücklauf	60 °C	60 °C	60 °C
Kühlwasser	15 °C	15 °C	15 °C
Stromverlustkennziffer $\beta_{t,i}$	0,215	0,194	0,172

Der Brennstoff Enthalpieeinsatz $\dot{H}_{t,i}^{fuel}$ ist gemäß Gleichung (15) durch die minimale und maximale Kesselleistung begrenzt (vgl. Gleichungen (12) und (13) in (Mollenhauer et al. 2016)).

$$s_{t,i} \cdot \frac{P_i^{PP,min}}{\eta_i^{el,min}} \leq \dot{H}_{t,i}^{fuel} \leq s_{t,i} \cdot \frac{P_i^{PP,max}}{\eta_i^{el,max}} \quad (15)$$

Bei der Modellierung von KWK-Anlagen wird zwischen Entnahmekondensationsanlagen und Gegendruckanlagen unterschieden. Während Gegendruckanlagen Strom und Wärme ausschließlich mit einem festen Verhältnis (Stromkennzahl) produzieren können, haben Entnahmekondensationsanlagen die Möglichkeit, in einer gewissen Bandbreite die Strom- und Wärmeproduktion unabhängig voneinander zu variieren (vgl. Abbildung 3-5 und Abbildung 3-6).

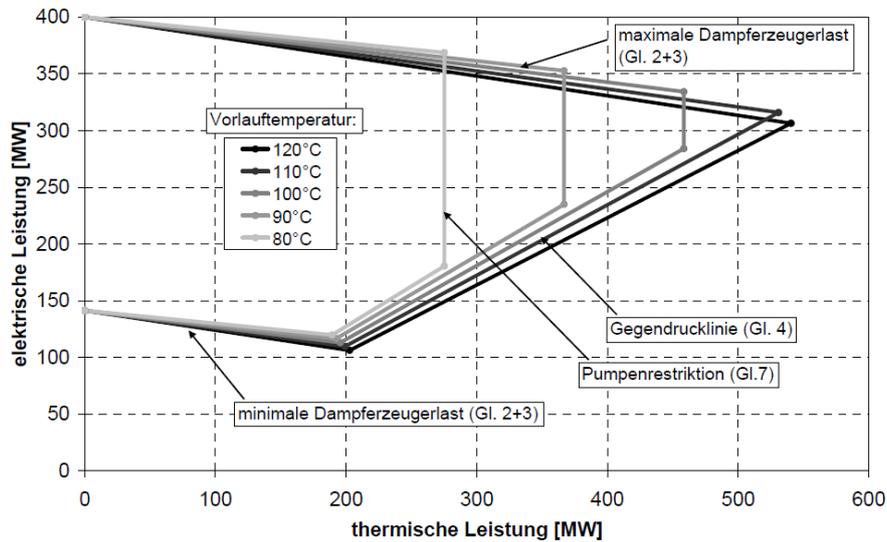


Abbildung 3-5: Grenzen des Betriebsbereichs eines Entnahme-Kondensations-Dampfkraftwerks (Verweise auf Gleichungen beziehen sich auf das Originalpaper). Quelle: (Christidis und Tsatsaronis 2011)

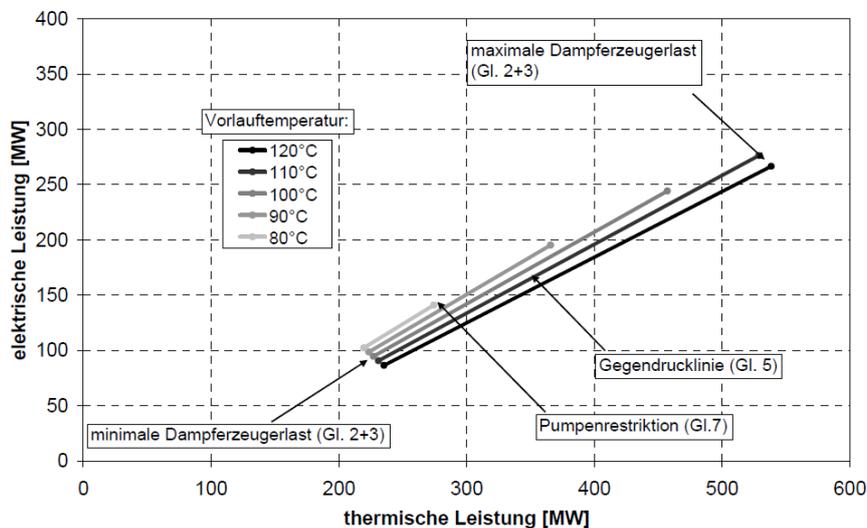


Abbildung 3-6: Betriebsbereich eines Gegendruck-Dampfkraftwerks. Quelle: (Christidis und Tsatsaronis 2011)

Für Entnahmekondensationsanlagen gilt daher Gleichung (16) für den Zusammenhang zwischen Wärmeproduktion $\dot{Q}_{t,i}^{CHP}$ und Stromproduktion $P_{t,i}^{PP}$ in einer einzelnen Stunde. Gleichung (17) zeigt den Zusammenhang analog für Gegendruckanlagen.

$$P_{t,i}^{PP} \leq \dot{H}_{t,i}^{fuel} - \dot{Q}_{t,i}^{CHP} - \dot{H}_{t,i}^{loss} - \dot{Q}_{t,i}^{cool} \quad (16)$$

$$P_{t,i}^{PP} = \dot{H}_{t,i}^{fuel} - \dot{Q}_{t,i}^{CHP} - \dot{H}_{t,i}^{loss} \quad (17)$$

Die Energieverluste durch Abgase $\dot{H}_{t,i}^{loss}$ werden mit 10 %²² bezogen auf $\dot{H}_{t,i}^{fuel}$ angesetzt. Bei Gegen- druckanlagen entfallen die Energieverluste durch die Kondensation $\dot{Q}_{t,i}^{cool}$. Für Entnahmekondensati- onsanlagen werden diese gemäß Gleichung (18) abgeschätzt (vgl. Gleichung (6) in (Mollenhauer et al. 2016)).

$$\dot{Q}_{t,i}^{cool} = 0,1 \cdot \left(\frac{P_i^{PP,max}}{\eta_i^{el,max}} - \dot{H}_{t,i}^{loss} - P_i^{PP,max} \right) \quad (18)$$

Die maximale Förderleistung der Fernwärmepumpen stellt zusätzlich bei geringen Vorlauftemperatu- ren, also geringer Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf, eine Restriktion für die auskop- pelbare thermische Leistung dar (Christidis und Tsatsaronis 2011). Hier wird die Auslegungsvorlauf- temperatur $T_i^{FF,norm}$ mit 120 °C angenommen, woraus sich für die Übergangszeit ein Faktor von 0,84 und für den Sommer von 0,5 ergibt, mit dem die maximale thermische Leistung multipliziert wird (s. Gleichung (19), die Gleichung (7) in (Christidis und Tsatsaronis 2011) entspricht).

$$\dot{Q}_{t,i}^{CHP} \leq \dot{Q}_i^{CHP,max} \cdot \frac{T_{t,i}^{FF} - T_{t,i}^{RF}}{T_i^{FF,norm} - T_{t,i}^{RF}} \quad (19)$$

3.3.2 Heißwassererzeuger

In Fernwärmenetzen können neben KWK-Anlagen auch reine Heißwassererzeuger zur Wärmelastde- ckung eingesetzt werden. Diese werden dann benötigt, wenn die Wärmenachfrage so hoch ist, dass die KWK-Anlagen alleine den Bedarf nicht decken können oder aber auch in Situationen, wenn sich der Betrieb von KWK-Anlagen aufgrund geringer Strommarktpreise nicht rechnet.

Die Fernwärmeerzeugung von Heißwassererzeugern (indiziert mit $bf \in \mathcal{K}$, wobei „bf“ für „boiler fossil“ steht), die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden, wird mit der Variablen $\dot{Q}_{t,bf}^{Boiler} \geq 0$ be- schrieben. Diese ist durch die maximale Kesselleistung $\dot{Q}_{bf}^{Boiler,max}$ begrenzt, wie in Gleichung (20) formal beschrieben wird. Vereinfachend wird keine Mindestleistung modelliert.

$$\dot{Q}_{t,bf}^{Boiler} \leq \dot{Q}_{bf}^{Boiler,max} \quad (20)$$

Die Modellierung von Elektrokesseln (indiziert mit $be \in \mathcal{HS}$, wobei „be“ für „boiler electric“ steht) erfolgt analog zur Modellierung „konventioneller“ Heizkessel mit der Variablen $\dot{Q}_{t,be}^{P2H}$, die die jeweili- ge Wärmeerzeugung beschreibt. Diese ist wiederum durch die installierte Maximalleistung $\dot{Q}_{be}^{P2H,max}$ begrenzt (vgl. Gleichung (21)).

$$\dot{Q}_{t,be}^{P2H} \leq \dot{Q}_{be}^{P2H,max} \quad (21)$$

²² Von Mollenhauer et al. (2016) werden die Abgasverluste mit 5 bis 10 % abgeschätzt und es kommen noch sonstige Verluste in Höhe von 1,5 % hinzu.

Elektrokessel werden mit einem Wirkungsgrad von $\eta^{P2H} = 98\%$ modelliert, so dass zwischen der elektrischen Leistung $P_{t,be}^{P2H}$ und Wärmeerzeugung $\dot{Q}_{t,be}^{P2H}$ folgender Zusammenhang gilt:

$$\dot{Q}_{t,be}^{P2H} = \eta^{P2H} \cdot P_{t,be}^{P2H}$$

3.3.3 Thermische Speicher

Thermische Speicher werden vereinfachend als Anlagen für die temporäre Zwischenspeicherung thermischer Energie modelliert. Es wird somit keine detaillierte thermodynamische Beschreibung vorgenommen (vgl. (Bruckner 1996)). In jedem Fernwärmenetz (District heating grid, DHG) wird genau ein Speicher abgebildet. Sollte es mehrere geben, so werden diese aggregiert und sollte es gar keinen Speicher geben, so wird der maximale Füllstand durch 0 begrenzt. Die folgenden Bedingungen gelten aber analog.

Der Füllstand des thermischen Speichers (state of charge, SOC) wird mit der Variablen $SOC_{t,DHG}^{th} \geq 0$ beschrieben. Diese ist nach oben und unten durch den Maximal- ($SOC^{th,max}$) bzw. Minimalfüllstand ($SOC^{th,min}$) begrenzt (vgl. Gleichung (22)).

$$SOC_{DHG}^{th,min} \leq SOC_{t,DHG}^{th} \leq SOC_{DHG}^{th,max} \quad (22)$$

Wärmeverluste des Wärmespeichers werden durch einen geringen Verlustfaktor berücksichtigt.

3.3.4 Deckung des Fernwärmebedarfs

Die Lastdeckung des vorgegebenen Fernwärmebedarfs $\dot{D}_{t,DHG}^{DH}$ erfolgt über eine Bilanzierung der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen, fossil-befeuerten Heizkesseln, Elektrokesseln sowie ggf. einer Füllstandsveränderung des thermischen Speichers, wie in Gleichung (23) beschrieben wird.

$$\begin{aligned} SOC_{t,DHG}^{th} = & SOC_{t-1,DHG}^{th} + \sum_{bf \in \mathcal{K}_{DHG}} \dot{Q}_{t,bf}^{Boiler} \cdot \Delta t + \sum_{be \in \mathcal{H}\mathcal{S}_{DHG}} \dot{Q}_{t,be}^{P2H} \cdot \Delta t \\ & + \sum_{i \in \mathcal{J}_{DHG}} \dot{Q}_{t,i}^{CHP} \cdot \Delta t - \dot{D}_{t,DHG}^{DH} \cdot \Delta t \end{aligned} \quad (23)$$

Im Modell wird zusätzlich noch eine geringe Verlustrate modelliert, die berücksichtigen soll, dass es zu Energieverlusten durch die Wärmespeicherung kommt. Da die Be- und Entladung eines thermischen Speichers typischerweise weiteren Restriktionen unterliegen (etwa begrenzte Leistung der Pumpen), darf sich der Speicherfüllstand von einer Stunde zur nächsten nur um maximal 10 % der maximalen Kapazität verändern.

In der Realität kann bei der Fernwärmeversorgung aufgrund von Engpässen im Wärmenetz der Fall auftreten, dass Wärmeerzeuger an bestimmten Stellen des Netzes laufen müssen, obwohl sie rein ökonomisch betrachtet, nicht laufen sollten. Von Engpässen im Wärmenetz wird in dieser Arbeit je-

doch abstrahiert, d.h. es wird davon ausgegangen, dass die Wärmeversorgung jeweils über die günstigsten Anlagen erfolgen kann.

Daten zur zeitlich hochaufgelösten Wärmenachfrage sind öffentlich nicht verfügbar (Ellersdorfer et al. 2008, S. 30). Da am Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement allerdings Daten zum Fernwärmebedarf der Stadt Würzburg aus dem Jahr 2001 (Boßmann 2008) und der Stadt Berlin aus dem Jahr 2007 (Bruckner und Berking 2009) vorlagen, konnten diese mithilfe einer Regressionsanalyse verallgemeinert werden (Götz et al. 2013b). Analog zu Ellersdorfer et al. (2008) wird dabei ein funktionaler Zusammenhang zwischen der Außentemperatur und der Wärmenachfrage hergeleitet und dabei insbesondere zwischen den Jahreszeiten (Winter, Sommer), der Tageszeit (Stunde 1-24) und dem Tagtyp (Werktag oder Wochenende) unterschieden. Abbildung 3-7 zeigt die synthetisch erzeugte stündlich aufgelöste Fernwärmenachfrage exemplarisch für das Jahr 2010 für alle großen ostdeutschen Fernwärmenetze.

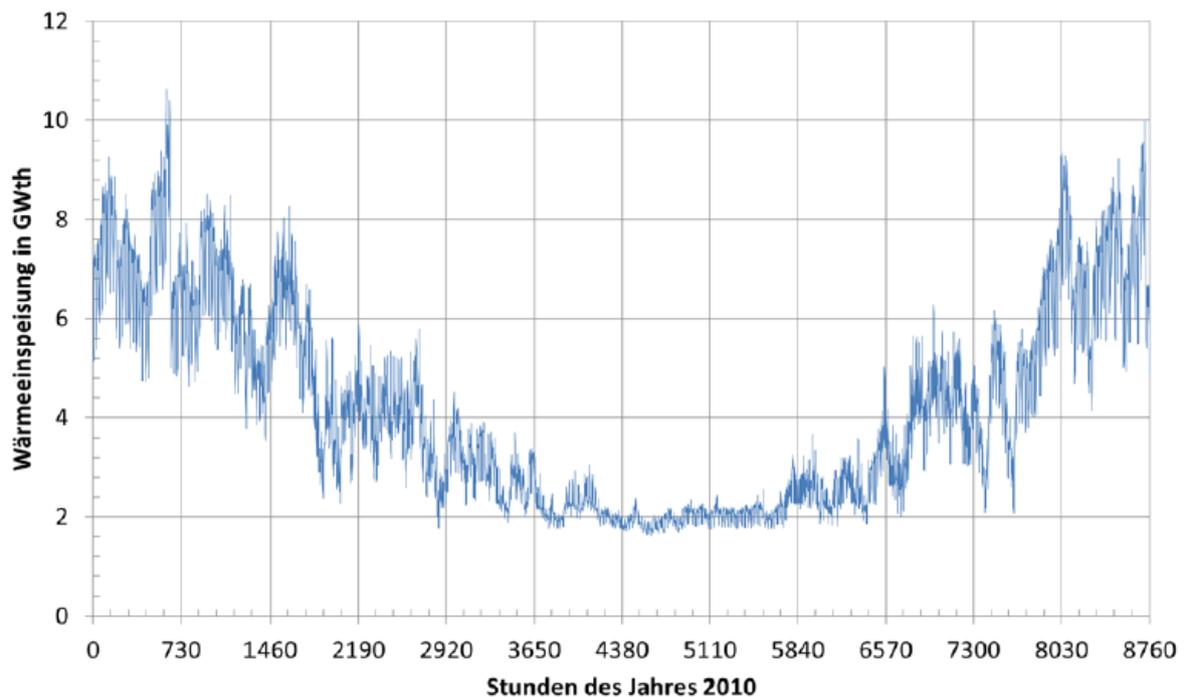


Abbildung 3-7: Fernwärmeeinspeisung in den großen ostdeutschen Fernwärmenetzen (Berechnung mittels Regressionsmethode). Quelle: (Götz et al. 2013b)

3.4 Modellierung von (Pump-)Speicherwasserkraftwerken

Speicherwasserkraftwerke und Pumpspeicherwasserkraftwerke unterliegen anderen Einsatzrestriktionen als konventionelle Kraftwerke, da sie immer nur so viel Strom erzeugen können, wie noch Wasser in ihrem Speicherbecken bzw. Oberbecken vorhanden ist. Für Pumpspeicher, die Wasser zu beliebigen Zeitpunkten auch vom Unterbecken zurück in das Oberbecken pumpen können, ist die Modellierung entsprechend noch komplexer.

3.4.1 Speicherwasserkraftwerke

Aktuell werden Speicherwasserkraftwerke im Modell vereinfacht abgebildet. Die Stromerzeugung je Kraftwerk ist zunächst durch die Turbinenleistung begrenzt. Weiterhin wird ein Faktor für die Verfügbarkeit ins Modell aufgenommen, der den saisonalen Verlauf des Wasserzuflusses abbilden soll. Für Speicherwasserkraftwerke werden die variablen Kosten so hoch gesetzt, dass sie in der Merit Order vergleichsweise weit hinten stehen und eher in der Spitzenlast eingesetzt werden.

Auf eine explizite Abbildung einzelner Anlagen mit den jeweiligen Beckengrößen muss aufgrund der mangelnden Datenverfügbarkeit verzichtet werden. Da in Deutschland Speicherwasserkraftwerke nur einen sehr geringen Anteil an der Stromerzeugung haben, ist die Auswirkung im Modell für Deutschland begrenzt. Für Länder mit einem hohen Anteil an Speicherwasserkraftwerken, wie den Alpenländern oder Skandinavien, wird eine realistische Modellierung durch die Anpassung der variablen Kosten vorgenommen. Dabei werden diese so gesetzt, dass sich entsprechend für das Land realistische Volllaststunden einstellen.

3.4.2 Pumpspeicherwasserkraftwerke

Grundsätzlich werden für jedes Land die einzelnen Pumpspeicher zu einem gesamten Pumpspeicher (pumped hydro storage, PHS) aggregiert. Lediglich in Deutschland liegen detaillierte Daten zu den einzelnen Pumpspeichern vor, so dass die deutschen Pumpspeicher jeweils einzeln im Modell abgebildet werden können. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden die folgenden Formeln jedoch so beschrieben, wie sie für den Fall, dass es nur einen Pumpspeicher pro Land gibt, aussehen.

Im Modell werden die Pumpspeicher über ihre Pumpleistung $P_c^{PHS,up,max}$ und ihre Turbinenleistung $P_c^{PHS,down,max}$ sowie durch die Speicherkapazität $SOC_c^{PHS,max}$ beschrieben. Die Variable $P_{t,c}^{PHS,down} \geq 0$ gibt die Stromerzeugung (Turbinieren) wieder, während die Variable $P_{t,c}^{PHS,up} \geq 0$ den Strombezug (Pumpen) von Pumpspeicherkraftwerken je Zeitschritt t und Land c in MW beschreibt. Der Füllstand der Pumpspeicherkraftwerke am Ende des Zeitschritts t im Land c in MWh wird mit der Variable $SOC_{t,c}^{PHS} \geq 0$ beschreiben. Es gelten folgende Begrenzungen:

$$P_{t,c}^{PHS,down} \leq P_c^{PHS,down,max}$$

$$P_{t,c}^{PHS,up} \leq P_c^{PHS,up,max}$$

$$SOC_{t,c}^{PHS} \leq SOC_c^{PHS,max}$$

Als Bilanzgleichung für intertemporale Zusammenhänge ergibt sich mit den Wirkungsgraden η^{up} und η^{down} für Pumpen bzw. Turbinen folglich Gleichung (24).

$$SOC_{t,c}^{PHS} = SOC_{t-1,c}^{PHS} + \eta^{up} \cdot P_{t,c}^{PHS,up} \cdot \Delta t - (P_{t,c}^{PHS,down} \cdot \Delta t) / \eta^{down} \quad (24)$$

Die Daten zu Pumpspeicherkraftwerken wurden aus verschiedenen Quellen zusammengetragen und bei Bedarf um eigene Annahmen ergänzt (BNetzA 2013; dena 2008, 2010; ETG 2009; Trianel o.J.). Für das europäische Ausland wurden insbesondere folgende Quellen herangezogen: Die Pump- und Turbinenleistung der einzelnen Länder wurde aus (EURELECTRIC WG Hydro 2011, Figure 5) verwendet. Die dort fehlenden Daten für Italien und Skandinavien stammen von (eia 2015), wobei angenommen wurde, dass die Pump- und die Turbinenleistung identisch sind.

Daten für die Speicherkapazität für Deutschland stammen von (dena 2010). Während für Norwegen, Schweden, die Schweiz und Österreich die Speicherkapazität im TWh-Bereich liegt und daher für das Modell im Tagesrhythmus keine wirkliche Restriktion darstellt, wurde für alle anderen Länder (mangels länderscharfer Daten) angenommen, dass die Speicherkapazität für 8 Stunden bei voller Turbinenleistung ausreicht.

Pump- und Turbinenwirkungsgrade stammen für Deutschland aus (ETG 2009) und (dena 2010). Für das Ausland wurden mittlere Speichernutzungsgrade aus dem Verhältnis zwischen Erzeugung und Verbrauch der Jahre 2008 bis 2013 von (Eurostat 2015) abgeschätzt. Die Wirkungsgrade für Pumpen und Turbinen jeweils als Wurzel dieses Wertes (also gleich) angenommen.

3.5 Modellierung nicht bzw. nur bedingt steuerbarer Anlagen

Unter nicht bzw. nur bedingt steuerbaren Anlagen werden einerseits Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien verstanden, welche nur abhängig von den Wetterbedingungen bzw. angereizt durch die Fördermechanismen nicht nachfrageorientiert produzieren und andererseits auch dezentrale KWK-Anlagen sowie Anlagen in der Industriestromerzeugung.

3.5.1 Erneuerbare Energien

Für die Modellierung der Einspeisung von EE wird zwischen wetterabhängig einspeisenden Anlagen (Windkraft an Land und auf See sowie Photovoltaik) und bedingt steuerbaren Anlagen (Laufwasser, Biomasse, Geothermie) unterschieden.

Im Modell wird angenommen, dass Laufwasserkraftwerke, alle Arten von Biomasse- bzw. Biogasanlagen (bis auf KWK-Anlagen, vgl. folgendes Unterkapitel) und Geothermieanlagen konstant ohne Reaktion auf Preissignale einspeisen. Die Ermittlung der Höhe der Einspeisung richtet sich nach den historischen Erzeugungsmengen, die gleichmäßig über das ganze Jahr (8760 Stunden) verteilt werden.

Die Einspeisung von Photovoltaik und Windkraft wird, wenn verfügbar, auf historische Einspeisezeitreihen gestützt. Da aber für die meisten europäischen Länder erst nach und nach solche Zeitreihen-

daten veröffentlicht werden, ist es erforderlich, die fehlenden Zeitreihen auf Grundlage von geeigneten (einfachen) Modellen und historischen Wetter- und Standortinformationen selbst zu erstellen. Eine Beschreibung der Erstellung der synthetischen Einspeisezeitreihen für Wind- und Photovoltaikanlagen findet sich im Anhang A.2 bzw. A.3 ab Seite 172.

Als Quelle für historische Wetterdaten dienen die Reanalyse-Daten des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF 2015)²³. Hier sind Solarstrahlungsdaten und Windgeschwindigkeitsdaten in einer zeitlichen Auflösung von drei Stunden verfügbar. Da MICOES-Europe mit stündlicher Auflösung rechnet, erfolgt eine entsprechende Interpolation dieser Werte auf Stundenwerte. Diese Daten liegen für die Jahre 2010 bis 2013 vor und wurden für die Modellvalidierung verwendet. Mithilfe von detaillierteren stündlichen Windgeschwindigkeitsdaten des COSMO-EU Modells des DWD, die durch das Fraunhofer IWES dem Lehrstuhl für Energiemanagement und Nachhaltigkeit zur Verfügung gestellt wurden, konnten für das Wetterjahr 2011 noch genauere Einspeisezeitreihen für die Windenergie erstellt werden, die in die Szenarienberechnungen für 2025 Eingang fanden.

3.5.2 Dezentrale KWK und Industriestromerzeugung

Im Modell wird weiterhin die Stromeinspeisung von wärmegeführter dezentraler KWK ($< 10 \text{ MW}_{el}$) sowie von Industrie-KWK-Kraftwerken (einschließlich Müllheizkraftwerken) berücksichtigt. Während für Industriekraftwerke vereinfachend von einer konstanten Stromeinspeisung über das ganze Jahr ausgegangen wird, wird die Erzeugung dezentraler KWK-Anlagen abhängig von der Außentemperatur modelliert (Götz 2010). Für diese Stromerzeugung wird angenommen, dass sie nicht auf Preissignale des Strommarktes reagiert.

3.5.3 Umsetzung im Modell

Aus dem jeweiligen stündlichen Dargebot wird für jedes Land eine maximal mögliche Stromerzeugung aus EE bzw. wärmegeführten Must-run-Anlagen (dezentrale KWK und Industrie) $P_{t,c}^{RES,max}$ (wobei RES für renewable energy source steht) bestimmt. Mit der Variablen $P_{t,c}^{RES} \geq 0$ wird dann die tatsächlich genutzte Stromerzeugung aus EE bzw. Must-run-Anlagen in Zeitschritt t in Land c abgebildet. Hierfür gibt folgende Gleichung (25) diesen Zusammenhang formal wieder, welche somit grundsätzlich auch die Abregelung von EE erlaubt²⁴.

$$P_{t,c}^{RES} \leq P_{t,c}^{RES,max} \quad (25)$$

²³ Weitere Informationen zu den Wetterdaten finden sich im Anhang A.1.

²⁴ Die hier zugelassene Abregelung würde prinzipiell sowohl eine Abregelung von EE-Anlagen als auch von Industriekraftwerken erlauben. Da die Stromerzeugung aus Industriekraftwerken im Vergleich zur Einspeisung von erneuerbaren Energien insbesondere in Überschusssituationen vergleichsweise gering ist, kann die Industriestromproduktion praktisch als Must-run-Erzeugung angesehen werden.

3.6 Modellierung des Stromex- und -importes

Da Deutschland im Zentrum Europas intensiv in den europäischen Stromhandel eingebunden ist, wird auch der Stromex- bzw. -import im Modell über Grenzkuppelstellen (Interkonnektoren, IC) abgebildet. Die Variable $P_{t,c_1,c_2}^{IC} \geq 0$ beschreibt dabei den Stromaustausch zwischen Land c_1 und Land c_2 in MW, wobei die Transferrichtung von c_1 nach c_2 festgelegt ist. Der Stromhandel ist durch die bestehenden Kapazitäten der Grenzkuppelstellen begrenzt, die im Modell über net transfer capacity (NTC)-Werte vorgegeben werden (ENTSO-E 2011). Gleichung (26) beschreibt diesen Zusammenhang formal.

$$P_{t,c_1,c_2}^{IC} \leq P_{c_1,c_2}^{IC,max} \quad \forall c_1, c_2 \in \mathcal{C}, c_1 \neq c_2 \quad (26)$$

3.7 Modellierung des Spotmarktes

Die Stromnachfrage am Day-ahead Spotmarkt entspricht im Modell dem Strombedarf $\dot{D}_{t,c}^{DA}$ auf Grundlage der historischen länderspezifischen Lastzeitreihen (ENTSO-E 2015a) und kann sowohl über thermische Kraftwerke, EE bzw. Must-run-Anlagen als auch über Pumpspeicherkraftwerke oder Stromimport gedeckt werden. Umgekehrt erhöht sich der stündliche Strombedarf eines Landes noch, wenn Pumpspeicher Strom verbrauchen oder Strom exportiert wird. Elektrokessel treten ebenfalls als Stromverbraucher in der folgenden Bilanzgleichung (27) auf.

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \mathcal{J}_c} P_{t,i}^{PP} + P_{t,c}^{PHS,down} + P_{t,c}^{RES} + \sum_{c_2 \in \mathcal{C}, c \neq c_2} P_{t,c_2,c}^{IC} \\ = \dot{D}_{t,c}^{DA} + P_{t,c}^{PHS,up} + \sum_{c_2 \in \mathcal{C}, c \neq c_2} P_{t,c,c_2}^{IC} + \sum_{be \in \mathcal{HS}_c} P_{t,be}^{P2H} \end{aligned} \quad (27)$$

Der vom Modell MICOES-Europe ausgegebene Spotpreis entspricht dem Schattenpreis dieser Gleichung und wird im Gegensatz zu anderen Arbeiten (vgl. etwa (Mirbach 2009)) nicht weiter umgeformt, etwa durch den Einbezug von anfallenden bzw. vermiedenen Startkosten.²⁵

3.8 Modellierung des Regelleistungsmarktes

Im Modell werden vom Regelleistungsmarkt nur die Qualitäten Sekundär- (*SR*) sowie Tertiärreserve (*TR*) (in Deutschland üblicherweise als Minutenreserve bezeichnet) abgebildet. Primärreserve wird nicht betrachtet. Da Sekundär- und Minutenreserve jeweils getrennt für positive (*p*) und negative (*n*) Reserve ausgeschrieben werden, werden jeweils vier Variable für die Reservevorhaltung betrachtet.

²⁵ Da es für gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme keine Schattenpreise gibt, stammt der von GAMS berechnete Schattenpreis aus dem linearen Problem, in dem die ganzzahligen Variablen fixiert sind. Dies führt zu der Problematik, dass Anfahrkosten, die über Binärvariablen gesteuert werden, nicht in diesen Schattenpreis einfließen können.

Diese sind jeweils über $r \in \{SRp, SRn, TRp, TRn\}$ indiziert. SRp steht dabei für positive und SRn für negative Sekundärregelleistung. Weiterhin steht TRp für positive und TRn für negative Minutenreserveleistung²⁶. Das teilweise sehr heterogene heutige Marktdesign der einzelnen Regelleistungsmärkte (vgl. (Ocker et al. 2016)) wird im Modell nicht abgebildet. Stattdessen kann in jedem Land in jeder Stunde die Regelleistung prinzipiell auf unterschiedliche Kraftwerke gelegt werden. Dies entspricht gegenüber dem heute in Deutschland gültigen Marktdesign mit längeren Gebotszeiträumen (vgl. Abschnitt 2.4.3) einer höheren Flexibilität. Gleichzeitig wird das Pooling von Kraftwerken zur gemeinsamen Gebotsabgabe nicht modelliert, was in der Realität (zumindest bei größeren, heterogenen Kraftwerkspools) auch zu mehr Flexibilität bei der Gebotsabgabe führt. Die Besicherung der vorgehaltenen Regelleistung wird ebenfalls nicht modelliert. Diese würde die Gebotsbildung grundsätzlich etwas einschränken und die Kosten erhöhen.²⁷

3.8.1 Vorhaltung von Regelleistung

Der Parameter $\dot{D}_{c,r}^{RC}$ gibt den Bedarf an Regelleistung (RC steht für reserve capacity) des Typs r in MW im Land c an. Die Vorhaltung der notwendigen Regelleistung erfolgt dann von thermischen Kraftwerken ($RC_{t,i,r}^{PP}$), Pumpspeichern ($RC_{t,c,r}^{PHS}$) sowie Elektrokesseln ($RC_{t,be,r}^{P2H}$) gemäß Gleichung (28).

$$\sum_{i \in \mathcal{I}_c} RC_{t,i,r}^{PP} + RC_{t,c,r}^{PHS} + \sum_{be \in \mathcal{H}\mathcal{S}_c} RC_{t,be,r}^{P2H} = \dot{D}_{c,r}^{RC} \quad (28)$$

Für jedes thermische Kraftwerk i wird mit der Variablen $RC_{t,i,r}^{PP} \geq 0$ die vorgehaltene Reserve für Typ $r \in R$ je Zeitschritt t in MW modelliert. Die Vorhaltung positiver Reserve bedeutet, dass ein Kraftwerk vom aktuellen Arbeitspunkt $P_{t,i}^{PP}$ noch bis maximal zur Maximalleistung $P_i^{PP,max}$ hochgefahren werden kann. Negative Reserve kann vom aktuellen Arbeitspunkt nur bis maximal zur Mindestleistung $P_i^{PP,min}$ vorgehalten werden. Mit Regelleistungsvorhaltung ändern sich die Gleichungen (1) bzw. (2) somit folgendermaßen zu Gleichung (29):

$$\begin{aligned} s_{t,i} \cdot P_i^{PP,min} + \sum_{r \in \{SRn, TRn\}} RC_{t,i,r}^{PP} &\leq P_{t,i}^{PP} \\ P_{t,i}^{PP} + \sum_{r \in \{SRp, TRp\}} RC_{t,i,r}^{PP} &\leq s_{t,i} \cdot \theta_{t,i} \cdot P_i^{PP,max} \end{aligned} \quad (29)$$

Die Bedingungen, die sich durch Gleichung (29) ergeben, werden in Abbildung 3-8 vereinfacht dargestellt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Vorhaltung von Reserve ein Kraftwerk immer mindes-

²⁶ Im internationalen Kontext wird weniger der Begriff Minutenreserve als vielmehr Tertiärreserve gebraucht, daher die Abkürzung „TR“ für Minutenreserve.

²⁷ Prinzipiell ist die Modellierung längerer Gebotszeiträume wie auch des Poolings möglich, wie Arbeiten der Autorin im Rahmen eines detaillierten Fundamentalmodells für den deutschen Regelleistungsmarkt zeigen (vgl. (Hasche et al. 2016)). Dies erhöht die Rechenzeit jedoch so stark, dass es im Rahmen eines europaweiten Modells derzeit nicht praktikabel ist (s. auch Fußnote 37 auf Seite 85).

tens mit der Mindestleistung laufen muss. Für negative Reserve muss sogar mindestens mit $P_{t,i}^{PP} + RC_{t,i,SRn}^{PP} + RC_{t,i,MRn}^{PP}$ gefahren werden. Wenn ein Kraftwerk (Mindestleistung 200 MW) also beispielsweise 50 MW negative SRL vorhalten will, muss es mit mindestens 250 MW laufen. Dies kann in Zeiten geringer und negativer Residuallasten problematisch sein, da sich eine hohe Must-run-Erzeugung ergeben kann.

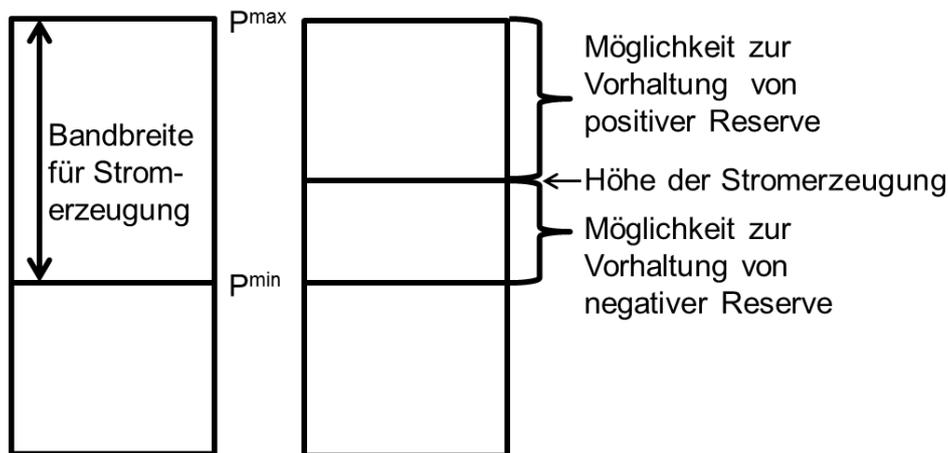


Abbildung 3-8: Veranschaulichung der Restriktionen für die Vorhaltung von Regelleistung von thermischen Kraftwerken

Für die Bereitstellung der einzelnen Reservequalitäten bestehen seitens der Übertragungsnetzbetreiber unterschiedliche Anforderungen hinsichtlich der Abrufgeschwindigkeit. So muss Sekundärregelleistung in Deutschland binnen $\tau_r = 5$ Minuten vollständig aktiviert sein, Minutenreserve aber erst nach $\tau_r = 15$ Minuten²⁸. Über die vorgegebenen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten der Kraftwerke wird die mögliche Reservevorhaltung somit zusätzlich eingeschränkt (Gleichung (30)). Die durch diese Berechnung abgeschätzten Werte liegen in der Größenordnung veröffentlichter präqualifizierter Leistungen (vgl. (Kirsch 2011)).

$$RC_{t,i,r}^{PP} \leq \tau_r \cdot RU_i \quad (30)$$

Pumpspeicher können grundsätzlich sehr flexibel Regelleistung vorhalten, weil sie ihre Pumpen bzw. Turbinen meist in Sekundenschnelle starten können. Die Vorhaltung wird jedoch durch den jeweiligen Füllstand eingeschränkt. So kann ein leerer Pumpspeicher beispielsweise keine positive Reserve vorhalten, während ein komplett gefüllter Pumpspeicher keine negative Reserve vorhalten kann.

Außerdem ist die Vorhaltung durch die maximale Leistung von Pumpen und Turbinen sowie die am Spotmarkt vermarktete Leistung eingeschränkt. Für die Vorhaltung positiver Reserve gilt folglich Gleichung (31) und für die Vorhaltung negativer Reserve analog (32).

²⁸ Im Modell werden diese Anforderungen auch auf alle anderen abgebildeten Länder übertragen.

$$\sum_{r \in \{SRp, TRp\}} RC_{t,c,r}^{PHS} \leq P_c^{PHS,down,max} - P_{t,c}^{PHS,down} + P_{t,c}^{PHS,up} \quad (31)$$

$$\sum_{r \in \{SRn, TRn\}} RC_{t,c,r}^{PHS} \leq P_c^{PHS,up,max} - P_{t,c}^{PHS,up} + P_{t,c}^{PHS,down} \quad (32)$$

Während Sekundärreserve nur aus laufenden Kraftwerken bzw. Pumpspeichern angeboten werden kann, kann positive Minutenreserve auch mit schnellstartenden Gasturbinen aus dem Stillstand vorgehalten werden. Dies wird im Modell berücksichtigt. Dazu wird die binäre Variable $s_{t,i}^{nonspin}$ verwendet, welche genau dann 1 ist, wenn das Kraftwerk aus ist ($s_{t,i} = 0$) und positive Minutenreserve vorgehalten wird (Gleichung (33)).

$$s_{t,i}^{nonspin} \leq 1 - s_{t,i} \quad (33)$$

Darüber hinaus werden folgende Gleichungen verwendet:

$$RC_{t,i,TRp}^{PP} \geq s_{t,i}^{nonspin} \cdot P_i^{PP,min} \quad (34)$$

$$RC_{t,i,TRp}^{PP} \leq (s_{t,i}^{nonspin} + s_{t,i}) \cdot P_i^{PP,max} \quad (35)$$

Gleichung (34) verlangt, dass die gebotene positive Minutenreserve mindestens der Mindestleistung der Gasturbine entspricht. Durch Gleichung (35) wird erzwungen, dass positive Minutenreserve aus dem Stillstand nur dann vorgehalten werden kann, wenn die Binärvariable $s_{t,i}^{nonspin}$ auch auf 1 gesetzt ist.

Zusätzlich muss Gleichung (29) noch angepasst werden (s. Gleichungen (36) und (37)).

$$P_{t,i}^{PP} + RC_{t,i,SRp}^{PP} \leq s_{t,i} \cdot \theta_{t,i} \cdot P_i^{PP,max} \quad (36)$$

$$P_{t,i}^{PP} + \sum_{r \in \{SRp, TRp\}} RC_{t,i,r}^{PP} \leq \theta_{t,i} \cdot P_i^{PP,max} \quad (37)$$

Da nur Gasturbinen die erforderliche Reaktionsgeschwindigkeit haben, um aus dem Stillstand positive Minutenreserve zu erbringen, wird die Variable $s_{t,i}^{nonspin}$ für alle Kraftwerke außer Gasturbinen auf 0 gesetzt.

Das Angebot von Regelleistung durch Elektrokessel wird im Modell endogen abgebildet. Für die Untersuchung in dieser Dissertation wird jedoch ausschließlich der Einsatz für negative Sekundärregelleistung abgebildet. Wie Gleichung (38) zeigt, ist die Regelleistungsvorhaltung durch die installierte Leistung abzüglich des Strombezugs vom Spotmarkt begrenzt.

$$RC_{t,be,r=SRn}^{P2H} \leq \dot{Q}_{be}^{P2H,max} / \eta^{P2H} - P_{t,be}^{P2H} \quad (38)$$

3.8.2 Abruf von Regelenergie

Abbildung 3-9 zeigt schematisch, wie der Abruf von Regelenergie im Modell MICOES-Europe abgebildet ist. Hierbei wird der Abruf allerdings nur für Deutschland modelliert.

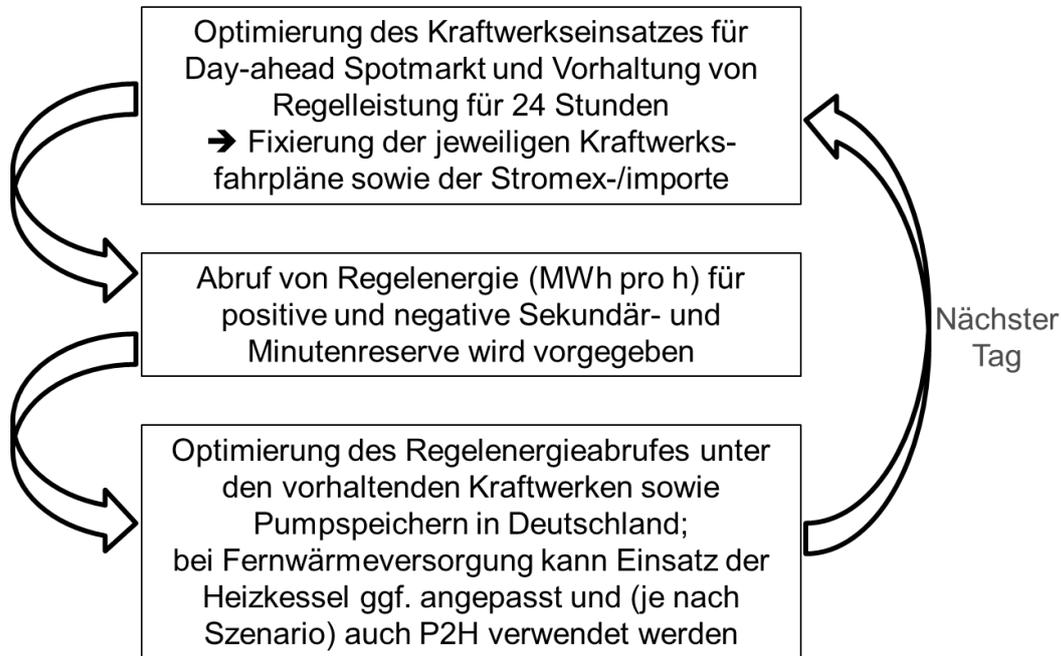


Abbildung 3-9: Schematische Darstellung des Ablaufes von Regelleistungsvorhaltung und -abruf im Modell

Im ersten Schritt wird die benötigte Regelleistung auf alle Anlagen kostenminimierend verteilt (vgl. Zielfunktion in Abschnitt 3.9.6) und für die weiteren Schritte entsprechend fixiert. Die Nachfrage nach Regelenergie D^{RE} (in MWh, wobei RE für reserve energy steht) muss dann durch die vorhaltenen Anlagen (thermische Kraftwerke, Pumpspeicher und ggf. Elektrokessel) gedeckt werden (vgl. Gleichung (39)).

$$\sum_{i \in \mathcal{I}_c} RE_{t,i,r}^{PP} + RE_{t,c,r}^{PHS} + \sum_{be \in \mathcal{HS}_c} RE_{t,be,r}^{P2H} = D_{c,r}^{RE} \quad (39)$$

Die abgerufene Regelenergie ist dabei durch die jeweils vorgehaltene Leistung beschränkt (s. Gleichung (40)).

$$\begin{aligned} RE_{t,i,r}^{PP} &\leq RC_{t,i,r}^{PP} \cdot \Delta t \\ RE_{t,c,r}^{PHS} &\leq RC_{t,c,r}^{PHS} \cdot \Delta t \\ RE_{t,be,r}^{P2H} &\leq RC_{t,be,r}^{P2H} \cdot \Delta t \end{aligned} \quad (40)$$

3.9 Zielfunktion der Optimierung

Die Zielfunktion des Optimierungsproblems besteht aus verschiedenen Komponenten, die in den folgenden Abschnitten zunächst einzeln erläutert werden. In Abschnitt 3.9.6 wird dann die gesamte Zielfunktion dargestellt.

3.9.1 Startkosten von fossil-thermischen Kraftwerken

Da Kraftwerkskomponenten auskühlen, wenn ein Kraftwerk nicht in Betrieb ist, erhöht sich der Brennstoffbedarf beim Neustart eines Kraftwerks teilweise erheblich. Der Abkühlprozess kann durch folgende Exponentialfunktion

$$UP_{t,i} = \left(\underbrace{V_i(1 - e^{-\lambda_i t})}_{\text{variable Kosten}} + \underbrace{F_i}_{\text{fixe Kosten}} \right) \cdot P_i^{PP,max}$$

angenähert werden (Silbernagl et al. 2014). Je länger ein Kraftwerk schon stillsteht und somit auskühlt, umso höher werden die Anfahrkosten, die allerdings gegen einen maximalen Wert konvergieren. Der Parameter λ_i dient hierbei als Parameter dafür, wie schnell das Kraftwerk auskühlt. Umso größer λ_i ist, desto schneller kühlt das Kraftwerk ab.

Gegenüber der Originalversion des Modells in Theofilidi (2008) wurde hier eine Anpassung der Modellierung vorgenommen. Basierend auf der Modellierung von Silbernagl et al. (2014) werden die Startkosten von thermischen Kraftwerken nicht nur nach Warm- und Kaltstart unterschieden, sondern die exponentielle Abkühlfunktion auf stündlicher Basis angenähert. In Abbildung 3-10 ist dargestellt, wie sich die Startkosten bei einer stundenscharfen Berechnung gegenüber einer vereinfachten Abbildung mit Heiß-, Warm-, und Kaltstart unterscheiden. Durch die hier umgesetzte stündliche Modellierung kann der in der Abbildung dargestellte „approximation error“ vermieden werden.²⁹

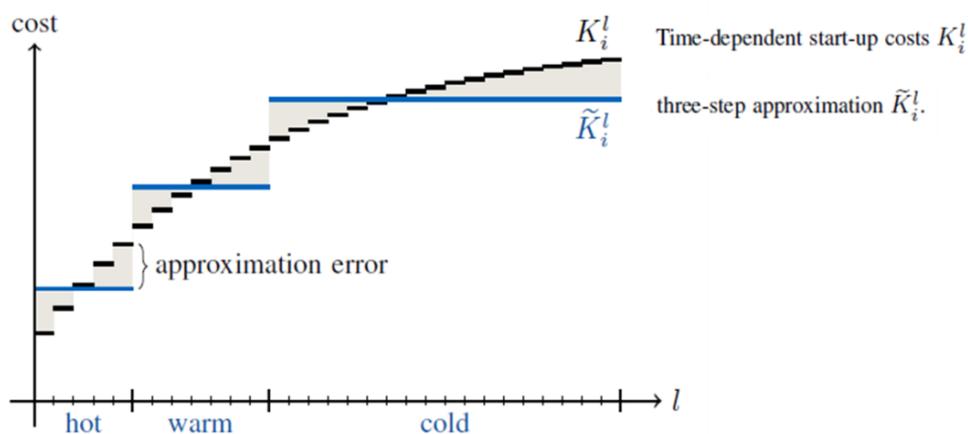


Abbildung 3-10: Zeitabhängige Startkosten im Vergleich zu einer Modellierung mit Heiß-, Warm- und Kaltstart. Quelle: (Silbernagl et al. 2014)

Zunächst werden für die Modellierung zwei Binärvariable eingeführt, die einen Anfahrvorgang ($z_{t,i}^{up} \in \{0,1\}$) bzw. einen Abfahrvorgang ($w_{t,i}^{dn} \in \{0,1\}$) anzeigen und diese gemäß Gleichung (41) mit den Statusvariablen der Kraftwerke verknüpft.

$$z_{t,i}^{up} - w_{t,i}^{dn} = s_{t,i} - s_{t-1,i} \quad (41)$$

²⁹ Silbernagl et al. (2014) stellen in ihrem Paper dar, dass die Modellierung nicht nur exakter wird, sondern auch numerische Vorteile bietet.

Weiterhin benötigt diese Modellierung eine Variable zur Einbeziehung der „Temperatur“ $temp_{t,i}$ eines Kraftwerks i . Diese ist jedoch als abstrakte, zwischen 0 und 1 normierte Größe zu verstehen und weniger als eine tatsächliche Temperatur. Es gilt dabei $s_{t,i} \leq temp_{t,i} \leq 1$, d.h. wenn das Kraftwerk in Betrieb ist, dann wird $temp_{t,i}$ auf 1 gesetzt.

Zusätzlich dient die Variable $h_{t,i} \geq 0$ als Grundlage für die Berechnung der notwendigen Energie in Form des Brennstoffeinsatzes zur Aufheizung des Kraftwerks. Dazu werden die Gleichungen (42) und (43) genutzt, um die einzelnen Zeitschritte rekursiv zu koppeln. Dadurch kann die Variable $h_{t,i}$ maximal den Wert 1 annehmen. Der Parameter PD_i (previous downtime) in Gleichung (42) gibt dabei die Anzahl der Stunden an, die ein Kraftwerk i bis zum Zeitpunkt $t = 1$ bereits aus ist.

$$temp_{t=1,i} = e^{-\lambda_i \cdot PD_i} + h_{t=0,i} \quad (42)$$

$$temp_{t,i} = e^{-\lambda_i \cdot \Delta t} \cdot temp_{t-1,i} + (1 - e^{-\lambda_i \cdot \Delta t}) \cdot s_{t-1,i} + h_{t-1,i} \quad \forall t \geq 2 \quad (43)$$

Die Startkosten können dann gemäß Gleichung (44) stündlich berechnet werden. Dabei wird zwischen einem variablen (V_i) und einem fixen Kostenanteil (F_i) unterschieden. Liegt ein Startvorgang vor ($z_{t,i}^{up} = 1$) fallen somit einerseits die fixen Startkosten $F_i \cdot P_i^{PP,max}$ und andererseits die variablen Startkosten $V_i \cdot h_{t-1,i} \cdot P_i^{PP,max}$ in Abhängigkeit der vorherigen Stillstandzeit an.

$$UP_{t,i} = (V_i \cdot h_{t-1,i} + F_i \cdot z_{t,i}^{up}) \cdot P_i^{PP,max} \quad (44)$$

Tabelle 3-7 gibt die verwendeten Parameter für die Startkostenmodellierung wieder.

Tabelle 3-7: Parametrisierung für die Berechnung der Startkosten. Quelle: (Silbernagl et al. 2014)

Technologie	V	F	λ
Kernenergie	120 EUR/MW	80 EUR/MW	0,03/h
Braunkohle	120 EUR/MW	80 EUR/MW	0,03/h
Steinkohle	100 EUR/MW	60 EUR/MW	0,05/h
Erdgas GuD	60 EUR/MW	40 EUR/MW	0,1/h
Erdgas GT	25 EUR/MW	25 EUR/MW	0,3/h

3.9.2 Variable Kosten von Kondensationskraftwerken

Die variablen Kosten thermischer Kondensationskraftwerke $c_i^{var,PP}$ setzen sich aus den Brennstoffkosten, den Kosten für benötigte CO₂-Emissionsrechte sowie sonstigen Kosten (etwa für Wartung und Hilfsstoffe) zusammen. Gleichung (45) gibt dies formal wieder.

$$c_i^{var,PP} = c_i^{fuel,PP} / \eta_i^{el} + c^{CO2} \cdot (\varepsilon_i^{fuel,CO2} / \eta_i^{el}) + c_i^{sonst,PP} \quad (45)$$

Die verwendeten Brennstoffpreise $c_i^{fuel,PP}$ und CO₂-Zertifikatspreise c^{CO_2} werden für die Validierung anhand historischer Jahre (2010-2013) in Abschnitt 3.11.1 bzw. für das betrachtete Szenario (2025) in Abschnitt 4.1.4 genannt. Zu den reinen Brennstoffpreisen frei Grenze sind noch Transportkosten zu addieren. Hierbei werden Daten aus (Konstantin 2009) verwendet. Die verwendeten Werte für die CO₂-Emissionsfaktoren $\varepsilon_i^{fuel,CO_2}$ der Brennstoffe sind in Tabelle 3-8 angegeben.

Tabelle 3-8: Übersicht über verwendete Parameter für CO₂-Emissionsfaktoren. Quelle: (UBA 2006)

Brennstoff	Spezifische Emissionen
Kernenergie	0 t CO ₂ /GJ
Braunkohle	0,112 t CO ₂ /GJ
Steinkohle	0,094 t CO ₂ /GJ
Erdgas	0,056 t CO ₂ /GJ
Heizöl, leicht	0,074 t CO ₂ /GJ
Heizöl, schwer	0,078 t CO ₂ /GJ

Die elektrischen Wirkungsgrade der Kraftwerke η_i^{el} stammen aus (Energy Brainpool 2011) und wurden im Einzelfall durch eigene Recherchen ergänzt bzw. plausibilisiert. Abhängigkeiten des elektrischen Wirkungsgrades im Kraftwerksbetrieb (etwa Wirkungsgradverluste im Teillastbetrieb) oder durch unterschiedliche Außen- bzw. Kühlwassertemperaturen sind für Kondensationskraftwerke im Modell gegenwärtig nicht berücksichtigt.

Sonstige variable Kosten $c_i^{sonst,PP}$ werden entsprechend der Kraftwerkstechnologie aus (Konstantin 2013) verwendet.

Die Kosten der Stromerzeugung aus fossil-thermischen Kraftwerken ergeben sich dann durch die Multiplikation von spezifischen variablen Kosten und der jeweiligen Stromerzeugung gemäß Gleichung (46).

$$C_{t,i} = c_i^{var,PP} \cdot P_{t,i}^{PP} \cdot \Delta t \quad (46)$$

3.9.3 Variable Kosten von KWK-Anlagen

Bei der Berechnung der variablen Kosten von KWK-Anlagen muss zwischen KWK-Anlagen, die explizit mit ihrer zugehörigen Wärmenachfrage modelliert sind, und denjenigen KWK-Anlagen ohne explizite Berücksichtigung der jeweiligen Wärmenachfrage unterschieden werden. Diese Unterscheidung resultiert daraus, dass für Deutschland für die größten Fernwärmenetze vergleichsweise ausführliche Daten recherchiert werden konnten, während diese Daten für kleinere Netze sowie insbesondere für das Ausland nicht vorliegen.

KWK-Anlagen ohne Berücksichtigung der zugehörigen Wärmenachfrage, bei denen davon auszugehen ist, dass sie bei entsprechenden Außentemperaturen im Must-run-Betrieb arbeiten, werden daher bei den Kosten folgendermaßen behandelt: Die Leistung $P_{t,i}^{PP,heat}$, welche äquivalent zur jeweiligen notwendigen Wärmeerzeugung ist, wird mit den Opportunitätskosten eines erdgasgefeuerten Heißwassererzeugers c^{Boiler} bewertet (vgl. hierzu den folgenden Abschnitt 3.9.4). Die Stromerzeugung, die darüber hinausgeht, wird in Gleichung (47) dann mit den gleichen variablen Kosten wie bei Kraftwerken ohne Wärmeauskopplung behandelt. Durch diese Modellierung wird nur die Gegen-druckscheibe zu den Opportunitätskosten eines Heißwassererzeugers angeboten.

$$C_{t,i} = \left[-c^{Boiler} \cdot P_{t,i}^{PP,heat} + c_i^{var,PP} \cdot (P_{t,i}^{PP} - P_{t,i}^{PP,heat}) \right] \cdot \Delta t \quad (47)$$

Bei KWK-Anlagen, die detailliert mit deren zugehörigen Wärmebedarf und weiteren Erzeugungsanlagen im Kontext eines Fernwärmesystems modelliert werden, werden die Brennstoffkosten abhängig vom Brennstoffbedarf für die Strom- und Wärmeerzeugung gemäß Gleichung (48) berechnet (vgl. hierzu auch Gleichung (11)).

$$C_{t,i} = c_i^{fuel+CO2,PP} \cdot \dot{H}_{t,i}^{fuel} \cdot \Delta t \quad (48)$$

Bei der Berechnung der Enthalpie können an dieser Stelle auch Wirkungsgradverluste im Teillastbetrieb berücksichtigt werden, was die berechneten Kosten genauer werden lässt.

3.9.4 Kosten von fossilen Heißwassererzeugern und Elektrodenheizkesseln

Beim Betrieb von Heißwassererzeugern, die mit Kohle oder Erdgas befeuert werden, entstehen variable Kosten für den Brennstoff, für CO₂-Emissionszertifikate sowie für anfallende Brennstoffsteuern (vgl. Gleichung (49)).

$$c_{bf}^{var,Boiler} = \left(c_{bf}^{fuel} + c_{bf}^{CO2} + c_{bf}^{fuel,Steuer} \right) / \eta_{bf}^{th} \quad (49)$$

In Tabelle 3-9 werden die aktuellen Steuersätze für Braun- und Steinkohle sowie Erdgas angegeben.

Tabelle 3-9: Übersicht über verwendete Parameter für Energiesteuern für Heißwassererzeuger

Brennstoff	Steuersatz	Quelle
Braunkohle	0,33 Euro/GJ = 1,188 Euro/MWh _{fuel}	§2 Abs. 1 Energie StG von 2006
Steinkohle	0,33 Euro/GJ = 1,188 Euro/MWh _{fuel}	§2 Abs. 1 Energie StG von 2006
Erdgas	5,50 Euro/MWh _{fuel}	§2 Abs. 3 Energie StG von 2006

Wie bereits im Abschnitt 2.3.3 erläutert, sind Elektrodenheizkessel als Letztverbraucher klassifiziert und deren Strombezug somit entgeltspflichtig. Der Parameter $c_{be}^{var,P2H}$ für die variablen Kosten der Elektrodenheizkessel wird daher abhängig vom betrachteten Szenario (vgl. Abschnitt 4.1.7) gesetzt.

3.9.5 Kosten von Pumpspeichern

Pumpspeicherkraftwerken entstehen im Betrieb Kosten für den Einkauf von Strom und darauf zu zahlende Netznutzungsentgelte³⁰. Weitere variable Stromerzeugungskosten sind zu vernachlässigen. Da der Einkaufspreis für Strom im Modell endogen durch die Optimierung ermittelt wird, kann er nicht im Vorhinein vorgegeben werden. Stattdessen bestimmt sich der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke indirekt durch die Opportunitätskosten im Vergleich zu den Stromerzeugungskosten der Kraftwerke, die sonst die Spitzenlast decken würden (vgl. (Mirbach 2009)). Die Netznutzungsentgelte sind im Gegensatz dazu ex ante bekannt und können daher direkt in die Zielfunktion einfließen. Gegenwärtig wird als Parameter für die Netznutzungsentgelte (welche vom Netzbetreiber und der Netzebene abhängen) als Richtwert 30 Euro/MWh_{el} für Deutschland verwendet.

3.9.6 Gesamte Zielfunktion

In der Zielfunktion werden alle variablen Kosten von thermischen Kraftwerken (inkl. Startkosten) sowie variable Kosten für Pumpspeicher und Heizkessel über alle Zeitschritte gemäß Gleichung (50) aufsummiert. Die Zielfunktion wird im Rahmen der gemischt-ganzzahligen Optimierung minimiert.

$$\sum_t \left[\sum_i (C_{t,i} + UP_{t,i}) + \sum_c P_{t,c}^{PHS,up} \cdot c_c^{var,PHS} \cdot \Delta t + \sum_{bf} \dot{Q}_{t,bf}^{Boiler} \cdot c_{bf}^{var,Boiler} \cdot \Delta t + \sum_{be} P_{t,be}^{P2H} \cdot c_{be}^{var,P2H} \cdot \Delta t \right] \rightarrow min! \quad (50)$$

3.10 Softwaretechnische Umsetzung des Modells

Nach der Vorstellung der Modellierung des Strommarktes im Modell MICOES-Europe soll kurz auf die praktische Umsetzung des Modells mithilfe von Excel und GAMS³¹ eingegangen werden.

Die Übergabe von Daten an das Modell erfolgt durch das Tool „xls2gms“, das Daten aus Excel ausliest und an GAMS übergibt. In GAMS selbst werden die eingelesenen Daten in die endgültige für die Optimierung benötigte Form gebracht. Die Lösung des Optimierungsproblems erfolgt in GAMS mithilfe des Solvers cplex von IBM. Im Rahmen der Optimierung wird bei der Betrachtung eines ganzen Jahres aufgrund der Modellgröße nicht das komplette Jahr am Stück gerechnet, sondern das Jahr wird Stück für Stück durchlaufen. Dabei ist die Länge der Optimierungszeiträume technisch prinzipiell frei wählbar. Aus Gründen der Praktikabilität (die Rechenzeit steigt exponentiell mit der Länge des Optimie-

³⁰ Seit dem 01.01.2008 müssen Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken Netznutzungsentgelte für den Speicherstrombezug zahlen, da sie zu Letztverbrauchern klassifiziert wurden (vgl. dena 2008)). Ausnahmen bestehen gemäß §118 Abs. 6 EnWG für neu errichtete oder erweiterte Anlagen.

³¹ Informationen zur Modellierungssprache GAMS sind auf der Homepage www.gams.com verfügbar.

rungszeitraumes) wird in der Regel mit einem Optimierungszeitfenster von 24 Stunden gerechnet. Dies entspricht auch dem heutigen Rhythmus für den Handel am Day-ahead Markt, bei dem am Vortag die 24 Stunden des nächsten Tages gehandelt werden. Nach jeder Berechnung von z. B. einem Tag werden die Endwerte des Tages als Startwerte für die Berechnung des nächsten Tages übergeben, so dass die intertemporalen Restriktionen etwa für den Füllstand der Pumpspeicherkraftwerke stets korrekt weitergeführt werden können.

Abbildung 3-11 zeigt am Beispiel der ersten drei Tage des Jahres die Funktionsweise dieses rollierenden Horizontes. Der obere Balken repräsentiert alle Stunden des Jahres, die im Modell mit ii1 bis ii8760 bezeichnet werden. Bei der Optimierung werden dann nur die Zeitschritte t0 bis t24 betrachtet, wobei über t0 selbst nicht optimiert wird, da t0 nur für die Einhaltung der intertemporalen Bedingungen von t0 auf t1 relevant ist. Nach der Betrachtung des ersten Tages werden die relevanten Variablenwerte der letzten Tagesstunde (t24) für den nächsten Tag auf Stunde t0 übertragen und es kann die nächste Berechnung durchgeführt werden.

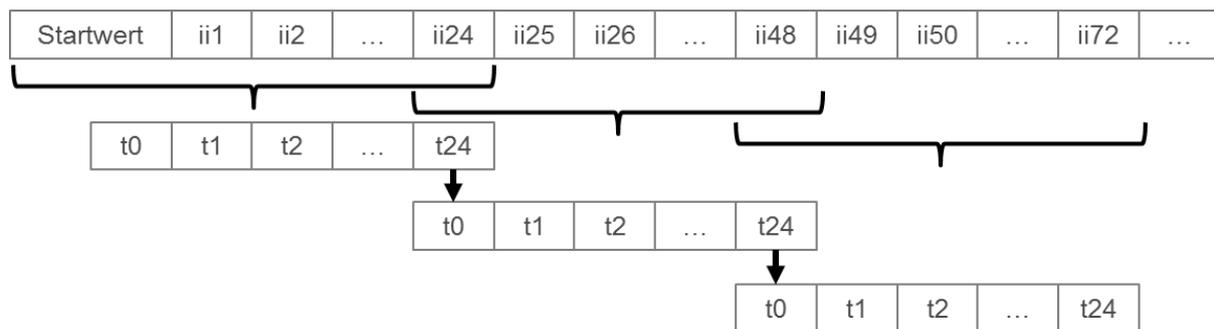


Abbildung 3-11: Visualisierung der Umsetzung des rollierenden Horizontes im Modell

Nachdem die Berechnungen für das komplette Jahr abgeschlossen sind, stehen die Ergebnisse in Form von csv-Dateien zur Verfügung. Diese werden zur Auswertung wieder mithilfe von Makros in Excel eingelesen und können entsprechend weiterverarbeitet werden.

3.11 Modellvalidierung

Nachdem das Strommarktmodell MICOES-Europe vorgestellt wurde, soll in diesem Kapitel die Modellgüte anhand der Validierung des Modells mit Daten der Jahre 2010 bis 2013 dargestellt werden.

Eine Validierung kann hierbei jedoch nur gegen solche Größen erfolgen, für die auch detaillierte Daten zum Vergleich mit den Modellergebnissen vorliegen. So ist etwa ein Vergleich zwischen den historischen Day-ahead Spotmarktpreisen für Deutschland möglich, da diese Preise öffentlich zugänglich sind. Für andere Länder ist das nicht in jedem Fall möglich, da historische Spotmarktpreise teilweise nur käuflich von den Strombörsen zur Verfügung gestellt werden. Ein weiteres Problem ist, dass häufig nur Daten in aggregierter Form über alle Kraftwerke als Summe für ein ganzes Jahr verfügbar sind. Somit ist es nicht möglich, den vom Modell berechneten stündlichen Kraftwerkseinsatz auch anla-

genscharf mit historischen Daten abzugleichen. Weiterhin wäre es wünschenswert, dass für die Einschätzung der Realitätsnähe der Abbildung des Regelleistungsmarktes auch ein Vergleich zur historischen Regelleistungsvorhaltung durchgeführt werden könnte. Da hierzu jedoch keine Daten veröffentlicht werden, kann dies nicht erfolgen. Die einzigen Daten, die zum historischen Einsatz von Regelleistung verfügbar sind, sind aus dem Jahr 2008 (Bundeskartellamt 2011). Diese sind auch nur für die Summe aus positiver PRL, SRL und MRL verfügbar. Im Vergleich der Modellergebnisse mit den Daten des Jahres 2008 lässt sich trotzdem eine grundsätzliche Übereinstimmung erkennen. Historische Daten darüber, welche Kraftwerke negative Regelleistung vorhalten, sind der Autorin nicht bekannt.

Aus diesem Grund wird ein Vergleich der Modellergebnisse nur mit folgenden Größen erfolgen:

- Stündliche Preise am Day-ahead Markt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich (Abschnitt 3.11.2)
- Jahressummen der Stromerzeugung je Brennstoff und Stromaußenhandel (Abschnitt 3.11.3)
- Jahressumme der CO₂-Emissionen des Stromsektors (Abschnitt 3.11.4)

Die für die Validierung verwendeten Daten werden zunächst im folgenden Abschnitt erläutert.

3.11.1 Modellparameter für die Validierung

In diesem Abschnitt werden die Modelldaten vorgestellt, welche für die Validierung des Modells anhand der Jahre 2010 bis 2013 verwendet wurden.

In Tabelle 3-10 ist der Nettostromverbrauch in Deutschland der Jahre 2010 bis 2013 angegeben.

Tabelle 3-10: Nettostromverbrauch in Deutschland

Jahr	Nettostromverbrauch in Deutschland	Quelle
2010	540,6 TWh _{el}	(BDEW 2013)
2011	535,2 TWh _{el}	(BDEW 2014)
2012	534,3 TWh _{el}	(BDEW 2015b)
2013	529,2 TWh _{el}	(BDEW 2015b)

Der stündliche Verlauf des Nettostromverbrauchs aller im Modell betrachteten Länder wird entsprechend der Daten der ENTSO-E verwendet (ENTSO-E 2015a). Da die Jahressummen der stündlichen Werte teilweise von der Summe der Monatswerte abweichen, werden die Daten monatlich noch auf die Monatssummen linear skaliert. Für Dänemark werden die Daten des dänischen Übertragungsnetzbetreibers für den westlichen und östlichen Landesteil verwendet (Energinet.dk 2015b).

Die Jahresstromerzeugung der EE wurde für Deutschland aus BMWi (2014) übernommen. Für die restlichen europäischen Länder basieren die Angaben zur Stromerzeugung der EE auf (EurObserv-ER 2012, 2013, 2014) bzw. für 2013 teilweise noch aus aktuelleren Quellen (EurObserv-ER 2015). Die Aufteilung der Erzeugung in den östlichen und westlichen Teil von Dänemark erfolgte gemäß (Danish Energy Agency 2015). Daten für die Schweiz wurden vom Bundesamt für Energie verwendet (Kaufmann 2011, 2012, 2013, 2014). Daten für Norwegen stammen von (Statistics Norway 2015).

Historische Zeitreihen für die stündliche Einspeisung von wetterabhängigen EE werden zwar zunehmend von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht, jedoch stehen sie für die zu betrachtenden Jahre 2010 bis 2013 nur eingeschränkt zur Verfügung. Im Fall, dass keine veröffentlichten Daten genutzt werden können, werden die beschriebenen synthetisch berechneten Einspeisezeitreihen³² verwendet (s. Anhang A.2 und A.3). Sofern sowohl Prognosedaten als auch Ist- bzw. Hochrechnungs-Ist-Daten zur Verfügung standen, wurden die Prognosedaten verwendet, da diese für den modellierten Day-ahead Markt relevanter sind.

Im Einzelnen wurden folgende verfügbare Daten genutzt: Für Deutschland veröffentlichten die vier Übertragungsnetzbetreiber die Wind- und Photovoltaikeinspeisung. Für die Einspeisung von Windenergieanlagen standen Daten aller vier betrachteten Jahre zur Verfügung (50Hertz Transmission GmbH 2015b; Amprion GmbH 2015b; TenneT TSO GmbH 2015b; TransnetBW GmbH 2015b). Daten für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen standen ab 1.1.2011 von allen vier Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung (50Hertz Transmission GmbH 2015a; Amprion GmbH 2015a; TenneT TSO GmbH 2015a; TransnetBW GmbH 2015a). Für das Jahr 2010 waren nur Daten von TenneT (ab 1.1.2010) und Amprion (ab 1.7.2010) verfügbar.

Daten zur Windenergieeinspeisung lagen weiterhin von Dänemark (Energinet.dk 2015b) für 2010 bis 2013 für Onshore-Windenergie und ab 1.1.2011 auch für Offshore-Windenergie vor. Daten von Österreich (APG 2015) und Tschechien (CEPS a.s. 2015) waren ebenfalls verfügbar. Daten von Frankreich standen ab 25.1.2011 zur Verfügung (RTE 2015b). Belgien veröffentlicht seit 19.1.2012 Daten zur Einspeisung von Onshore und Offshore Windenergie (Elia SA 2015c), die genutzt werden konnten. Zeitlich aufgelöste Daten zur Einspeisung von Photovoltaikanlagen standen außer für Deutschland lediglich von Tschechien ab 7.5.2010 (CEPS a.s. 2015) sowie Belgien ab 14.11.2012 (Elia SA 2015b) zur Verfügung.

Daten zum fossil-thermischen Kraftwerkspark standen aus der Kraftwerkliste von (Energy Brainpool 2011) zur Verfügung. Für die Berechnung der variablen Kosten fossil-thermischer Kraftwerke wurden die in Tabelle 3-11 angegebenen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise der Jahre 2010 bis 2013 verwendet.

³² Die Berechnung erfolgt dabei auf Grundlage der Wetterdaten von (ECMWF 2015).

Tabelle 3-11: Übersicht zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen der Jahre 2010 bis 2013

Produkt	Einheit ³³	2010	2011	2012	2013	Quelle
Uran	Euro/MWh _{th}	3,00	3,00	3,00	3,00	Eigene Annahme nach (Schröder et al. 2013)
Braunkohle	Euro/MWh _{th}	1,50	1,50	1,50	1,50	(50Hertz Transmission GmbH et al. 2013 Tabelle 1)
Steinkohle	Euro/MWh _{th}	10,48	13,14	11,43	9,72	(BAFA 2014)
Erdgas	Euro/MWh _{th}	20,61	25,68	29,02	27,56	(BAFA 2015)
Heizöl, leicht	Euro/MWh _{th}	52,69	67,00	73,47	68,46	(Destatis 2015)
Heizöl, schwer	Euro/MWh _{th}	33,74	44,29	49,20	43,58	(Destatis 2015)
CO₂-Zertifikate	Euro/t CO ₂	14,32	12,94	7,29	4,10	(Ammon 2014) nach Daten der EEX

Daten zur Verfügbarkeit fossil-thermischer Kraftwerke standen für Deutschland (EEX 2015) sowie Frankreich (RTE 2015a) zur Verfügung. Für Belgien waren Daten ab 1.1.2011 verfügbar (Elia SA 2015a).

Der Bedarf an Sekundär- sowie Minutenreserve für Deutschland wurde von (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015c) verwendet, wobei jeweils der Jahresmittelwert für das ganze Jahr angesetzt wurde (s. Tabelle 3-12).

Tabelle 3-12: Mittlerer Bedarf an positiver und negativer SRL und MRL in Deutschland. Quelle: (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015c)

Jahr	SRL positiv	SRL negativ	MRL positiv	MRL negativ
2010	2.398 MW	2.128 MW	2.302 MW	2.357 MW
2011	2.200 MW	2.100 MW	2.100 MW	2.500 MW
2012	2.090 MW	2.130 MW	1.910 MW	2.325 MW
2013	2.115 MW	2.080 MW	2.480 MW	2.590 MW

Für die NTC-Werte wurden die Daten vom Winter 2010/2011 verwendet (ENTSO-E 2011). Hierbei muss noch angemerkt werden, dass die NTC-Werte einzelner Kuppelstellen jeweils Maximalwerte für die konkrete Kuppelstelle darstellen. Aufgrund des physikalischen Lastflusses können zu einem Zeitpunkt nicht zwangsläufig alle Kuppelstellen mit maximaler Leistung genutzt werden. Im Modell wird der physikalische Lastfluss jedoch nicht modelliert und so wurde die Annahme getroffen, dass die Kuppelstellen auch alle gleichzeitig mit maximaler Leistung nutzbar sind, was tendenziell zu einer Überschätzung der übertragbaren Leistung gegenüber der Realität führt.

³³ Jeweils Euro nominal in Werten des jeweiligen Jahres.

3.11.2 Preise am Day-ahead Spotmarkt

Zunächst sollen die vom Modell berechneten Spotmarktpreise mit den historischen EEX-Börsenpreisen verglichen werden. Dazu zeigt Tabelle 3-13 einen Überblick zu Base, Peak und Off-peak-Preisen der Jahre 2010 bis 2013 für die Preiszone Deutschland/Österreich bzw. vom Modell nur für Deutschland.

Tabelle 3-13: Vergleich der deutschen EEX Börsenspotmarktpreise mit den vom Modell berechneten Preisen. Quelle: (Energinet.dk 2015a) und Modellergebnisse

Jahr	2010		2011		2012 ³⁴		2013	
	EEX	Modell	EEX	Modell	EEX	Modell	EEX	Modell
Base [€/MWh]	44,49	45,44	51,12	50,24	42,69	44,87	37,78	37,09
Peak [€/MWh]	55,05	53,98	61,06	58,22	53,42	55,86	48,57	47,85
Offpeak [€/MWh]	38,60	40,68	45,63	45,83	36,75	38,81	31,78	31,08
Korrelationskoeffizient	0,766		0,805		0,801		0,853	

Während der vom Modell berechnete jahresdurchschnittliche Spotpreis (Base) in den Jahren 2010, 2011 und 2013 um weniger als 1 €/MWh vom EEX-Börsenpreis abweicht, beträgt die Differenz im Jahr 2012 rund 2 €/MWh. Die Peakpreise werden vom Modell außer im Jahr 2012 unterschätzt, wobei die Differenz 2013 am geringsten ist. Das Niveau der Offpeakpreise ist 2011 und 2013 relativ nah beieinander (weniger als 1 €/MWh Unterschied); 2010 und 2012 liegen diese um etwa 2 €/MWh auseinander. Die Korrelation zwischen der Zeitreihe der historischen Börsenpreise und der vom Modell berechneten Preise liegt für das ganze Jahr mit 8760 Stunden zwischen 0,77 und 0,85 und ist bei Betrachtung einzelner Monate mit teilweise mehr als 0,9 sogar noch deutlich höher.

In der Abbildung 3-12 sind für die Jahre 2010 bis 2013 die Dauerlinien der Spotmarktpreise dargestellt. Die höchsten Preise werden vom Modell tendenziell unterschätzt, was hier in den Dauerlinien auch sichtbar wird.

Abbildung 3-13 zeigt für die Jahre 2010 bis 2013 den Durchschnitt aller Wochen des Jahres als Typwoche von Montag bis Sonntag. Dabei ist ersichtlich, dass der grundsätzliche Verlauf der Spotmarktpreise sehr gut vom Modell reproduziert wird, wenn auch teilweise in den Nachtstunden die Preise über- oder unterschätzt werden oder auch die höchsten Peakpreise vom Modell nicht exakt getroffen werden.

³⁴ Da das Jahr 2012 ein Schaltjahr war, das Modell aber standardmäßig nur 365 Tage (8760 Stunden) berechnet, wurde der 31.12.2012 hier nicht betrachtet.

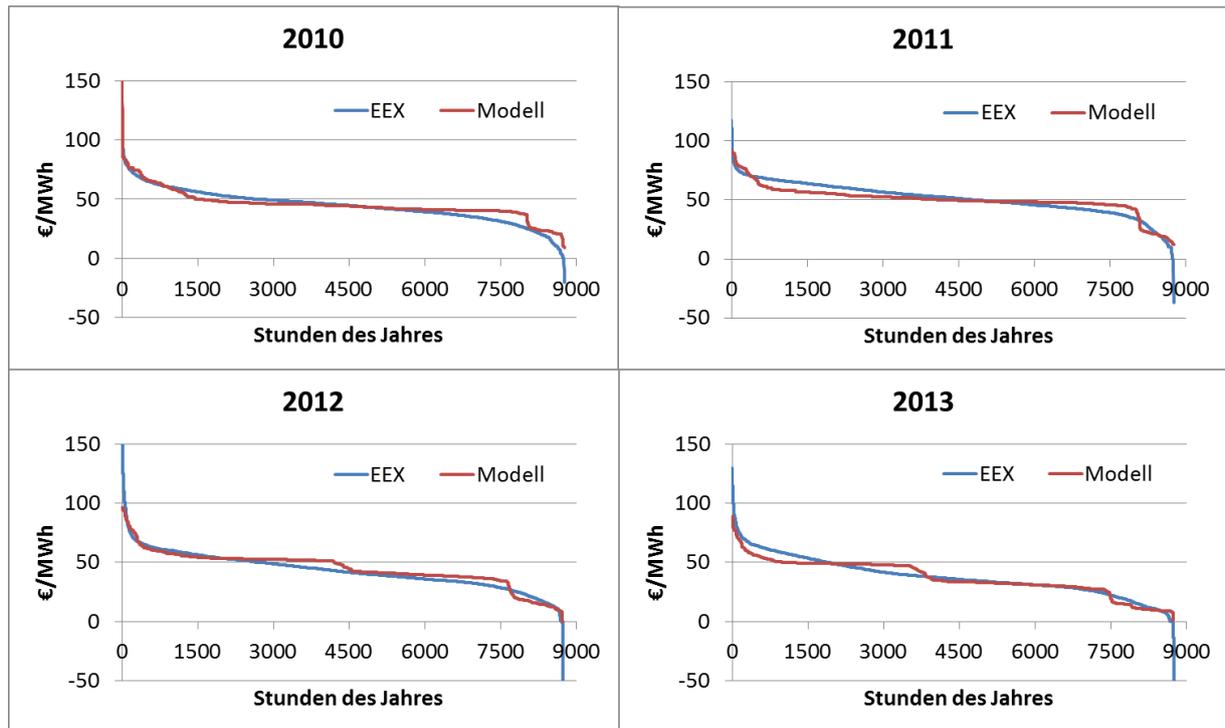


Abbildung 3-12: Dauerlinien der Spotpreise der EEX im Vergleich zu den vom Modell berechneten Preisen³⁵.
Quelle: (Energinet.dk 2015a) und Modellergebnisse

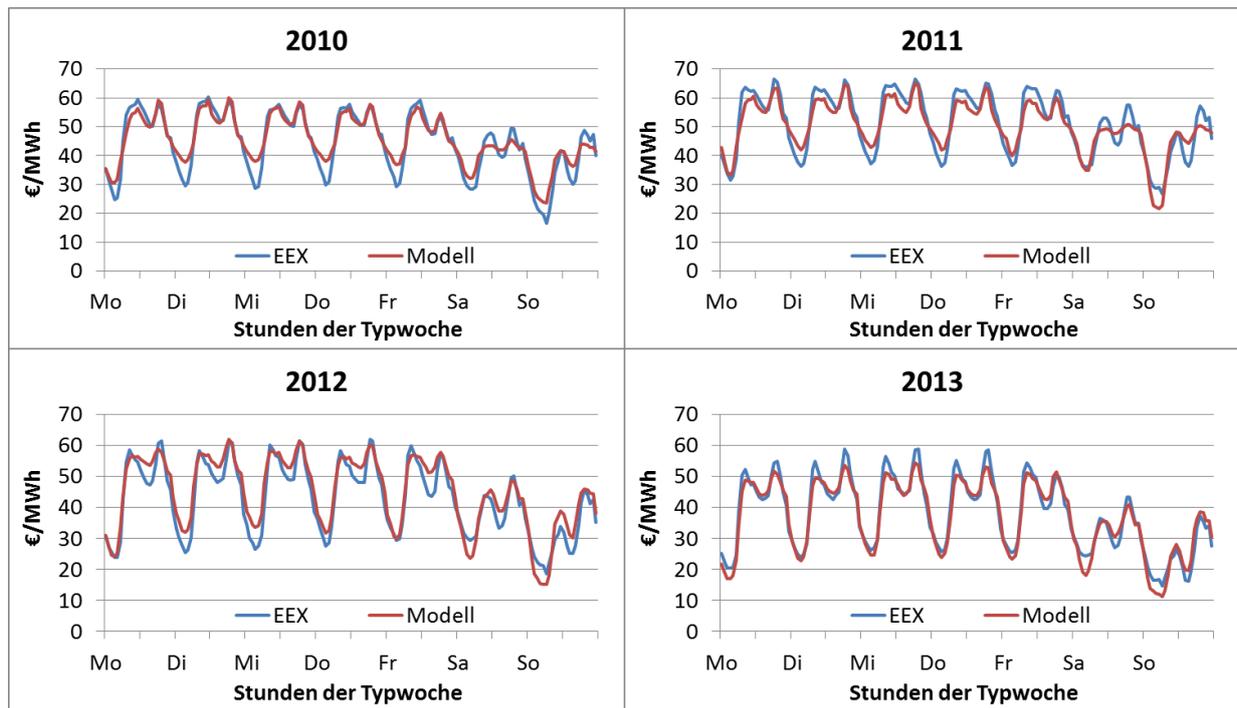


Abbildung 3-13: Vergleich von Börsenpreisen und von Modell berechneten Spotpreisen als Durchschnitt aller Wochen des Jahres. Quelle: (Energinet.dk 2015a) und Modellergebnisse

Für das Jahr 2013 zeigt Abbildung 3-14 die oben dargestellte Typwoche noch mal unterschieden nach den Jahreszeiten Sommer, Winter und Übergang³⁶.

³⁵ Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind hier nur Spotmarktpreise zwischen -50 und +150 €/MWh dargestellt, obwohl sich die historischen Preise zwischen -221,99 und +210 €/MWh bewegten. Die vom Modell berechneten Preise liegen dagegen im Bereich zwischen 0 und 150 €/MWh.

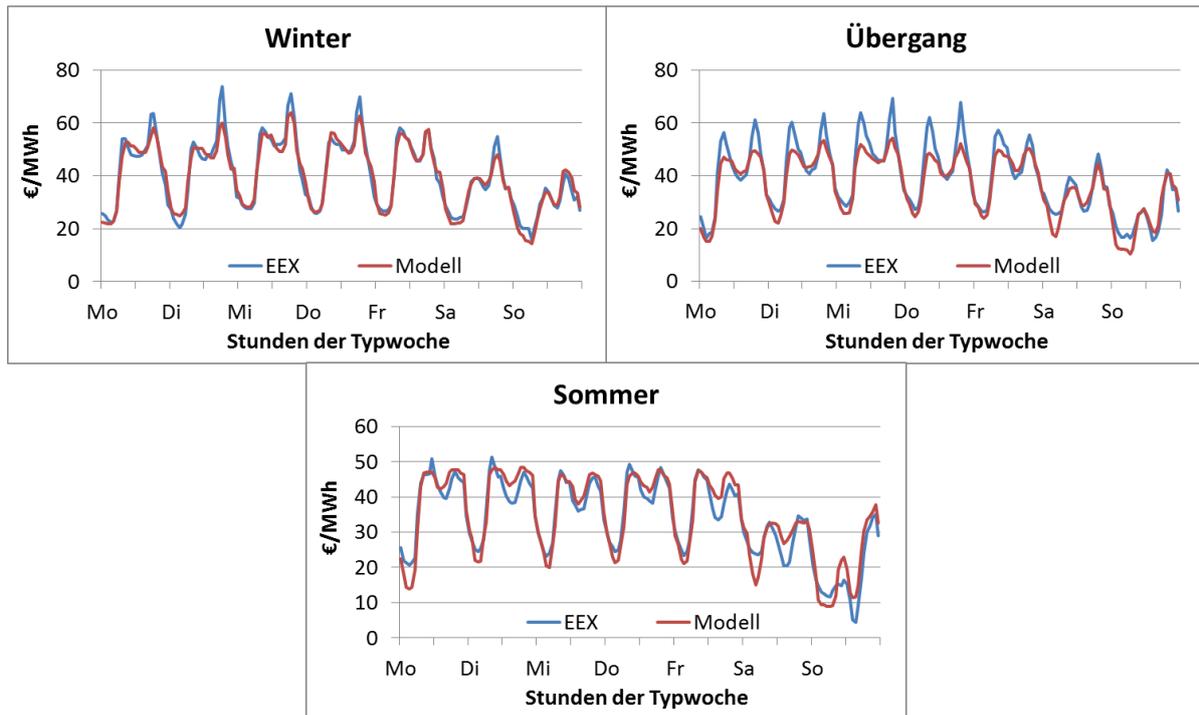


Abbildung 3-14: Vergleich von Börsenpreisen und von Modell berechneten Spotpreisen als Durchschnitt aller Wochen des Jahres 2013 mit Unterscheidung von Winter, Sommer und Übergangszeit. Quelle: (Energinet.dk 2015a) und Modellergebnisse

Im Winter ist hier eine recht gute Übereinstimmung zu sehen, während in der Übergangszeit die Preisspitzen vom Modell eher unterschätzt werden. Im Sommer berechnet das Modell insbesondere in den Nachtstunden zu geringe Preise und das durch die Photovoltaik auftretende Mittagstal wird vom Modell als nicht ganz so tief berechnet.

3.11.3 Kraftwerksdispatch und Stromaußenhandel

Abbildung 3-15 zeigt einen Vergleich der vom Modell berechneten Nettostromerzeugung in fossil-thermischen Kraftwerken mit den historischen Werten. Dabei ist zu sehen, dass die Erzeugung der Kernkraftwerke vom Modell fast exakt getroffen wird. Dagegen wird die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken in den Jahren 2011-2013 vom Modell um jeweils rund 20 TWh unterschätzt. Während die Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken 2010 vom Modell noch um rund 20 TWh unterschätzt wird, wird sie 2013 um etwa 15 TWh überschätzt. Die Erzeugung aus Erdgaskraftwerken wird in allen betrachteten Jahren vom Modell unterschätzt (Differenz 5-12 TWh). Die vom Modell berechnete Stromerzeugung ist in Summe aufgrund von Abweichungen im Exportsaldo um 14 bis 44 TWh geringer.

³⁶ Winter = Januar, Februar, November, Dezember; Übergang = März, April, September, Oktober; Sommer = Mai bis August.

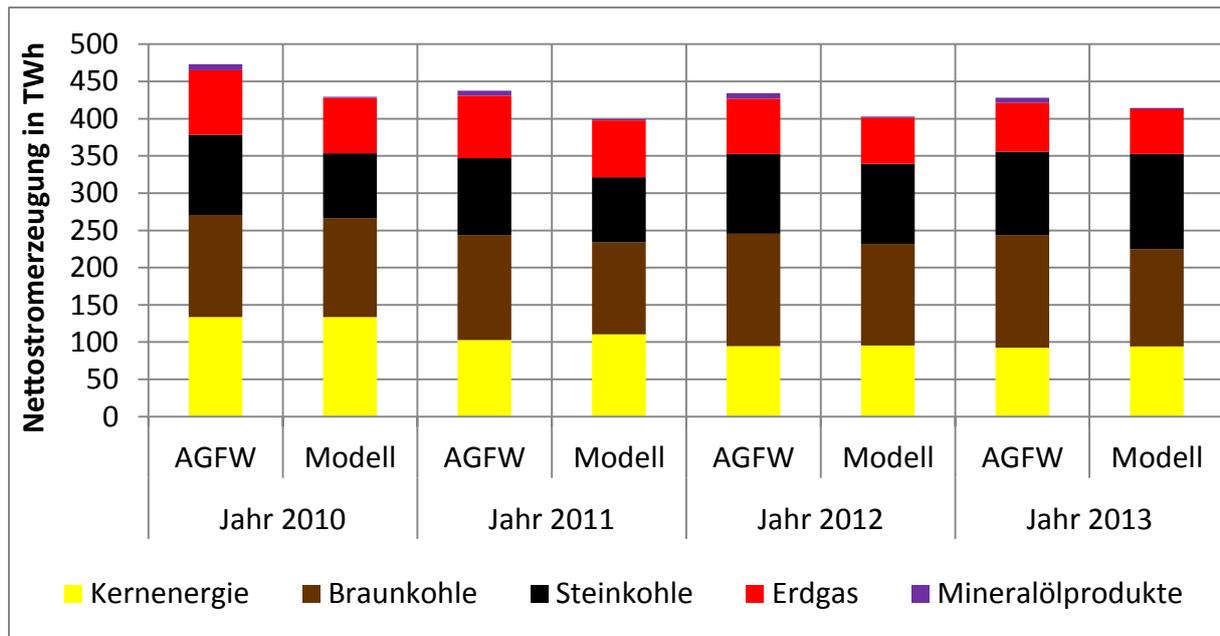


Abbildung 3-15: Vergleich der vom Modell berechneten Nettostromerzeugung mit den historischen Werten. Quelle: Eigene Berechnung nach (AGEB 2015; Hecking 2014) und Modellergebnisse

Wie Abbildung 3-16 zeigt, wird vom Modell in allen vier betrachteten Jahren stets etwas weniger Strom ins Ausland exportiert (zwischen 9 und 17 TWh). Dagegen wird im Modell in allen Jahren etwas mehr Strom aus dem Ausland importiert (zwischen 9 und 16 TWh), als es in der Realität der Fall war. Für die Jahre 2010 bis 2012 hat das Modell damit einen Nettoimport von Strom (zwischen 5 und 23 TWh) berechnet, während es in der Realität einen Nettoexport gab. Im Jahr 2013 berechnet das Modell einen Nettoexport, der aber geringer ist, als es historisch der Fall war (nur 14 TWh statt 34 TWh).

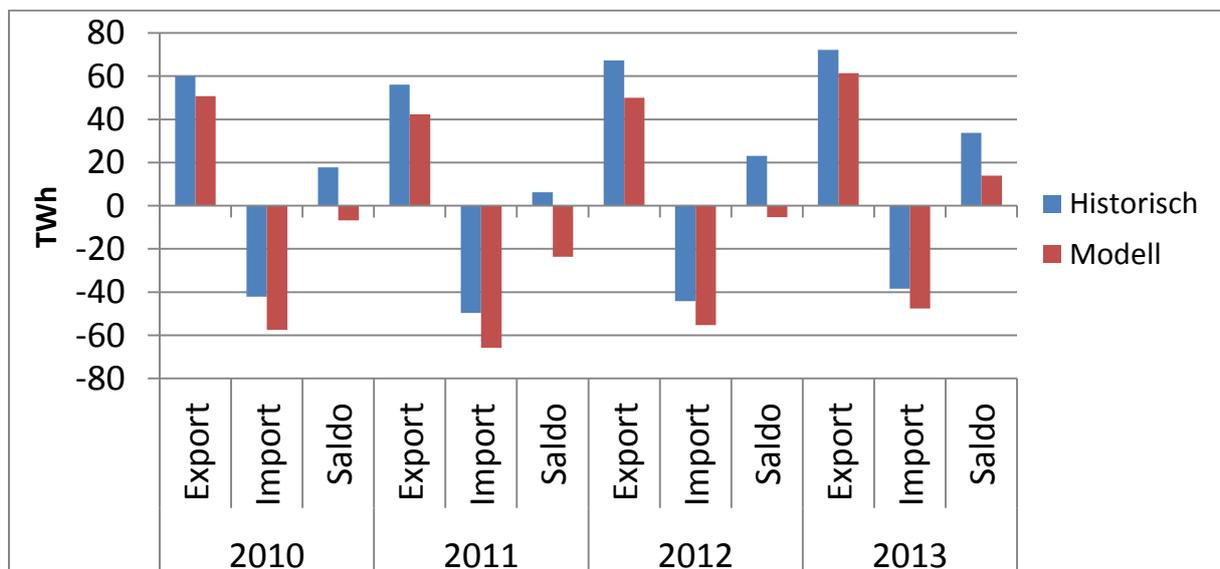


Abbildung 3-16: Vergleich der vom Modell berechneten Stromexporte bzw. Stromimporte von Deutschland mit den historischen Werten. Quelle: (AGEB 2015) und Modellergebnisse

3.11.4 CO₂-Emissionen des Stromsektors

Der Vergleich der berechneten CO₂-Emissionen des Stromsektors mit den historischen Werten in Abbildung 3-17 zeigt entsprechend der oben bereits gezeigten Unterschiede beim Stromerzeugungsmix folglich auch Unterschiede. Aufgrund der oben genannten Abweichungen beim Exportsaldo und der damit berechneten geringeren Stromerzeugung fallen die berechneten CO₂-Emissionen folglich auch geringer als die veröffentlichten aus. Bei den einzelnen Energieträgern sind die vom Modell berechneten Emissionen auch jeweils geringer als die historischen Werte.

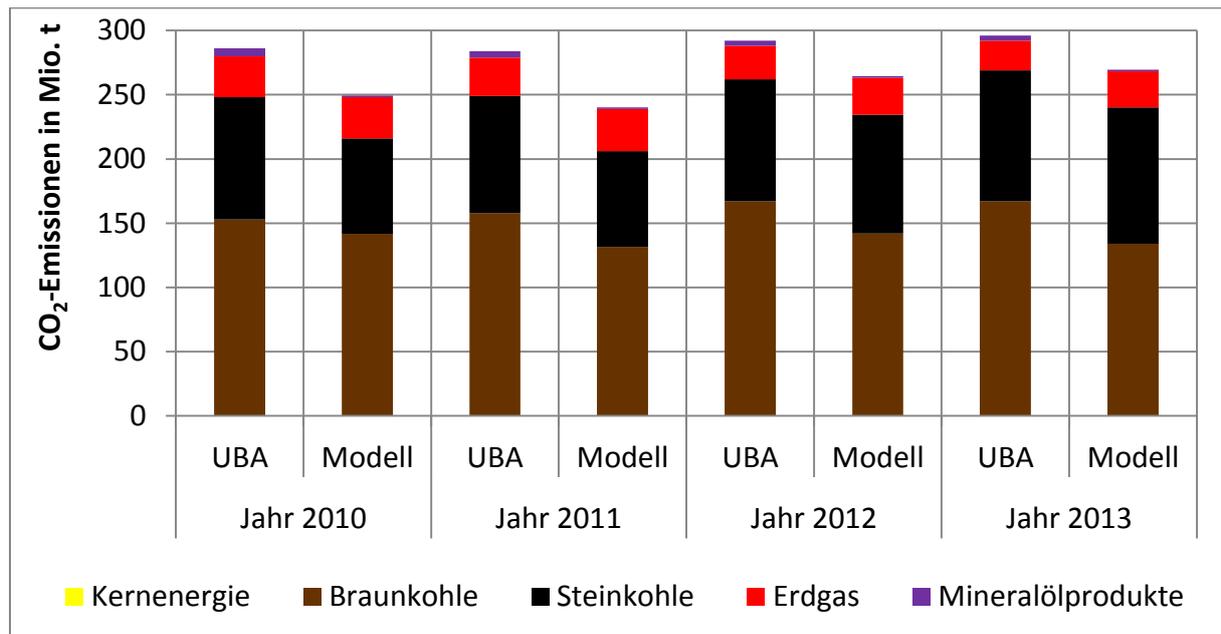


Abbildung 3-17: Vergleich der vom Modell berechneten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung mit den historischen Werten. Quelle: (UBA 2014) und Modellergebnisse

3.11.5 Fazit der Modellvalidierung

Das in diesem Kapitel beschriebene Strommarktmodell wurde einer Validierung anhand von Daten der Jahre 2010 bis 2013 unterzogen. Dabei zeigte sich, dass das Modell in der Lage ist, die Preise am Stromgroßhandelsmarkt in hinreichender Genauigkeit abzubilden. Außerdem stimmt die Stromerzeugung je Brennstoff recht gut mit der Realität überein, wenngleich die Erzeugung und folglich auch die CO₂-Emissionen des Stromsektors vom Modell geringer berechnet werden, als es in der Realität der Fall war. Dies liegt zum großen Teil auch am Unterschied im Stromaußenhandelsaldo.

Da das Modell unter den vorgegebenen Inputdaten jeweils den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz berechnet, scheint der Stromimport aus dem Ausland attraktiver parametrisiert zu sein, als es in der Realität unter Umständen der Fall ist. Zum einen ist die Datenlage für das Ausland in den meisten Ländern schlechter als in Deutschland. Etwa Daten zur unterjährigen Kraftwerksverfügbarkeit, die für die Validierung eine wichtige Rolle spielen, liegen nur für wenige Länder vor. Dies kann dazu führen, dass im Ausland mehr billige Stromerzeugung zur Verfügung steht. Darüber hinaus sind die Annah-

men für die maximalen Exportkapazitäten sehr sensitiv. Da im Modell nur Jahreswerte hinterlegt sind, sich diese aber auch unterjährig ändern können, kann dies zu Abweichungen führen.

Unterschiede bei den eingesetzten Brennstoffen und damit auch den CO₂-Emissionen begründen sich auch dadurch, dass im Modell für jedes Kraftwerk nur ein Brennstoff abgebildet ist. In der Realität können Kraftwerke aber teilweise auch mit verschiedenen Brennstoffen, z. B. mit Erdgas und leichtem Heizöl, befeuert werden. Darüber hinaus wird der Brennstoffaufwand für Anfahrvorgänge vom Modell nicht mitbilanziert.

Die vereinfachte Abbildung von KWK-Kraftwerken im Ausland sowie die Nichtabbildung der Wirkungsgradverluste im Teillastbetrieb von Kondensationskraftwerken führen ebenfalls zwangsläufig zu Unterschieden zwischen den Modellergebnissen und der Realität.

Selbst wenn sich für den Day-ahead-Einsatz vom Modell exakt die historischen Kraftwerkseinsätze ergeben würden, so kann es durch den folgenden Intradayhandel, durch Regelleistungsabrufe oder auch durch Redispatch zu Änderungen im Kraftwerkseinsatz kommen. Im Modell werden nur die Regelleistungsabrufe abgebildet. Die Abrufe werden jedoch auf Grundlage von fundamentalen Kosten modelliert, die nicht zwangsläufig mit den gebotenen Arbeitspreisen übereinstimmen müssen, so dass die für ein Kraftwerksportfolio optimale Einsatzreihenfolge abweichen kann.

Zum Regelleistungsmarkt ist weiterhin zu sagen, dass in der Zeit von 2010 bis 2013 Gebote für längere Zeiträume abgegeben werden mussten. So wurde etwa das Marktdesign für den Sekundärregelleistungsmarkt erst im Sommer 2011 von einem monatlichen auf einen wöchentlichen Rhythmus umgestellt. Durch diese langen Verpflichtungszeiträume, die im Modell nicht abgebildet sind³⁷, kann es zu Abweichungen der Modellergebnisse von der Realität kommen. Im Ausland gibt es teilweise sogar noch längere Verpflichtungszeiträume für Regelleistung (Ocker et al. 2016).

Ein weiterer Punkt ist die im Modell angenommene perfekte Voraussicht. So sind die historischen Börsenspotmarktpreise das Ergebnis von Erwartungen etwa zu Kraftwerksverfügbarkeiten oder prognostizierter Einspeisung von erneuerbaren Energien. Im Modell liegen jedoch zum größten Teil ex post bekannte Daten vor, die nicht unbedingt mit den Erwartungen der Marktteilnehmer übereinstimmen müssen.

Generell ist zu den verwendeten Preisdaten auch zu sagen, dass es einen Unterschied zwischen Marktpreisdaten und statistischen Preisdaten gibt (Ellersdorfer et al. 2008). Statistische Preisdaten weichen von Marktpreisdaten ab, da sie sich auf andere Zeitpunkte beziehen. Dies liegt daran, dass

³⁷ Grundsätzlich sind längere Verpflichtungszeiträume im Modell abbildbar, wie etwa in (Böttger et al. 2015). Jedoch müssen hierfür zusätzliche Annahmen zur Zusammengehörigkeit von Kraftwerksportfolios getroffen werden, wofür sich eher detailliertere Modelle eignen (vgl. z. B. (Böttger und Bruckner 2015c)), die an anderer Stelle einen geringen Detailgrad haben, da sich die Rechenzeit ansonsten deutlich erhöht.

statistische Daten erst aufgenommen werden, wenn der Brennstoff die deutsche Grenze passiert. Eingekauft werden die benötigten Brennstoffe aber in der Regel deutlich früher. Auch der zum jeweiligen Zeitpunkt gültige Wechselkurs spielt hierbei eine wichtige Rolle (Ellersdorfer et al. 2008). So werden im Modell statistische Preisdaten etwa des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA 2014, 2015) verwendet. Marktpreise, die häufig nicht öffentlich zur Verfügung stehen, konnten für die Validierung nicht verwendet werden.

Weitere Unterschiede können sich etwa aus Kühlwasserbedingungen oder auch dem unternehmensindividuellen Kraftwerkseinsatz ergeben (vgl. (Ellersdorfer et al. 2008)).

Vor dem Hintergrund dieser Einschränkungen, die ähnlich auch für die meisten anderen vergleichbaren Strommarktfundamentalmodele gelten, kann jedoch festgehalten werden, dass das Modell MICOES-Europe den europäischen Strommarkt ausreichend gut abbildet, um die gestellte Forschungsfrage zu beantworten.

4 Auswirkungen von Elektrokesseln im Strommarkt im Jahr 2025

Nach der Vorstellung der Power-to-Heat-Technologie und dem Fundamentalmodell MICOES-Europe soll nun für das Jahr 2025 modellgestützt untersucht werden, welchen Einfluss Elektrokessel auf dem Strommarkt mit einem steigenden EE-Anteil haben könnten und ob sie zu einer besseren Integration der erneuerbaren Energien beitragen können³⁸. In Abschnitt 4.1 werden dazu zunächst die relevanten Annahmen für das Szenariojahr 2025³⁹ erläutert. Es folgt die detaillierte Darstellung der Ergebnisse, wobei zunächst der Einsatz der Elektrokessel im Kontext der Fernwärmeerzeugung betrachtet wird. Anschließend wird die Vorhaltung und der Abruf von Regelleistung analysiert. Weiterhin werden auch Auswirkungen auf die Stromerzeugung im In- und Ausland sowie die Veränderung der Stromex- und -importe erklärt. Auf Grundlage einer ökonomischen Bewertung der Szenarien sowie anhand der Veränderungen bei den CO₂-Emissionen wird in einer Kosten-Nutzen-Analyse der sinnvollste Einsatz der Elektrokessel bewertet. Das Kapitel schließt mit einer kritischen Würdigung der Ergebnisse ab.

4.1 Definition des Szenarios für 2025

Im Folgenden werden die Annahmen dargestellt, die im Szenario für das Stützjahr 2025 als Eingangsdaten des Modells MICOES-Europe dienen sollen. Dabei werden insbesondere die Annahmen zu folgenden Bereichen erläutert:

- Höhe des Stromverbrauchs
- Ausbau der erneuerbaren Energien
- Entwicklung des fossil-thermischen Kraftwerksparks
- Entwicklung von Brennstoffpreisen und CO₂-Zertifikatspreisen
- Ausbau der Grenzkuppelstellen zum Ausland sowie weiteren Flexibilitätsoptionen und
- Annahmen für die betrachteten Fernwärmenetze, insbesondere Zusammensetzung der Erzeugungsstruktur inkl. Elektrokessel.

Die Annahmen für das Szenario für das Jahr 2025 stützen sich auf aktuelle Studien. Hierbei wird für Deutschland hauptsächlich der aktuelle Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber

³⁸ Erste Ergebnisse wurden bereits in Böttger und Bruckner (2014), Böttger et al. (2015) und Böttger und Bruckner (2015a) veröffentlicht (vgl. Abschnitt 2.5).

³⁹ Hierzu ist zu sagen, dass es sich bei dem Szenario für 2025 nicht um eine Prognose handelt, sondern um eine Projektion auf Basis von verschiedenen Annahmen.

(50Hertz Transmission GmbH et al. 2015b) verwendet. Daten zum europäischen Ausland werden aus dem Szenario B „Best estimate“ im Scenario Outlook & Adequacy Forecast von 2015 (ENTSO-E 2015b) übernommen. Als Grundlage für die zeitliche Struktur des Wettergeschehens wird das Jahr 2011 verwendet⁴⁰. Entsprechend werden auch die Lastgänge des Stromverbrauchs und der Fernwärme des Jahres 2011 als Datengrundlage verwendet, um die entsprechende Konsistenz zu wahren. Im Folgenden liegt der Fokus auf Annahmen, die Deutschland betreffen. Annahmen für das im Modell ebenfalls abgebildete europäische Ausland werden verkürzt dargestellt. Ergänzende detaillierte Tabellen dazu finden sich im Anhang A.4.

4.1.1 Stromverbrauch

Die zukünftige Höhe des Stromverbrauches wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst. Einerseits gibt es verbrauchssenkende Effekte durch effizientere Geräte und Anlagen, aber andererseits auch verbrauchssteigernde Effekte durch neue Stromverbraucher wie Wärmepumpen oder Elektroautos (vgl. (BNetzA 2014; IWES 2015; Wunsch et al. 2014)). So prognostizieren einige Studien orientiert an politischen Zielvorgaben eine fallende Stromnachfrage für Deutschland, z. B. die Leitstudie 2011 (Nitsch et al. 2012) oder das Energiekonzept der Bundesregierung („EWI Szenarien“) (Schlesinger et al. 2010) wie in Abbildung 4-1 dargestellt wird.

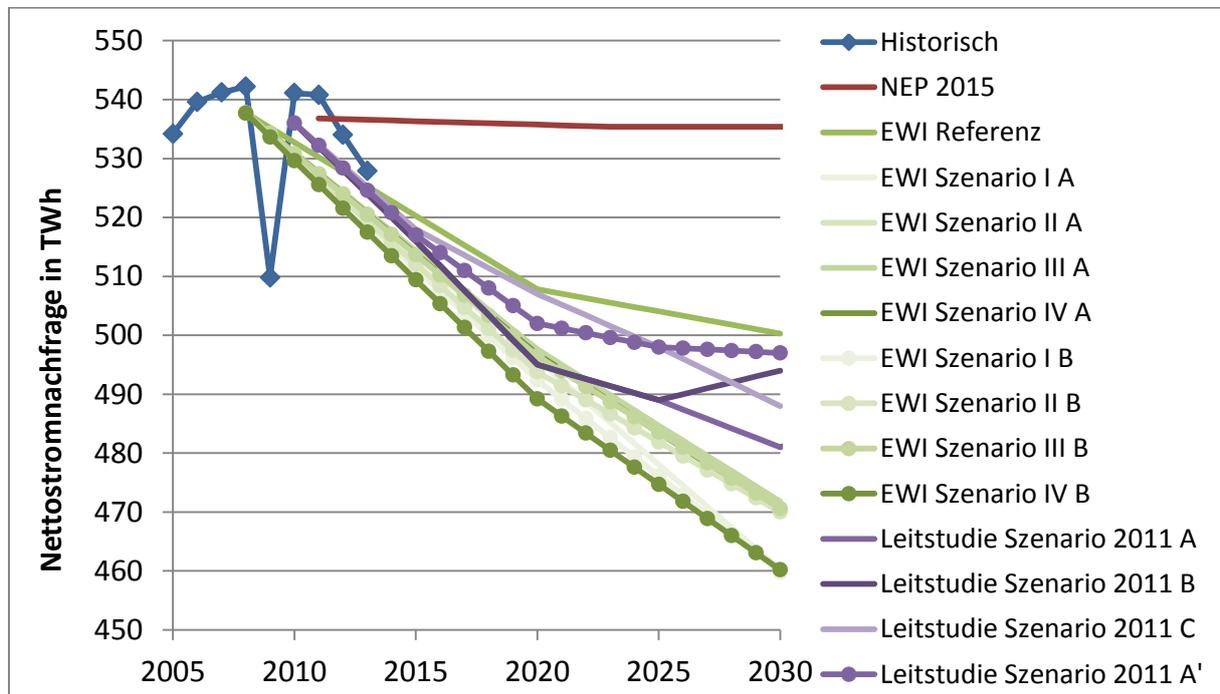


Abbildung 4-1: Prognosen für die Nettostromnachfrage in Deutschland. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (50Hertz Transmission GmbH et al. 2014a; AGEB 2013; Nitsch et al. 2012; Schlesinger et al. 2010)

⁴⁰ Das Jahr 2011 wurde ausgewählt, weil es sich einerseits um ein durchschnittliches Windjahr handelt und andererseits der Heizbedarf durch warme Temperaturen im Mittel zwar geringer war, aber gleichzeitig auch Zeiten mit hohem Wärmebedarf durch entsprechend kalte Tage enthalten sind (Gerhardt et al. 2017).

Da zum heutigen Zeitpunkt unklar ist, welche Effekte letztendlich dominieren werden, wird die Annahme eines konstanten Nettostromverbrauches in Deutschland in Höhe von 543,6 TWh aus dem aktuellen Netzentwicklungsplan übernommen (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015b).

Prognosen für den Stromverbrauch in den anderen europäischen Ländern sagen einen mehr oder weniger starken Anstieg des Stromverbrauchs vorher, der für einige Länder bis zu 15 % pro Dekade bis 2050 ausmacht (Bertsch et al. 2012; Capros et al. 2010). Für diese Arbeit werden die Wachstumsraten aus dem Szenario B „Best estimate“ im Scenario Outlook & Adequacy Forecast von 2015 (ENTSO-E 2015b) übernommen (vgl. Abbildung 4-2). So wird für Großbritannien wie für Deutschland von einem konstanten Stromverbrauch ausgegangen, während der Strombedarf etwa in Polen, Italien und Spanien um mehr als 1,5 % pro Jahr wächst. Die Höhe des Strombedarfs kann Tabelle A-2 im Anhang A.4 entnommen werden.

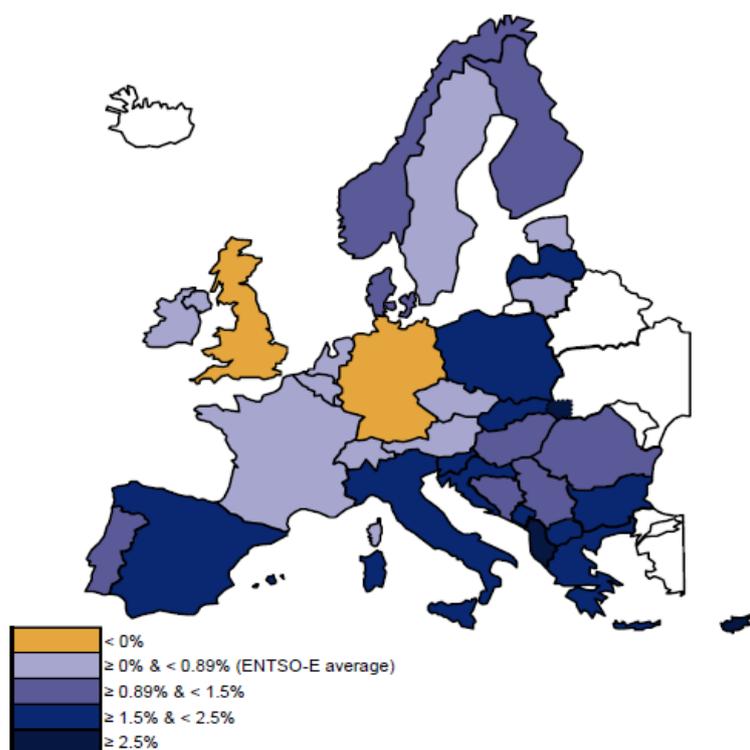


Abbildung 4-2: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate des jährlichen Stromverbrauchs je Land von 2016 bis 2025 im Szenario B „Best estimate“. Quelle: (ENTSO-E 2015b)

4.1.2 Erneuerbare Energien

Abbildung 4-3 zeigt für die Jahre bis 2035 verschiedene Prognosen für die installierte Leistung von erneuerbaren Energien in Deutschland. Der für das Energiekonzept („E-Konzept“) (Schlesinger et al. 2010) dargestellte Ausbau ist zwar geringer als beispielsweise derjenige in der Leitstudie, dennoch werden in dieser Studie die prozentualen EE-Ausbauziele erreicht, da gleichzeitig von einem deutlich sinkenden Strombedarf ausgegangen wird.

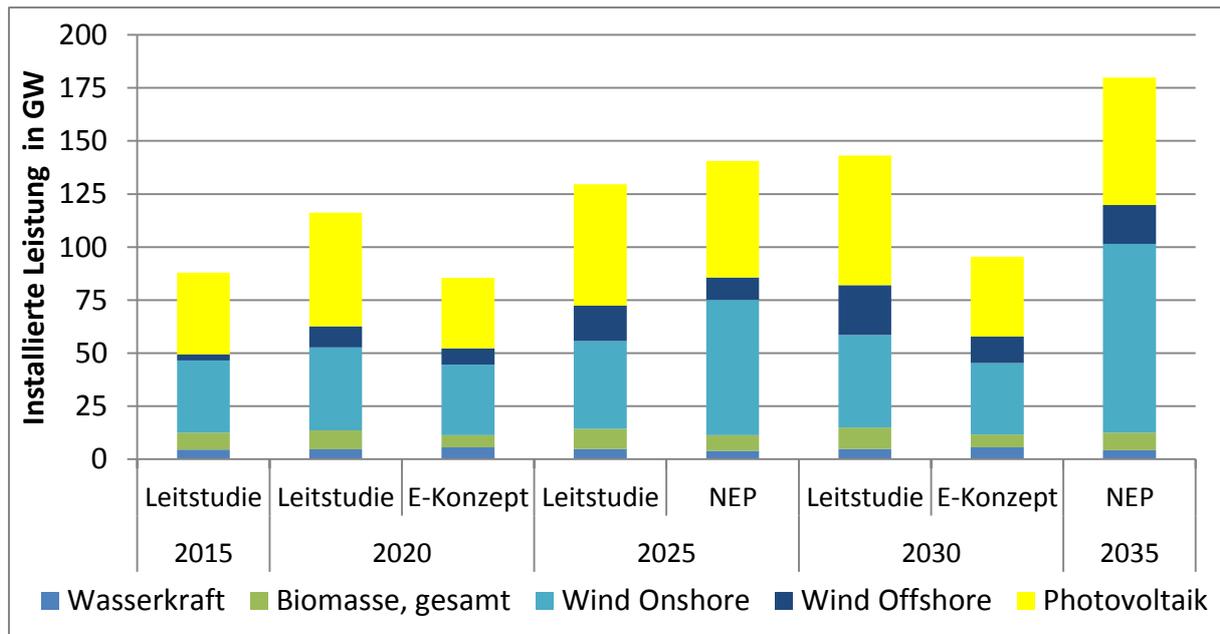


Abbildung 4-3: Prognosen zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015b; Nitsch et al. 2012; Schlesinger et al. 2010)

Für Deutschland werden die Annahmen zum EE-Ausbau überwiegend entsprechend des Szenarios B des Netzentwicklungsplans 2015 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015b) verwendet. So werden im Netzentwicklungsplan knapp 64 GW an Onshore- und 10,5 GW an Offshore-Windenergieanlagen angenommen. Dazu kommen noch knapp 55 GW an Photovoltaikanlagen. Somit sind mit 129 GW mehr als 91 % der installierten Leistung an erneuerbaren Energien von 141,4 GW wetterabhängige Stromerzeugungsanlagen. Die Volllaststunden wurden für die Windenergie aus dem Energiekonzept (Schlesinger et al. 2010) sowie für die anderen Technologien aus der Leitstudie (Nitsch et al. 2012) verwendet. Eine Übersicht zu den Annahmen für die installierte Leistung sowie die maximal mögliche Stromerzeugung⁴¹ entsprechend der angenommenen Volllaststunden findet sich in Tabelle 4-1. Bei einem Bruttostromverbrauch in Höhe von 600 TWh⁴² entsprechen die in Tabelle 4-1 angegebenen Werte für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Jahr 2025 einem Anteil von rund 47 %, der leicht oberhalb des im aktuellen § 1 EEG 2014 vorgegebenen Ziel-Korridor von 40 bis 45 % liegt.

Für die restlichen europäischen Länder werden die Annahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien aus im Szenario Outlook & Adequacy Forecast von 2015 (ENTSO-E 2015b) übernommen (Scenario B „Best estimate“). Die dort genannten installierten Leistungen werden mit historischen Volllaststunden des Jahres 2011 verknüpft, um die (maximal) mögliche Stromerzeugung zu erhalten.

⁴¹ Durch die modellendogen bestimmte Abregelung kann die tatsächlich nutzbare Stromerzeugung geringer ausfallen.

⁴² Angabe aus (50Hertz Transmission GmbH et al. 2014a, S. 13) übernommen.

Tabelle 4-1: Annahmen zur installierten Leistung und maximal möglicher Stromerzeugung erneuerbarer Energien in Deutschland in 2025. Quelle: (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015b; Schlesinger et al. 2010)

Szenario/Jahr	Installierte Leistung	(Maximal mögliche) Stromerzeugung
Laufwasser	4,0 GW	19,0 TWh
Biomasse	7,4 GW	40,3 TWh
Wind Onshore	63,8 GW	134,2 TWh
Wind Offshore	10,5 GW	38,0 TWh
Photovoltaik	54,9 GW	48,0 TWh
Geothermie/Sonstige	0,8 GW	5,1 TWh
Summe	141,4 GW	284,5 TWh

Abbildung 4-4 zeigt die Annahmen zur installierten Leistung von erneuerbaren Energien für die im Modell abgebildeten Länder. Die höchste installierte Leistung an Windenergieanlagen (abgesehen von Deutschland) hat Großbritannien mit fast 38 GW, wobei es sich dabei überwiegend um Offshoreanlagen handelt. Die nächsthöchste installierte Leistung ist in Spanien mit 30 GW zu finden. Die höchste installierte Leistung an Solaranlagen ist außerhalb Deutschlands in Italien mit knapp 30 GW angenommen. Mit 5,2 GW ist in Schweden die höchste installierte Leistung an Biomasseanlagen außerhalb Deutschlands unterstellt.

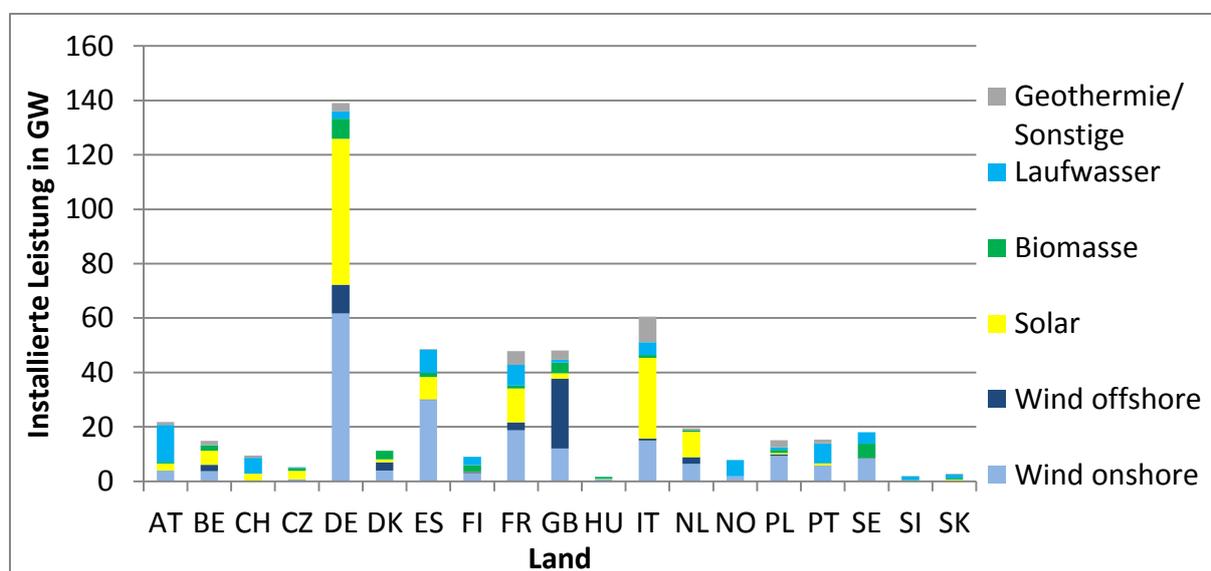


Abbildung 4-4: Installierte Leistung an erneuerbaren Energien (ohne Speicherwasser) in Europa im Szenario B „Best estimate“⁴³. Quelle: Eigene Darstellung aus (ENTSO-E 2015b)

⁴³ Dabei wurden folgende Anpassungen vorgenommen: Die Verteilung zwischen Onshore- und Offshore-Windenergie war für Slowenien augenscheinlich vertauscht und wurde entsprechend angepasst. Darüber hinaus war für Großbritannien und Schweden die installierte Leistung an Solaranlagen mit 0 GW angegeben, obwohl bereits heute Anlagen installiert sind (EurObserv-ER 2014). Für diese beiden Länder wurde die heutige installierte Leistung leicht aufgerundet verwendet.

Der Einsatz von Speicherwasser- als auch Pumpspeicherkraftwerken wird im Rahmen des Modells MICOES-Europe endogen bestimmt. Daher ergibt sich deren Stromerzeugung als Modellergebnis. Für das Modell sind nur Annahmen zur installierten Leistung und dem Speichervolumen vorzugeben. Für Speicherwasserkraftwerke wird bis 2025 kein weiterer Ausbau in Europa angenommen, da die vorhandenen Potentiale weitgehend erschlossen sind⁴⁴. Der mögliche Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken wird im Abschnitt 4.1.5 im Kontext von verfügbaren Flexibilitätsoptionen diskutiert. Die Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken muss allerdings als Parameter für jedes Land vorgegeben werden. Für Laufwasserkraftwerke wird ebenfalls ohne weiteren Zubau gerechnet und die Stromerzeugung als ungesteuert angenommen. Tabelle A-3 in Anhang A.4 gibt für alle modellierten Länder die angenommen installierten Leistungen für erneuerbare Energien wieder.

4.1.3 Fossil-thermischer Kraftwerkspark

Für Deutschland wird gemäß des 13. Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011 von einem Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis 2022 ausgegangen. Daher sind im Jahr 2025 annahmegemäß keine Kernkraftwerke mehr in Betrieb. Weiterhin wird der Bestand an konventionellen Kraftwerken auf Basis der Energieträger Braun- und Steinkohle sowie Erdgas und Heizöl gemäß dem aktuellen Netzentwicklungsplan (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015b) verwendet. Der Netzentwicklungsplan geht von einem schrumpfenden fossilen Kraftwerkspark aus. Im Jahr 2025 umfasst der Kraftwerkspark laut Szenario B rund 34,4 GW an Kohlekraftwerken und 29,9 GW an Erdgaskraftwerken (vgl. Abbildung 4-5).

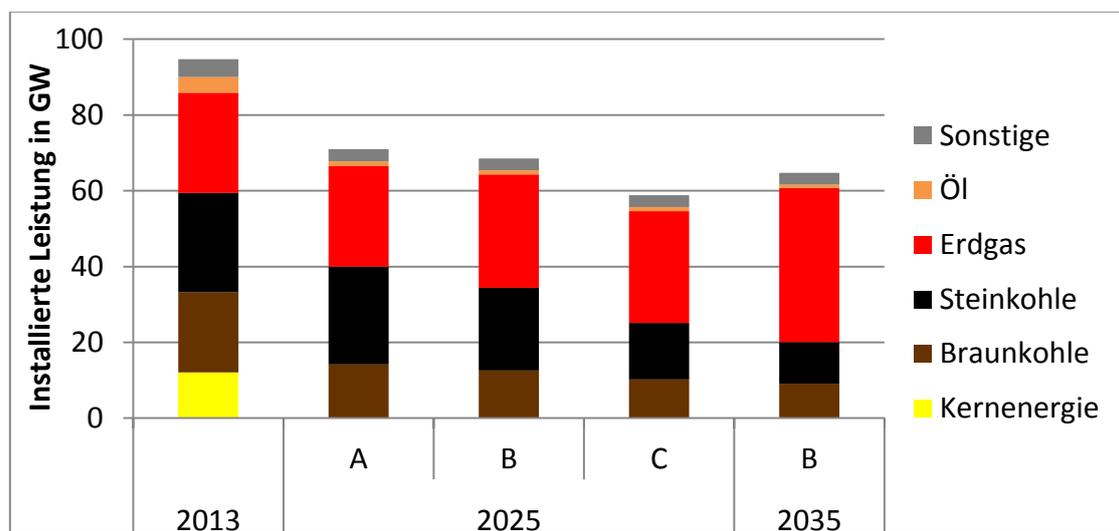


Abbildung 4-5: Vergleich der installierten Nettonennleistung in Deutschland im aktuellen Netzentwicklungsplan für unterschiedliche Jahre und Szenarien. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015b)

⁴⁴ Ess et al. (2012) fasst basierend auf einer Literaturrecherche zukünftige Arbeitsvolumina für Speicherwasserkraftwerke in Deutschland, Österreich, der Schweiz sowie Norwegen und Schweden in der Größenordnung von 80 TWh zusammen (wirtschaftlich nutzbares Potential). Allerdings kann hierzu keine Leistung angegeben werden.

Für das Ausland werden die Annahmen zu den installierten Kapazitäten aus dem Szenario B „Best estimate“ der Scenario Outlook & Adequacy Forecast von 2015 (ENTSO-E 2015b) übernommen⁴⁵ (vgl. Abbildung 4-6). Demnach hat Frankreich mit knapp 57 GW weiterhin die höchste installierte Leistung an Kernkraftwerken. Der Kraftwerkspark in Polen wird weiterhin von Kohlekraftwerken dominiert, während in Italien, Großbritannien oder den Niederlanden überwiegend Erdgaskraftwerke betrieben werden (s. auch Tabelle A-4 im Anhang A.4).

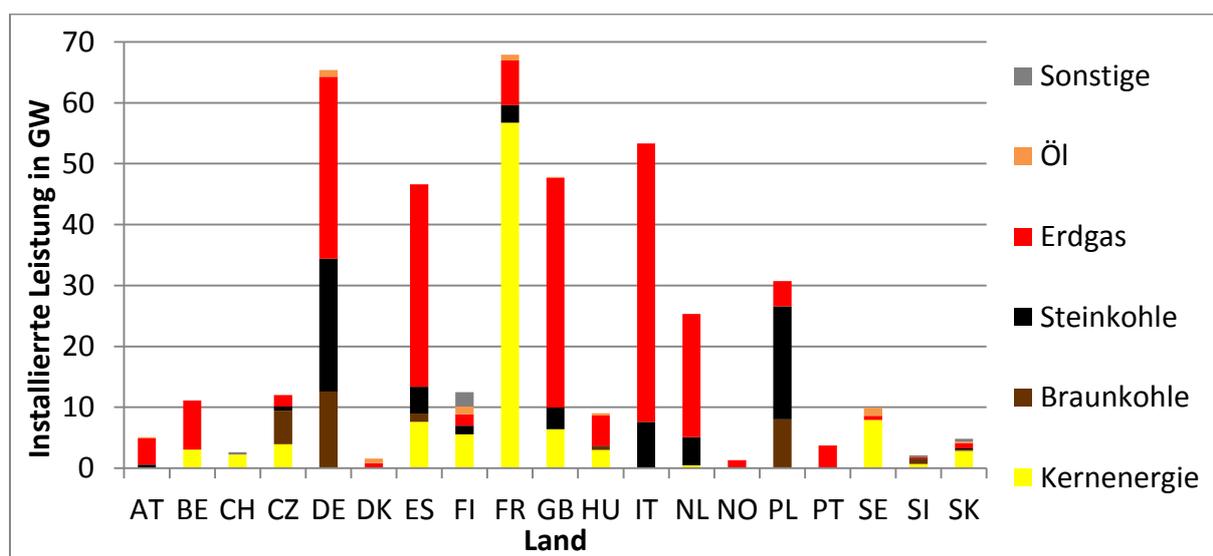


Abbildung 4-6: Vergleich der installierten Nettonennleistung in Europa in 2025. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (ENTSO-E 2015b)

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit des fossil-thermischen Kraftwerksparks wird davon ausgegangen, dass die angegebenen Kraftwerke tatsächlich verfügbar sind. Es erfolgt keine Überprüfung in Bezug auf vorzeitige Stilllegung bzw. Kaltreserve unrentabler Kraftwerke bzw. Retrofit von älteren aber noch wirtschaftlichen Kraftwerken (vgl. etwa (Harthan 2015)). In der heutigen regulatorischen Praxis muss eine Stilllegung von systemrelevanten Kraftwerken durch die Bundesnetzagentur genehmigt werden. Daher wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2025 auch ausreichende Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen.

4.1.4 Preise für Primärenergieträger und CO₂-Emissionsberechtigungen

Wesentliche Parameter für das Szenario für 2025 sind neben der Zusammensetzung des Kraftwerksparks auch die zukünftig zu erwartenden Brennstoffpreise sowie Preise für CO₂-Emissionsberechtigungen, da diese die kurzfristigen Grenzkosten konventioneller Kraftwerke bestimmen.

Die Bandbreite für die mögliche zukünftige Entwicklung ist sehr groß, wie Abbildung 4-7 exemplarisch für zukünftige Einfuhrpreise für Steinkohle zeigt (vgl. (Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2015)).

⁴⁵ Die Annahmen für Deutschland in (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015b) und (ENTSO-E 2015b) stimmen überein.

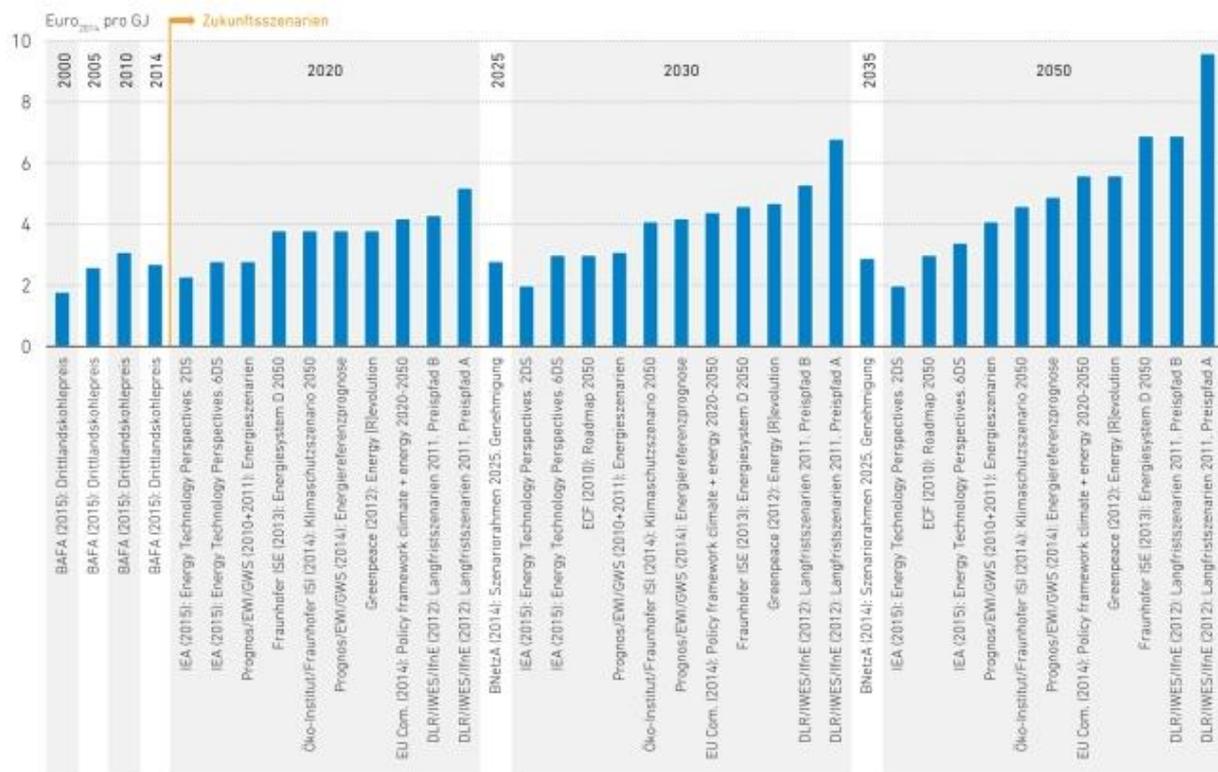


Abbildung 4-7: Entwicklung des Einfuhrpreises für Steinkohle in verschiedenen Szenarien. Quelle: (Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2015)

Für diese Untersuchung werden die Brennstoffpreise sowie Preise für CO₂-Emissionsberechtigungen auf Basis des „New policies scenario“ des World Energy Outlook 2015 (IEA 2015) verwendet, wobei 2014 als Referenzjahr für das Preisniveau dient. Die folgende Tabelle 4-2 fasst die Annahmen für alle Brennstoffe sowie CO₂-Emissionsberechtigungen für das Jahr 2025 zusammen.

Tabelle 4-2: Annahmen zur Preisentwicklung fossiler Brennstoffe (Grenzübergangpreise) sowie Preis für CO₂-Emissionsberechtigungen für das Jahr 2025⁴⁶. Quelle: (50Hertz Transmission GmbH et al. 2013; IEA 2015)

Produkt	Einheit	Jahr 2025
Uran	Euro ₂₀₁₄ /MWh _{th}	4,50
Braunkohle	Euro ₂₀₁₄ /MWh _{th}	1,60
Steinkohle	Euro ₂₀₁₄ /MWh _{th}	8,65
Erdgas	Euro ₂₀₁₄ /MWh _{th}	24,40
Heizöl (extra leicht)	Euro ₂₀₁₄ /MWh _{th}	66,84
Heizöl (schwer)	Euro ₂₀₁₄ /MWh _{th}	35,65
CO ₂ -Emissionsberechtigung	Euro ₂₀₁₄ /t CO ₂	22,21

Bei den Ergebnissen wird das Basisjahr 2014 für die Preise aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dazugeschrieben.

⁴⁶ Im World Energy Outlook werden Preisszenarien für die Jahre 2020 und 2030 angegeben. Für das Jahr 2025 wurde daher ein linear interpolierter Wert verwendet.

In Abbildung A-6 im Anhang wird die Merit Order für Deutschland für den angenommenen Kraftwerkspark sowie das beschriebene Brennstoffpreisszenario dargestellt. Unter den getroffenen Annahmen gibt es noch keinen fuel switch zwischen Kohle- und Gaskraftwerken. Somit haben Braunkohlekraftwerke mit 23 bis 38 Euro/MWh die günstigsten Grenzkosten, Steinkohlekraftwerke liegen im Bereich von 39 bis 50 Euro/MWh. Danach kommen Erdgaskraftwerke sowie wenige Heizöl-Kraftwerke mit sehr hohen Grenzkosten.

4.1.5 Grenzkuppelstellen und sonstige Flexibilitäten

Durch den Ausbau von wetterabhängig einspeisenden erneuerbaren Energien werden zukünftig unterschiedliche Flexibilitätsoptionen eine immer wichtigere Rolle spielen.

Als erstes soll auf den Ausbau der Grenzkuppelstellen Deutschlands zum europäischen Ausland eingegangen werden. Abbildung 4-8 zeigt zukünftige Kuppelstellen gemäß des Netzentwicklungsplanes 2015 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2014a) bis 2035. Dabei wird deutlich, dass hier von einer mehr als Verdopplung der Übertragungskapazität zu den deutschen Nachbarländern in den nächsten 20 Jahren auf rund 42 GW ausgegangen wird. Für das Szenario werden die europäischen Kuppelkapazitäten aus dem Ten Year Network Development Plan 2016 (ENTSO-E 2016) übernommen.

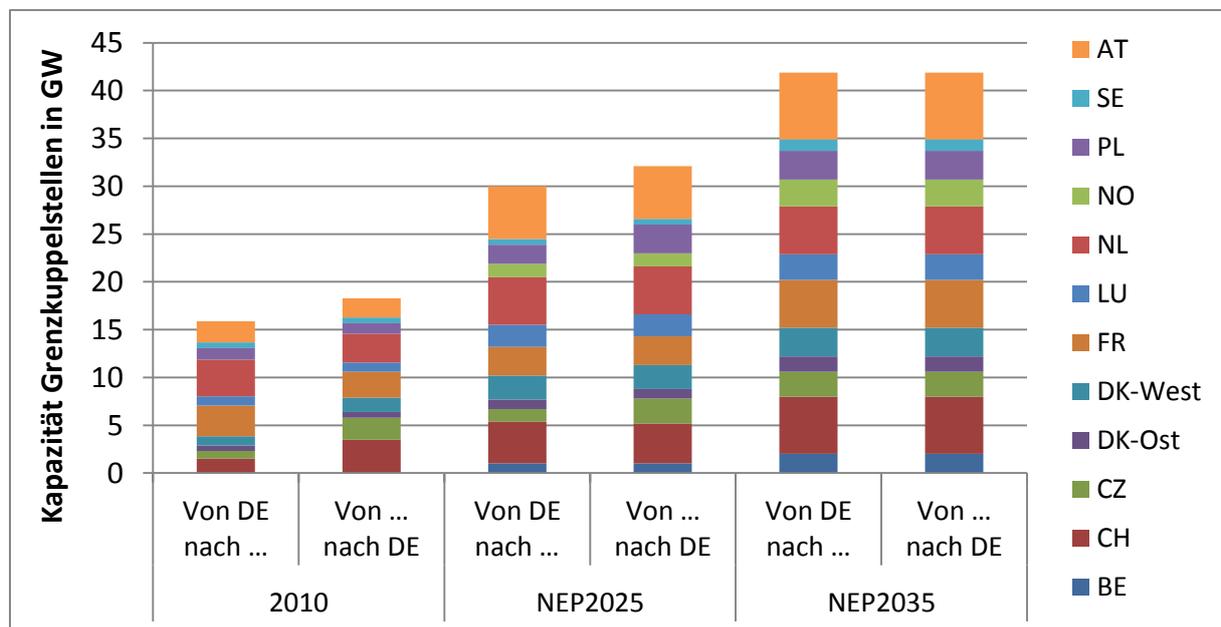


Abbildung 4-8: Übertragungskapazität der deutschen Grenzkuppelstellen. Quelle: Eigene Darstellung nach (50Hertz Transmission GmbH et al. 2014a; ENTSO-E 2011)

Weiterhin wurden folgende Annahmen getroffen: Die Fahrweise von Biomassekraftwerken wurde als ungesteuert angenommen. Dezentrale KWK- und Industriestromerzeugung wurde ebenfalls als wärmegeführt bzw. ungesteuert und damit unflexibel angenommen. Für Heizkraftwerke größer 10 MW_{el} wurde von einer stromgeführten Fahrweise ausgegangen, jedoch noch ohne eine Ergänzung von zusätzlichen Wärmespeichern oder Elektrokesseln, die für eine noch größere Flexibilität sorgen könn-

ten. Im Bereich der Kurzzeitspeicher wurde ein Ausbau von Pumpspeichern im Rahmen der derzeit in der Planung befindlichen Kapazitäten berücksichtigt. Langzeitspeicher (wie etwa die Power-to-Gas-Technologie) wurden aufgrund des Betrachtungshorizontes bis 2025 nicht berücksichtigt.

4.1.6 Regelleistungsnachfrage

Für die im Modell abgebildeten Regelleistungsqualitäten ist für alle Länder der zukünftige Bedarf festzulegen. Für das Szenario für 2025 wird sich analog zu den meisten anderen Annahmen auch auf den Scenario Outlook & Adequacy Forecast von 2015 (ENTSO-E 2015b) bezogen (vgl. Abbildung 4-9). Die dort angegebene „System Service Reserve“ wird jeweils hälftig auf SRL und MRL aufgeteilt. Die System Service Reserve in Höhe von 5,1 GW für Deutschland entspricht somit einem Bedarf an 2,55 GW an SRL und 2,55 GW an MRL (sowohl jeweils positiv als auch negativ).

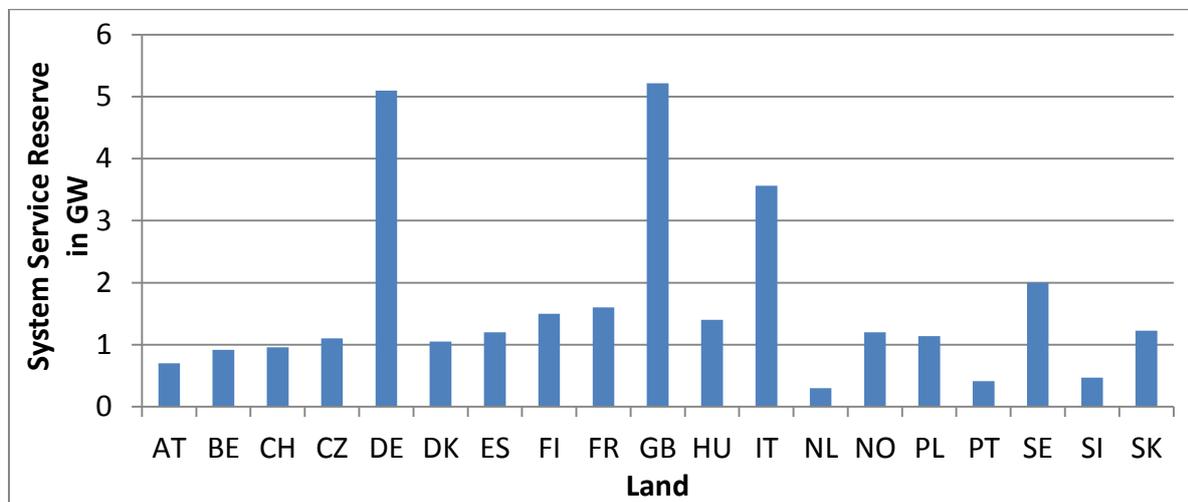


Abbildung 4-9: System Service Reserve im „Best estimate Scenario B 2025“ je Land. Quelle: Eigene Darstellung nach (ENTSO-E 2015b)

Es wird für die Berechnungen von einem über das ganze Jahr konstanten Bedarf an Regelleistung ausgegangen. Eine möglicherweise zukünftige situationsbedingte Dimensionierung⁴⁷, wie etwa von (Sandau 2013) oder (Bucksteeg et al. 2015) vorgeschlagen, wird hier somit nicht berücksichtigt.

Für die Deckung des Bedarfs an Regelleistung wurde angenommen, dass nur fossil-thermische Kraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke oder eben auch Elektrokessel einen Beitrag liefern können. Bereits heute bieten Biomasseanlagen Regelleistung an (vgl. (Schäfer-Stradowsky et al. 2015)) und erste Tests für die Bereitstellung von Regelleistung durch Windkraftanlagen laufen (vgl. (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015a)). Im Modell wird die Bereitstellung von Regelleistung durch erneuerbare Energien jedoch nicht abgebildet. Sofern erneuerbare Energien-Anlagen Regelleistung anbieten, reduziert dies ebenfalls die Must-run-Erzeugung von fossil-thermischen Kraftwerken und sollte in weiterführenden Arbeiten analysiert werden (vgl. auch (Böttger et al. 2015)).

⁴⁷ Ziel der situationsbedingten Dimensionierung ist die Reduktion des Regelleistungsbedarfes, wenn nur kleinere Prognosefehler zu erwarten sind.

Abrufe von Regelleistung werden für Deutschland basierend auf den historischen Abrufen des Jahres 2013 modelliert. Dabei wird die Zeitreihe entsprechend des Bedarfs hochskaliert. Im Gegensatz zu allen anderen Zeitreihen weichen diese Daten als einzige vom Wetterjahr 2011 ab, da durch die Einführung des Netzregelverbundes die Regelleistungsabrufe seit 2011 deutlich zurückgegangen sind (BNetzA und Bundeskartellamt 2015) und historische Werte aus 2011 somit nicht mehr verwendet werden können.

4.1.7 Betrachtete Fernwärmenetze mit Elektrokesseln

Im Fokus der Untersuchung stehen die Elektrokessel in der Fernwärmeversorgung. Hierbei wird ein räumlicher Fokus auf die ostdeutschen Bundesländer gelegt. Dies liegt einerseits daran, dass es hier historisch bedingt etablierte Fernwärmeversorgungsnetze gibt und auf der anderen Seite in dieser Region aufgrund der vergleichsweise geringen Stromnachfrage ein höherer prozentualer EE-Anteil als in anderen Regionen Deutschlands vorliegt. Da bei den betrachteten Märkten (Spotmarkt und Regelleistungsmarkt) der Standort der Anlagen im heutigen Marktdesign keine Rolle spielt und Netzengpässe bei dieser Untersuchung keine Rolle spielen, kann der Vorteil der Flexibilität der Elektrokessel auf des Stromnetz im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht bewertet werden.

Ähnlich wie bei der Stromnachfrage gibt es beim Fernwärmebedarf sowohl bedarfssteigernde als auch bedarfssenkende Effekte. Durch die zunehmenden, politisch geförderten Effizienzmaßnahmen kann von einer Bedarfsenkung ausgegangen werden, gleichzeitig gibt es zumeist Projekte zum Anschluss weiterer Fernwärmekunden, um eine entsprechende Auslastung der Systeme zu gewährleisten (vgl. bspw. (Orbeck 2015)). Im Rahmen dieser Arbeit wird von einem konstanten Bedarf etwa in Höhe des Bedarfes des Jahres 2011 ausgegangen. Hierzu gibt Tabelle 4-3 einen Überblick über die Höhe des Wärmebedarfes in den betrachteten Netzen. Während Halle und Chemnitz mit einem Wärmebedarf unter $1 \text{ TWh}_{\text{th}}$ kleinere Netze als Leipzig und Dresden repräsentieren, sind die Netze in Berlin mit jeweils $4,6 \text{ TWh}_{\text{th}}$ deutlich größer.

Tabelle 4-3: Annahmen zum Wärmebedarf (Jahresbedarf sowie Jahresmaximum) in den betrachteten Fernwärmenetzen. Quelle: Eigene Annahmen basierend auf (AGFW 2013; Götz et al. 2013b)

Fernwärmenetz	Jahresbedarf in GWh	Jahresmaximum in MW
Leipzig	1.648	550
Dresden	1.866	609
Halle	786	227
Chemnitz	948	324
Berlin Ost	4.592	1.411
Berlin West	4.592	1.742

Tabelle 4-4 stellt die angenommene installierte thermische Leistung an KWK-Anlagen und Heizkesseln für die betrachteten Netze gegenüber. Hierbei handelt es sich um eine Fortschreibung bestehender Anlagen in Verbindung mit derzeit in Planung bzw. Bau befindlichen Anlagen wie Lichterfelde.

Die Erzeugungsstruktur unterscheidet sich stark zwischen den einzelnen Netzen. Während in Leipzig und Chemnitz Braunkohle-KWK-Anlagen und in Berlin West Steinkohle-KWK-Anlagen dominierend sind, gibt es in Dresden, Halle und Berlin Ost nur Erdgas-KWK-Anlagen.

Tabelle 4-4: Annahmen zur installierten thermischen Leistung von KWK-Anlagen und Heizkesseln in den betrachteten Fernwärmenetzen (BK= Braunkohle, SK = Steinkohle, EG = Erdgas). Quelle: (AGFW 2013; BNetzA 2013; UBA 2016) und eigene Annahmen

Fernwärme-netz	Thermische Leistung der KWK-Anlagen in MW _{th}						Heizkessel (EG) in MW _{th}
	BK-GD	BK-EK	SK-EK	GuD-GD	GuD-EK	EG-GT	
Leipzig		334		200			250
Dresden				219		18	522
Halle				100	40		190
Chemnitz	165	140					232
Berlin Ost				439	230		1053
Berlin West			841		440	286	505

Tabelle 4-5 enthält die Annahmen zur installierten Leistung von Elektrokesseln und Wärmespeichern für die betrachteten Fernwärmenetze. Dabei wird in jedem der sechs betrachteten Fernwärmenetze nicht nur ein Elektrokessel, sondern auch jeweils noch ein Wärmespeicher hinzugefügt. Technisch ist das Vorhandensein eines Wärmespeichers für eine Power-to-Heat-Anlage zwar nicht zwingend notwendig, jedoch kann dieser für Regelenergieabrufe zusätzliche Flexibilität bieten und wird deshalb neben der Möglichkeit zur Flexibilisierung der Fahrweise der KWK-Anlage mit in die Analyse einbezogen (vgl. (Agora Energiewende 2014a)). Die Elektrokessel wurden so ausgelegt, dass sie rund 20 % der Wärmehöchstlast liefern können⁴⁸. Analog zu (Götz et al. 2013b) werden die modellierten Wärmespeicher so dimensioniert, dass sie 10 Stunden lang 20 % der Jahresfernwärmehöchstlast aufnehmen bzw. bereitstellen können.

Tabelle 4-5: Parameter für modellierte Elektrokessel sowie thermische Speicher. Quelle: Eigene Annahmen

Fernwärme-netz	Elektrokessel		Thermische Speicher	
	Elektrische Leistung	Thermische Leistung	Leistung	Kapazität
Leipzig	120 MW _{el}	117,6 MW _{th}	118 MW _{th}	1.176 MWh _{th}
Dresden	120 MW _{el}	117,6 MW _{th}	118 MW _{th}	1.176 MWh _{th}
Halle	50 MW _{el}	49,0 MW _{th}	49 MW _{th}	490 MWh _{th}
Chemnitz	70 MW _{el}	68,6 MW _{th}	69 MW _{th}	686 MWh _{th}
Berlin Ost	300 MW _{el}	294,0 MW _{th}	294 MW _{th}	2.940 MWh _{th}
Berlin West	340 MW _{el}	333,2 MW _{th}	333 MW _{th}	3.332 MWh _{th}

⁴⁸ Um eine installierte Leistung von 1.000 MW_{el} an Elektrokesseln zu erhalten, wurde hierbei geringfügig gerundet.

In Bezug auf die Kosten für den Strombezug werden zwei unterschiedliche Varianten betrachtet. Im ersten Fall wird angenommen, dass Elektrokessel 100 Euro/MWh_{el} als zusätzliche Stromnebenkosten für Strom zu zahlen haben (sowohl für den Einkauf am Day-ahead Spotmarkt als auch für den Abruf von Regelenergie). Die Höhe orientiert sich dabei an der Größenordnung der heutigen Stromnebenkosten. In einem zweiten Fall wird dagegen angenommen, dass Elektrokessel keine Stromnebenkosten zu zahlen haben.

4.1.8 Übersicht der betrachteten Szenarien

Um die Auswirkungen von Elektrokesseln sowohl für den Einsatz am Spotmarkt als auch am Regelleistungsmarkt zu untersuchen, werden unterschiedliche Szenarien betrachtet. Im Referenzfall gibt es keine Elektrokessel (Szenario „Ohne P2H“). Im nächsten Szenario wird zunächst der Fall betrachtet, dass es nur zusätzliche Wärmespeicher, aber keine Elektrokessel gibt (Szenario „Nur WS“). Hierdurch können die Effekte klarer herausgearbeitet werden, da in den Szenarien mit Elektrokessel immer auch ein Wärmespeicher angenommen wurde. In allen weiteren Szenarien wird dann die Verfügbarkeit von Elektrokesseln angenommen. Der erste betrachtete Fall ist der Einsatz der Elektrokessel am Spotmarkt, wobei hierfür die angesetzten Stromnebenkosten für den Einsatz der Elektrokessel unterschieden werden. Einerseits wird der Fall betrachtet, dass Elektrokessel 100 Euro/MWh für den Strombezug zu zahlen haben (Szenario „S 100“), was entsprechend als Kostenterm mit in die Zielfunktion eingeht. Andererseits wird der Fall, dass keine weiteren Kosten für den Strombezug anfallen, untersucht (Szenario „S 0“). Weiterhin wird für den Regelleistungsmarkt der Fall betrachtet, dass die Elektrokessel nur negative Sekundärregelleistung vorhalten. Auch hierbei werden die Strombezugskosten für den Abruf von Regelleistung variiert (Szenarien „R 100“ und „R 0“). Abschließend wird noch untersucht, für welchen Markt sich die Elektrokessel entscheiden, wenn sie sowohl am Spotmarkt als auch am Regelleistungsmarkt (wieder negative SRL) teilnehmen können. Auch hier werden die Stromnebenkosten variiert (Szenarien „S + R 100“ und „S + R 0“). Tabelle 4-6 fasst die betrachteten Szenarien mit ihren Annahmen noch mal zusammen.

Tabelle 4-6: Szenarienübersicht

Szenario	Wärmespeicher	Leistung Elektrokessel am Spotmarkt	Leistung Elektrokessel für negative SRL	Strombezugskosten
Ohne P2H	Nein	0 MW _{el}	0 MW _{el}	-
Nur WS	Ja	0 MW _{el}	0 MW _{el}	-
S 100	Ja	1.000 MW _{el}	0 MW _{el}	100 Euro/MWh _{el}
S 0	Ja	1.000 MW _{el}	0 MW _{el}	0 Euro/MWh _{el}
R 100	Ja	0 MW _{el}	1.000 MW _{el}	100 Euro/MWh _{el}
R 0	Ja	0 MW _{el}	1.000 MW _{el}	0 Euro/MWh _{el}
S + R 100	Ja	Auf beiden Märkten zusammen 1.000 MW		100 Euro/MWh _{el}
S + R 0	Ja	Auf beiden Märkten zusammen 1.000 MW		0 Euro/MWh _{el}

4.2 Einsatz von Elektrokesseln am Spot- und Regelleistungsmarkt

Als erstes soll hier ein Vergleich des Einsatzes der Elektrokessel am Spot- und Regelleistungsmarkt erfolgen. Abbildung 4-10 zeigt hierzu die Volllaststunden je Fernwärmenetz und Szenario. Für den Regelleistungsmarkt wird hierbei noch unterschieden, ob nur Regelleistung vorgehalten wurde oder ob auch ein Abruf erfolgte.

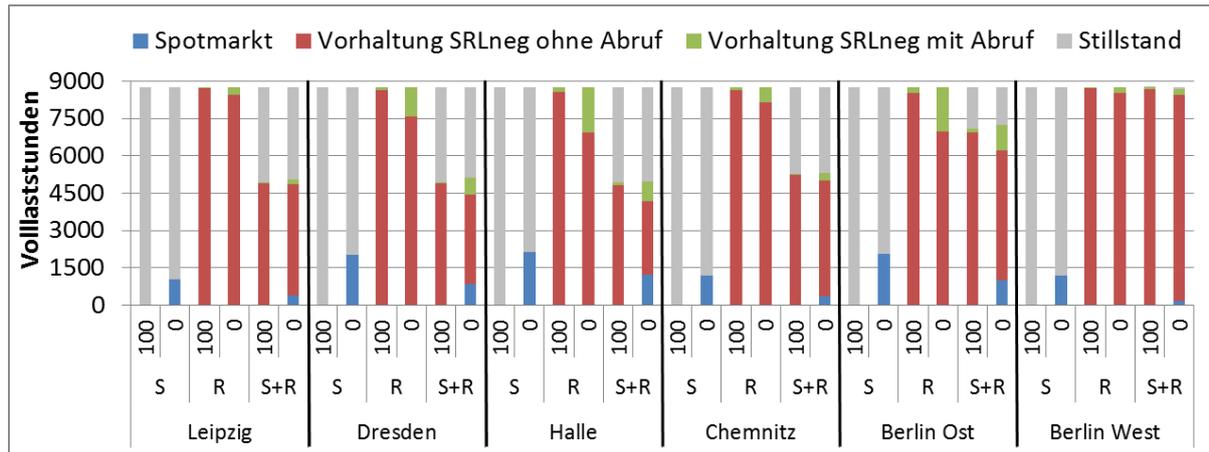


Abbildung 4-10: Volllaststunden der einzelnen Elektrokessel am Spotmarkt und Regelleistungsmarkt. Quelle: Modellergebnisse

Im Szenario „S 100“ werden die Elektrokessel aufgrund der hohen Strombezugskosten praktisch nie eingesetzt. Lediglich der Elektrokessel in Leipzig erreicht 10 Volllaststunden und verdrängt hier den Einsatz des GuDs. Wenn die Strombezugskosten für den Spotmarkteinsatz jedoch wie im Szenario „S 0“ wegfallen, werden die Elektrokessel in nennenswertem Umfang eingesetzt und erreichen zwischen 1.050 und 2.140 Volllaststunden. Dabei erreichen die Anlagen in Dresden, Halle und Berlin Ost die höchsten Auslastung (2.000 bis 2.140 Volllaststunden), während die Anlage in Leipzig in diesem Szenario nur auf 1.050 Volllaststunden kommt. Da in Dresden, Halle und Berlin Ost die KWK-Erzeugungsstruktur durch (teure) Erdgas-GuD geprägt ist (vgl. Tabelle 4-4), werden die Elektrokessel in diesen Netzen stärker eingesetzt.

In beiden Regelleistungsmarktszenarien ist die Vorhaltung in 8760 Stunden des Jahres für alle Anlagen bereits so vorgegeben. Die Abrufe unterscheiden sich jedoch abhängig von den Strombezugskosten. Bei Zahlung von 100 Euro/MWh erreichen die Elektrokessel im Abruf nur zwischen 50 und 220 Volllaststunden. Ohne diese Strombezugskosten kommen die Anlagen dagegen sogar auf 220 bis 1.800 Volllaststunden nur durch Regelleistungsbabrufe.

Kann das Modell frei entscheiden, ob die Elektrokessel am Spotmarkt oder am Regelleistungsmarkt teilnehmen, so zeigt sich, dass etwa in der Hälfte des Jahres die Anlagen für die Vorhaltung von Regelleistung eingesetzt werden. Lediglich die Anlage in Berlin West hält praktisch das ganze Jahr über

negative SRL vor. Da im Vergleich zu den „R“-Szenarien nun in weniger Stunden des Jahres Regelleistung vorgehalten wird, erzielen die Anlagen folglich auch weniger Volllaststunden durch Regelleistungsabrufe. Im Szenario mit Strombezugskosten sind es zwischen 40 und 150 Volllaststunden und ohne Strombezugskosten zwischen 220 und 1.010 Volllaststunden. Da die Regelleistungsvorhaltung mit dem Spotmarkteinsatz insbesondere in Zeiten geringer Residuallast konkurriert, erreichen die Anlagen in diesen Szenarien auch weniger Volllaststunden am Spotmarkt im Vergleich zu den „S“-Szenarien. Konkret sind es zwischen 150 und 1.220 Volllaststunden für den Fall ohne zusätzliche Strombezugskosten. Wenn zusätzliche Strombezugskosten zu zahlen sind, werden die Anlagen praktisch gar nicht für den Spotmarkt eingesetzt, nur die Anlage in Leipzig erreicht in diesem Szenario fünf Volllaststunden. Die Stunden, in denen die Elektrokessel in den „S + R“-Szenarien an keinem Markt teilnehmen, sind die Zeiten mit hoher Residuallast, in denen ausreichend fossil-thermische Kraftwerke auch für die Vorhaltung von negativer SRL zur Verfügung stehen.

Die Unterschiede zwischen den einzelnen Fernwärmenetzen, die durch die unterschiedliche Erzeugungsstruktur resultieren, werden im folgenden Abschnitt näher untersucht. Zuvor soll jedoch am Beispiel des Szenarios „S + R 0“ ausgewertet werden, wann die Elektrokessel in welchem Markt eingesetzt werden. In Abbildung 4-11 wird der Anteil der am Spotmarkt vermarkteten Leistung je Stunde als Anteil an der gesamten in der Stunde vermarkteten Leistung der Elektrokessel je Jahreszeit für das Szenario „S + R 0“ dargestellt. In diesem Szenario ist sowohl der Einsatz am Spot- als auch am Regelleistungsmarkt möglich und aufgrund der Strombezugskosten von 0 Euro/MWh auch grundsätzlich in beiden Märkten attraktiv. Es zeigt sich dabei, dass insbesondere im Winter bei hohen negativen Residuallasten in Deutschland der Einsatz am Spotmarkt gewählt wird. Im Sommer bei geringem Wärmebedarf wird dagegen stärker am Regelleistungsmarkt teilgenommen. Bei Residuallasten über 30 GW werden die Elektrokessel nicht mehr am Spotmarkt eingesetzt.

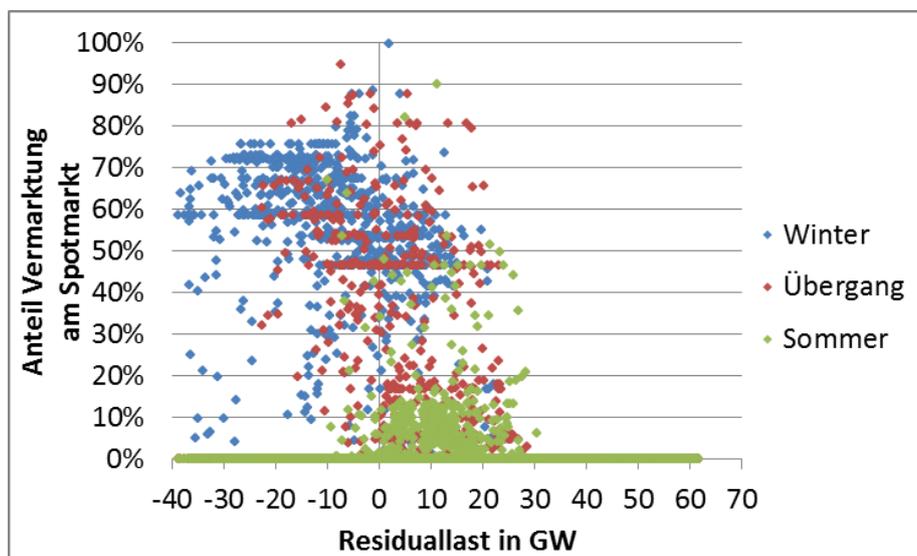


Abbildung 4-11: Anteile der am Spotmarkt vermarkteten Leistung der Elektrokessel je Jahreszeit in Abhängigkeit der Höhe der Residuallast im Szenario „S + R 0“. Quelle: Modellergebnisse

Weiterhin spielt die Dauer, über die eine negative Residuallast vorherrscht, eine Rolle bei der Entscheidung, an welchen Markt teilgenommen wird. Umso länger die Residuallast negativ ist, desto eher werden die Elektrokessel am Spotmarkt eingesetzt, um damit die Wärmenachfrage zu decken und im Gegenzug die KWK-Anlage abzuschalten. Wenn die Residuallast dagegen nur für kurze Zeit negativ ist, werden die Elektrokessel eher am Regelleistungsmarkt eingesetzt, wobei auch hier deutliche Unterschiede zwischen den Jahreszeiten auftreten (vgl. Abbildung 4-12).

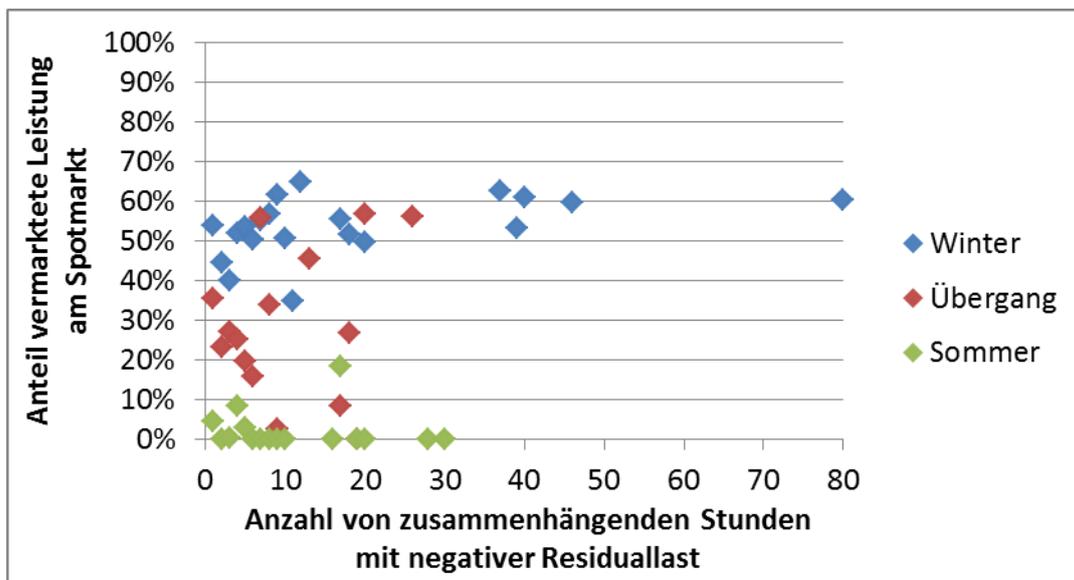


Abbildung 4-12: Mittlerer Anteil der am Spotmarkt vermarkteten Leistung der Elektrokessel je Jahreszeit in Abhängigkeit der Länge des Zeitraums mit negativer Residuallast im Szenario „S +R 0“. Quelle: Modellergebnisse

4.3 Auswertung der Fernwärmeversorgung in den betrachteten Netzen

Im Folgenden soll für die einzelnen betrachteten Fernwärmenetze in Ostdeutschland analysiert werden, wie sich die Wärmebereitstellung durch die Verfügbarkeit der Elektrokessel verändert. Bevor die betrachteten Fernwärmenetze einzeln analysiert werden, wird zunächst noch die Summe aller sechs Fernwärmenetze ausgewertet.

4.3.1 Summe aller betrachteten Fernwärmenetze

Um den vorgegebenen Wärmebedarf in den sechs Fernwärmenetzen zu decken, werden im Szenario ohne Elektrokessel $10,4 \text{ TWh}_{\text{th}}$ durch KWK-Anlagen und die restlichen $4 \text{ TWh}_{\text{th}}$ durch fossil-befeuerte Heizkessel erzeugt (vgl. Abbildung 4-13). Damit erreicht die KWK einen Anteil von 72 % an der Wärmelastdeckung. Durch die Verfügbarkeit von Wärmespeichern („Nur WS“) erhöht sich die Wärmeerzeugung in Summe leicht (rund 0,7 %), um die Verluste des Wärmespeichers auszugleichen. In diesem Szenario kann der Anteil der KWK an der Wärmeerzeugung auf knapp 75 % gesteigert werden.

Da im Szenario „S 100“ die Elektrokessel aufgrund der hohen Strombezugskosten praktisch nicht laufen, stimmen die Ergebnisse mit dem Szenario „Nur WS“ fast überein. Beim Spotmarkteinsatz der Elektrokessel ohne Strombezugskosten sinkt der KWK-Anteil an der Wärmeerzeugung wieder leicht auf 74,6 %, während die Elektrokessel insbesondere die fossilen Spitzenlastkessel verdrängen. Beim Einsatz der Elektrokessel im Regelleistungsmarkt tragen sie bei hohen Strombezugskosten lediglich zu 0,8 % zur Wärmebereitstellung bei, können den Anteil durch häufigere Abrufe im Szenario „R 0“ aber auf 6,2 % steigern. Im Szenario „S + R 100“ laufen die Elektrokessel am Spotmarkt fast nie und halten im Gegensatz zum Szenario „R 100“ auch in weniger Stunden des Jahres Regelleistung vor, so dass ihr Anteil hier auch geringer ist als im Szenario „R 100“. Dagegen liegt der Anteil der Elektrokessel im Szenario „S + R 0“ noch etwas höher als im Szenario „R 0“, da zwar weniger Regelleistung abgerufen wird, da weniger vorgehalten wird, dies wird durch den höheren Spotmarkteinsatz aber überkompensiert. Den höchsten Anteil an der Wärmelastdeckung erreichen die Elektrokessel im Szenario „S 0“ mit 11 % bzw. 1,6 TWh_{th}.

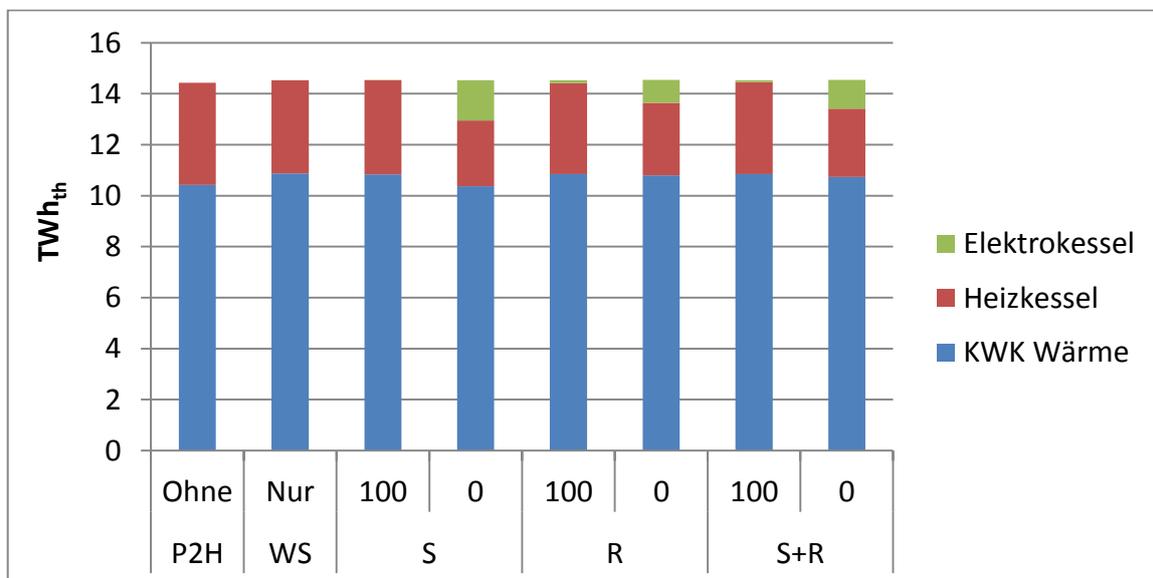


Abbildung 4-13: Anteile der einzelnen Technologien an der Fernwärmelastdeckung aller sechs Städte in den einzelnen Szenarien. Quelle: Modellergebnisse

Abbildung 4-14 zeigt die Unterschiede zwischen den Szenarien noch mal deutlicher. Durch die Verfügbarkeit des Wärmespeichers kann die Wärmeerzeugung der KWK-Anlagen gesteigert werden, während die Wärmeerzeugung in fossil-befeuerten Heizwerken sinkt. Die KWK-Stromerzeugung sinkt in allen Szenarien unterschiedlich stark. Am stärksten sinkt sie im Szenario „S 0“, da die KWK-Anlagen hier durch den Einsatz der Elektrokessel in Zeiten negativer Residuallast komplett abgeschaltet werden können.

Im Folgenden werden nun die einzelnen Fernwärmenetze analysiert.

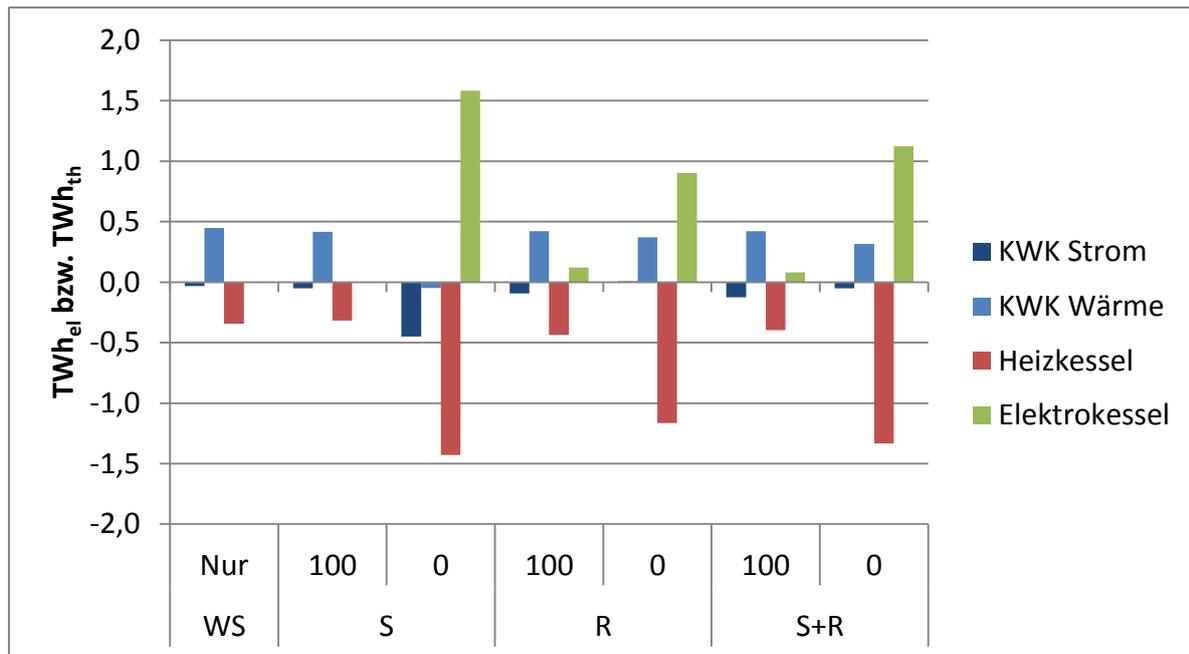


Abbildung 4-14: Veränderungen der KWK-Strom- und -Wärmeerzeugung sowie des Kesseleinsatzes gegenüber dem Szenario ohne Elektrokessel. Quelle: Modellergebnisse

4.3.2 Leipzig

Im Szenario ohne Elektrokessel werden im Leipziger Fernwärmenetz 91 % des Wärmebedarfs in Höhe von 1,65 TWh von den KWK-Anlagen gedeckt (vgl. Abbildung 4-15). Dabei wird der überwiegende Anteil durch das Braunkohlekraftwerk Lippendorf bereitgestellt, während der Anteil des GuD sehr gering ist, da dieses nur für Nachfragespitzen eingesetzt wird. Der KWK-Anteil kann im Szenario mit Wärmespeicher noch auf 92 % gesteigert werden. Durch Einkauf von Strom am Spotmarkt können die Elektrokessel 1 GWh (mit Strombezugskosten) bzw. 126 GWh (ohne Strombezugskosten) zur Wärmelastdeckung beitragen und verdrängen dabei insbesondere Wärmeerzeugung aus dem Heizwerk. Sie erreichen damit einen Anteil von 0,1 % bzw. 7,7 % an der Wärmelastdeckung. In den Szenarien mit Einsatz der Elektrokessel am Regelleistungsmarkt erzeugen die Elektrokessel 6 GWh, wenn zusätzliche Strombezugskosten zu zahlen sind, bzw. 35 GWh falls keine Strombezugskosten zu zahlen sind. Im Szenario „S + R 100“ stellen die Elektrokessel 4,8 GWh an Wärme bereit, wobei davon nur etwa 10 % aus dem Spotmarkteinsatz resultieren, da aufgrund der hohen Strombezugskosten überwiegend Regelleistung vorgehalten wird. Im Szenario „S + R 0“ ist das umgekehrt und von den 70 GWh der Elektrokessel stammen nur 25 GWh aus dem Regelleistungsabruf und 45 GWh aus dem Spotmarkt. Die Elektrokessel verdrängen überwiegend die Erdgas-Kessel.

4.3.3 Dresden

In Dresden ist der Anteil der KWK-Anlagen an der Wärmelastdeckung im Vergleich zu Leipzig deutlich geringer, da die Erzeugungsstruktur durch ein vergleichsweise unflexibles Gegendruck-GuD gekenn-

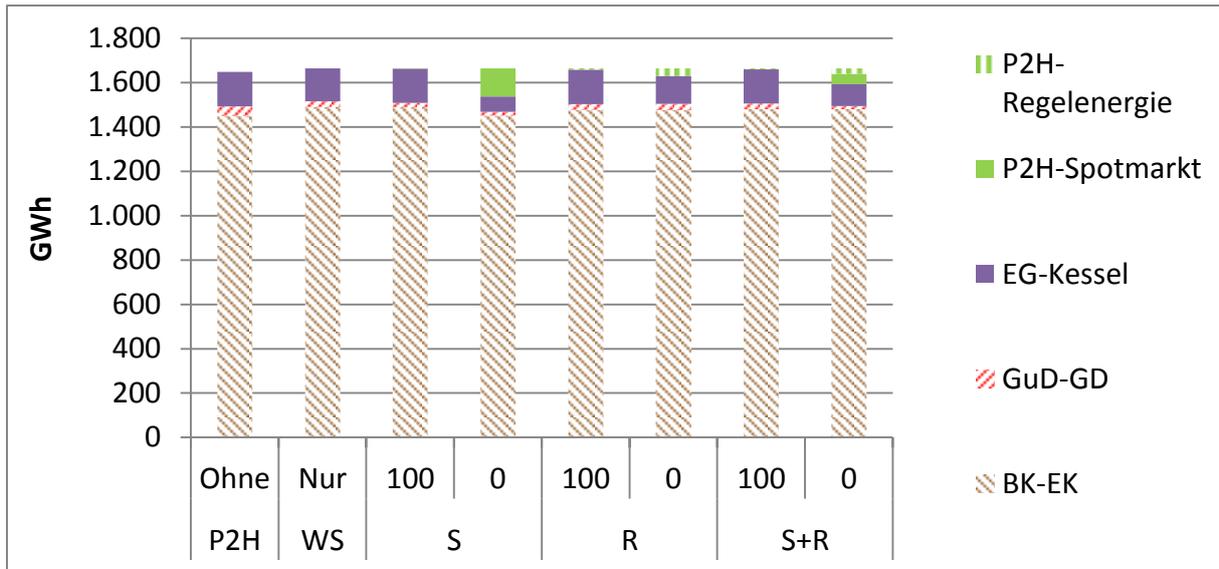


Abbildung 4-15: Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmelastdeckung in Leipzig. Quelle: Modellergebnisse

zeichnet ist (s. Abbildung 4-16). Im Szenario ohne Elektrokessel decken KWK-Anlagen nur 37 % des Wärmebedarfs in Höhe von 1,87 TWh. Durch die Verfügbarkeit eines Wärmespeichers steigt der KWK-Anteil aber deutlich auf 46 %. Im Szenario „S 100“ laufen die Elektrokessel gar nicht. Dagegen können sie im Szenario „S 0“ mit 240 GWh rund 13 % des Bedarfs decken und verdrängen auch hier die Heizwerke. In den Szenarien mit Einsatz am Regelleistungsmarkt erreichen die Elektrokessel einen Anteil von 1 % bzw. 7 % an der Wärmelastdeckung. Im Szenario „S + R 100“ halten die Elektrokessel nur Regelleistung vor und stellen 5,6 GWh Wärme bereit. Im Szenario „S + R 0“ werden die Elektrokessel dagegen deutlich häufiger eingesetzt und stellen 101 GWh über den Spotmarkteinsatz und 82 GWh durch Regelleistungsbefehle bereit.

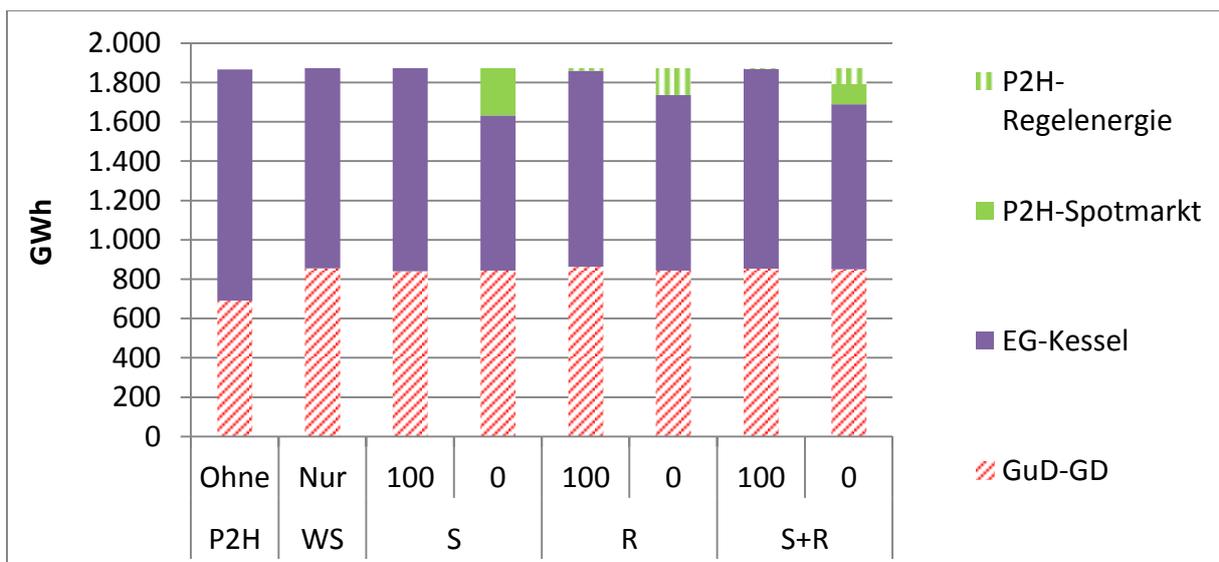


Abbildung 4-16: Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmelastdeckung in Dresden. Quelle: Modellergebnisse

4.3.4 Halle

In Halle tragen KWK-Anlagen (GuD-GD und GuD-EK) im Szenario ohne Elektrokessel 50 % zur Deckung des Bedarfs von 786 GWh bei. Auch hier kann dieser Anteil durch Wärmespeicher noch mal leicht auf 52 % gesteigert werden. Der Einsatz der Elektrokessel ist hier vergleichbar mit dem in Dresden. Im Szenario „S 100“ werden die Elektrokessel aufgrund der hohen Strombezugskosten nie eingesetzt, können im Szenario „S 0“ jedoch 14 % zur Wärmelastdeckung beitragen. Beim Einsatz am Regelleistungsmarkt erreichen sie einen Anteil von 1 % bzw. 11 % der Wärmebedarfsdeckung. Im Szenario „S + R 100“ werden sie wie in Dresden ausschließlich für Regelleistung eingesetzt und stellen 4,8 GWh Wärme bereit. Ohne Strombezugskosten im Szenario „S + R 0“ stellen Elektrokessel über den Spotmarkteinsatz 61 GWh und über den Abruf von negativer SRL 38 GWh bereit. Sie verdrängen dabei überwiegend das Heizwerk (vgl. Abbildung 4-17).

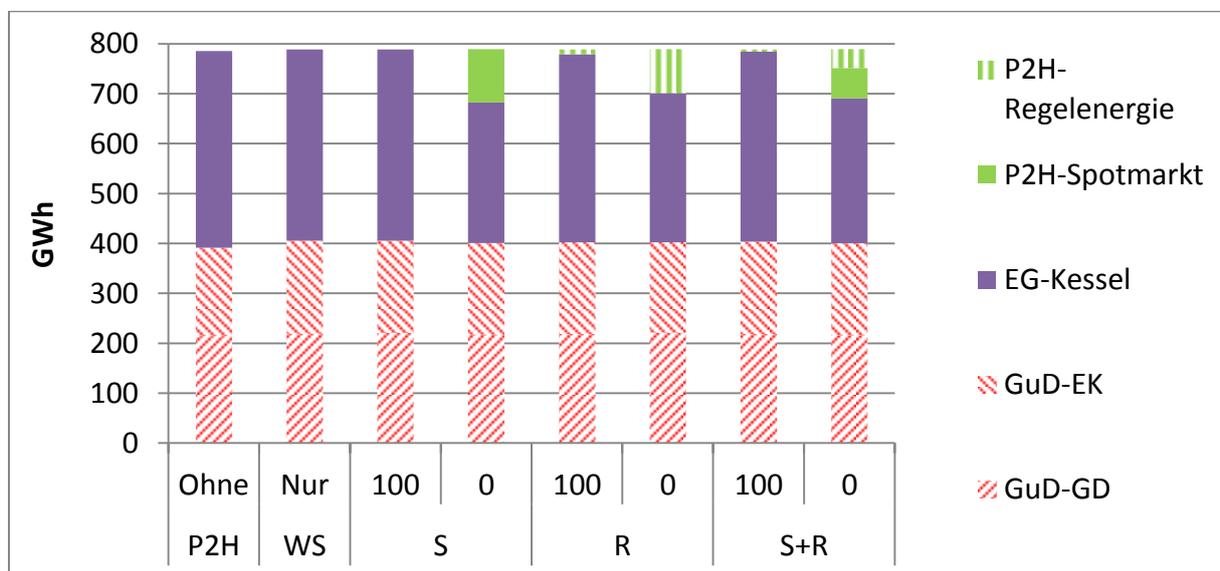


Abbildung 4-17: Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmelastdeckung in Halle. Quelle: Modellergebnisse

4.3.5 Chemnitz

In Chemnitz liegt der KWK-Anteil (Braunkohle-Entnahmekondensationskraftwerk) an der Wärmelastdeckung zwischen 79 % und 85 %, wobei die Elektrokessel neben den Heizwerken auch Wärmezeugung aus der Braunkohle-gefeuerten KWK-Anlage verdrängen. Die Anteile der Elektrokessel an der Wärmelastdeckung liegen ohne Strombezugskosten zwischen 4 % und 9 %, während mit Strombezugskosten von 100 Euro/MWh nur maximal 0,8 % der Wärmelast von dem Elektrokessel gedeckt werden (vgl. Abbildung 4-18).

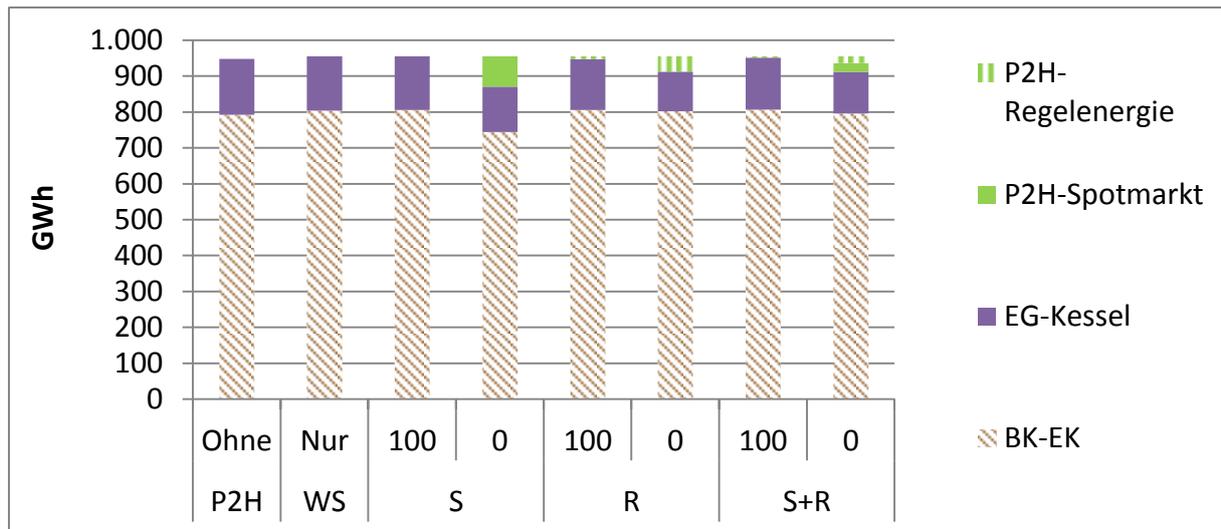


Abbildung 4-18: Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmelastdeckung in Chemnitz. Quelle: Modell-ergebnisse

4.3.6 Berlin Ost

Im Ostteil des Berliner Fernwärmenetzes erreichen die KWK-Anlagen (GuD-GD und GuD-EK) einen Anteil von knapp 60 % am Wärmebedarf von 4,6 TWh (vgl. Abbildung 4-19). In den Szenarien ohne Strombezugskosten stellen die Elektrokessel zwischen 524 und 621 GWh an Wärme bereit und haben damit einen Anteil von bis zu 14 % an der Wärmelastdeckung. In den Szenarien mit hohem Strombezugskosten halten die Elektrokessel nur Regelleistung vor und können über Regellenergieabrufe im Szenario „R 100“ 65 GWh bzw. im Szenario „S + R 100“ 43 GWh an Wärme bereitstellen. Während die Wärmeerzeugung im unflexiblen Gegendruck-GuD insbesondere im Szenario „S 0“ sinkt, steigt sie im flexiblen Entnahme-Kondensations-GuD an. Der Einsatz der Elektrokessel verdrängt jedoch auch hier überwiegend die Heizwerke.

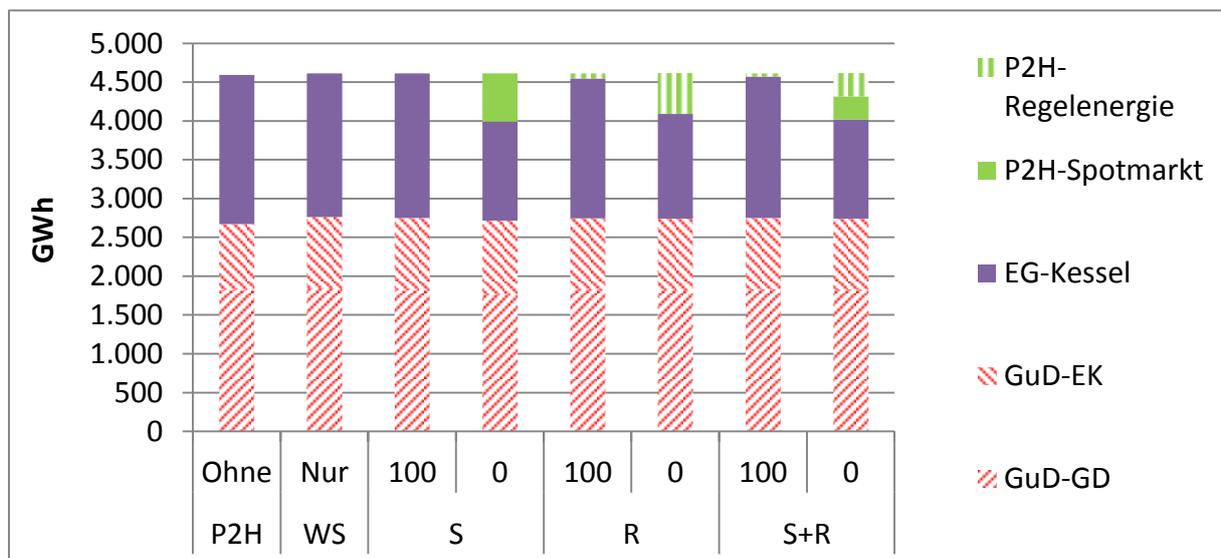


Abbildung 4-19: Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmelastdeckung in Berlin (Ost). Quelle: Modell-ergebnisse

4.3.7 Berlin West

Im westlichen Teil des Berliner Fernwärmenetzes liegt der KWK-Anteil (Steinkohle- und GuD-Entnahmekondensationskraftwerke) mit 95 % im Referenzfall ohne Elektrokessel im Vergleich aller betrachteten Fernwärmenetze am höchsten (s. Abbildung 4-20). Durch den Wärmespeicher kann der Anteil sogar auf 99 % gesteigert werden. Im Szenario „S 0“ erreichen die Elektrokessel mit 404 GWh einen Anteil von 9 % an der Wärmelastdeckung und verdrängen dabei insbesondere die Steinkohle-KWK. Dies liegt daran, dass die Elektrokessel dann eingesetzt werden, wenn die Residuallast so gering ist, dass sowieso nur noch die Steinkohle-KWK läuft, da die GuDs hier noch unwirtschaftlicher wären.

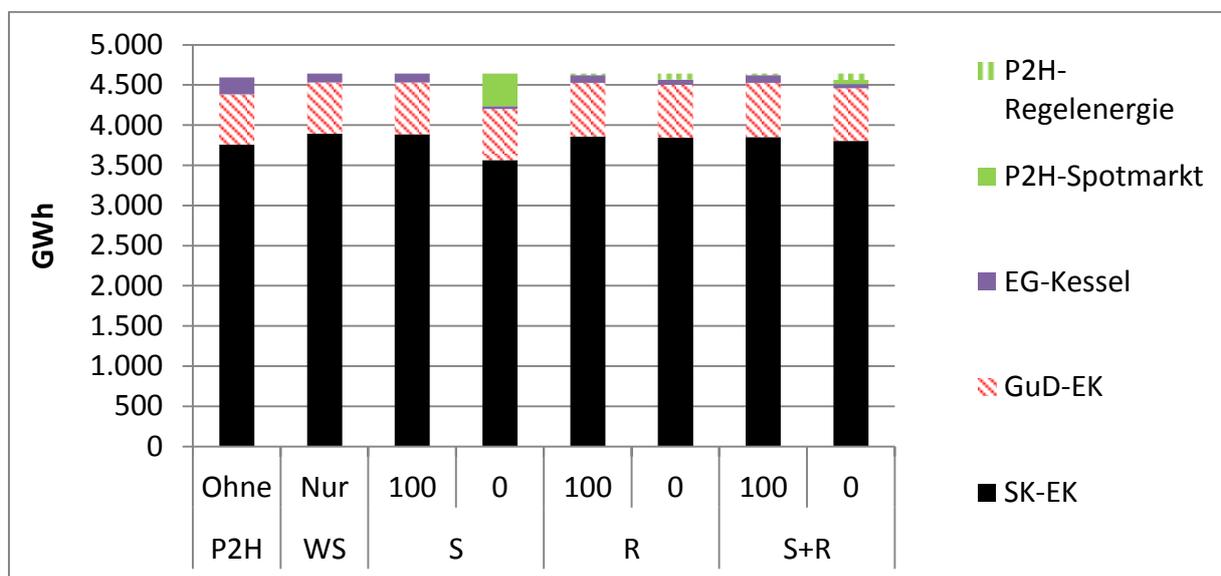


Abbildung 4-20: Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmelastdeckung in Berlin (West). Quelle: Modellergebnisse

4.4 Vergleich zwischen KWK-Stromerzeugungssaldo und Residuallast

Die Verfügbarkeit der Elektrokessel und des Wärmespeichers ermöglichen eine größere Flexibilität bei der Wärmelastdeckung und damit eine stromgeführte Fahrweise der KWK-Anlagen. Somit kann die Fahrweise der KWK-Anlagen stärker an die jeweilige Residuallastsituation angepasst werden. Wie groß dieser Effekt genau ist, soll im Folgenden analysiert werden. Hierfür wurde für jedes Szenario eine aggregierte Zeitreihe für alle betrachteten Fernwärmenetze gebildet, die die Stromerzeugung aller KWK-Anlagen aufaddiert. Der Stromverbrauch der Elektrokessel wurde davon subtrahiert, so dass nur die Stromerzeugung, die den „Bilanzkreis“ der Fernwärmenetze verlässt („Stromerzeugungssaldo“), ins Verhältnis zur deutschen Residuallast gesetzt wird. Der Stromverbrauch der Elektrokessel für den Abruf von Regelleistung wurde an dieser Stelle jedoch nicht in die Berechnung einbezogen,

da hier nur die Flexibilität in der Anpassung an die Day-ahead-Stromnachfrage analysiert werden soll. Den Vergleich der Punktwolken des Stromerzeugungssaldos und der Residuallast verdeutlicht Abbildung 4-21 für das Szenario ohne Elektrokessel und das Szenario mit dem höchsten Elektrokesselseinsatz („S 0“). Hierbei sieht man insbesondere den Stromverbrauch der Elektrokessel in Zeiten geringer Residuallast (etwa ab 20 GW). In Zeiten negativer Residuallast ist der Stromerzeugungssaldo im Szenario „S 0“ deutlich geringer (oft sogar negativ, d. h. es laufen nur noch Elektrokessel und ggf. Gaskessel) als im Szenario ohne Elektrokessel.

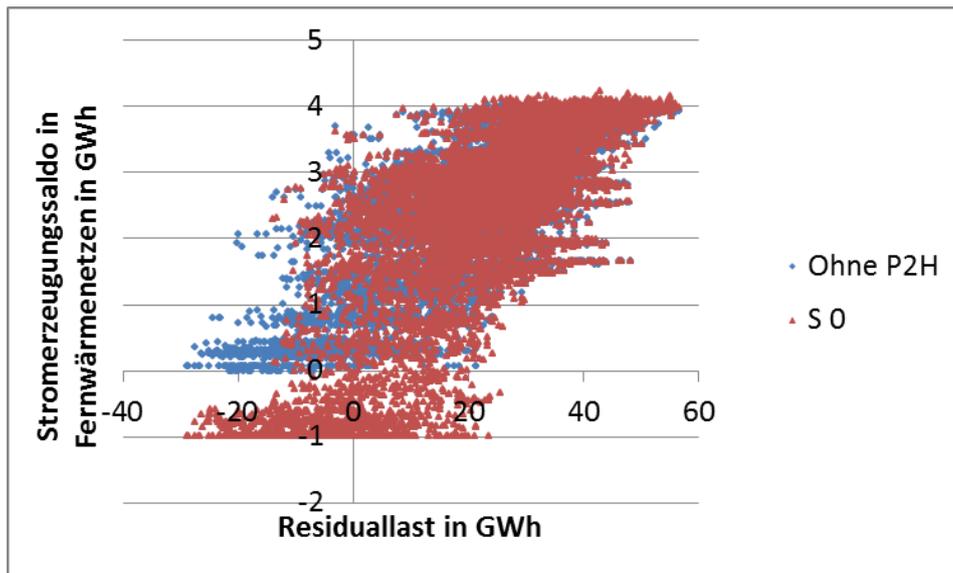


Abbildung 4-21: Vergleich des Zusammenhangs zwischen KWK-Stromerzeugungssaldo mit der Residuallast für die Szenarien ohne Elektrokessel und „S 0“ (jeder Punkt repräsentiert eine Stunde des Jahres). Quelle: Modellergebnisse

Abbildung 4-22 zeigt die Koeffizienten der Regressionsgeraden zwischen Residuallast und dem KWK-Stromerzeugungssaldo für alle Szenarien. Im Fall ohne Wärmespeicher und Elektrokessel liegt die Steigung der Regressionsgeraden bei 0,053 und der Achsenabschnitt beträgt 1.390 MWh. Das bedeutet, dass pro 1 GWh geringerer Residuallast die Stromerzeugung in den sechs betrachteten Fernwärmenetzen um 53 MWh sinkt. Hierbei wäre bei einer Residuallast von 0 MWh immer noch eine Stromerzeugung von 1.390 MWh im Jahresmittel vorhanden. Durch die Verfügbarkeit des Wärmespeichers nimmt die Steigung minimal zu und der Achsenabschnitt sinkt minimal. Eine höhere Steigung bedeutet hier, dass die Flexibilität steigt, da mehr Leistung nach Bedarf zu- oder abgeschaltet werden kann. Ein geringerer Achsenabschnitt entspricht einer Senkung der Must-run-Erzeugung der KWK-Anlagen. In den Szenarien mit Elektrokessel erhöht sich die Steigung deutlicher und ist im Szenario „S 0“ mit 0,072 am größten. Der Achsenabschnitt sinkt dagegen durch die Verfügbarkeit der Elektrokessel auf nur noch 720 MWh im Szenario „S 0“, was fast einer Halbierung entspricht. Hieraus wird deutlich, dass im Szenario „S 0“ der KWK-Stromerzeugungssaldo am besten mit der Residuallast korreliert. In den Szenarien mit Regelleistungsvorhaltung verbessert sich der Zusammenhang auch leicht, jedoch nicht so stark wie in den Fällen mit Spotmarkteinsatz. Hier profitiert das System nur

durch zwischengespeicherte Wärme im Wärmespeicher durch Regelleistungsabrufe, die die Fahrweise der KWK-Anlage in den Folgestunden geringfügig beeinflusst.

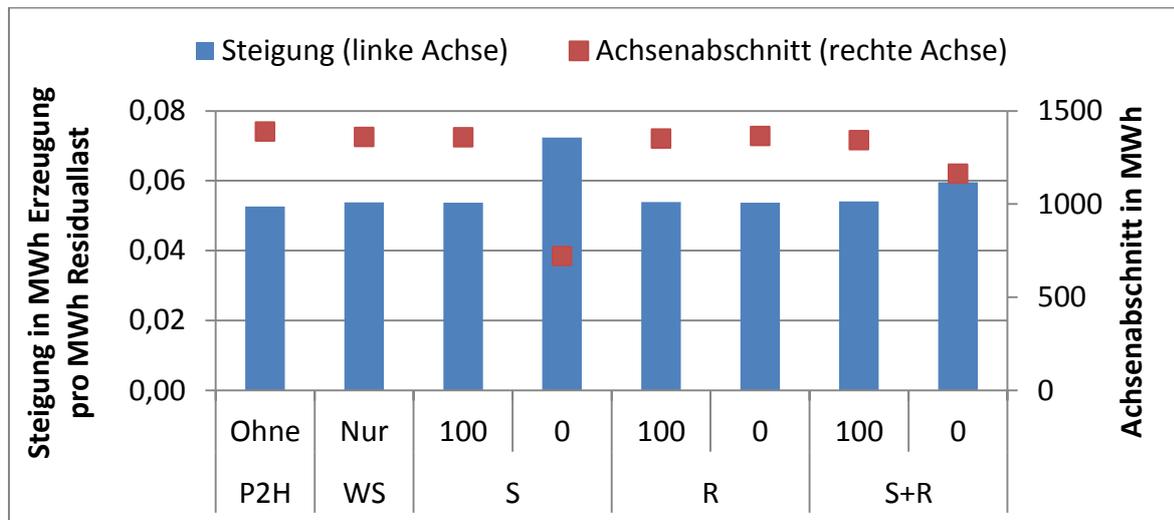


Abbildung 4-22: Parameter der Regressionsgeraden zwischen Residuallast in Deutschland und Stromerzeugung bzw. Stromverbrauch durch P2H in Fernwärmenetzen. Quelle: Modellergebnisse

Tabelle 4-7 enthält die genauen Parameter der Regressionsgeraden sowie die Korrelation zwischen den Zeitreihen. Während die Korrelation zwischen KWK-Stromerzeugungssaldo und Residuallast im Fall ohne Elektrokessel bei 0,766 liegt, steigt sie im Szenario „S 0“ auf 0,78 an.

Tabelle 4-7: Parameter der Regressionsgeraden zwischen Residuallast in Deutschland und Stromerzeugung bzw. Stromverbrauch durch P2H in Fernwärmenetzen sowie deren Korrelation. Quelle: Modellergebnisse

Szenario	Ohne P2H	Nur WS	S 100	S 0	R 100	R 0	S+R 100	S+R 0
Steigung	0,053	0,054	0,054	0,072	0,054	0,054	0,054	0,060
Achsenabschnitt in MWh	1.389	1.360	1.357	720	1.351	1.365	1.342	1.163
Korrelation	0,766	0,767	0,765	0,780	0,761	0,763	0,762	0,775

4.5 Vorhaltung und Abruf von Regelleistung in Deutschland

Nachdem der Einsatz der Elektrokessel im Kontext der Fernwärmeversorgung analysiert wurde, soll nun detaillierter auf die Veränderungen am Regelleistungsmarkt eingegangen werden. Dabei liegt der Fokus auf der negativen SRL, da die Elektrokessel annahmegemäß für diesen Reservetyp eingesetzt werden.

4.5.1 Grenzkosten für die Vorhaltung von Regelleistung

Als erstes sollen hierbei die vom Modell berechneten Grenzkosten für die Vorhaltung von Regelleistung betrachtet werden. Diese entsprechen den Grenzleistungspreisen im heutigen Marktdesign des Regelleistungsmarktes und werden vom Modell als Schattenpreise der Bedarfsdeckungsgleichung ausgegeben. Abbildung 4-23 zeigt die durchschnittlichen Grenzleistungspreise für SRL und MRL für

die betrachteten Szenarien. Im Fall ohne Elektrokessel kostet positive SRL im Mittel 2,74 Euro/MW und h. Negative SRL ist dagegen mit 8,49 Euro/MW und h deutlich teurer, weil die Opportunitätskosten fossil-thermischer Must-run-Kraftwerke in Zeiten geringer Residuallast sehr hoch sein können. Da positive MRL auch von Gasturbinen aus dem Stillstand angeboten werden kann, liegt der mittlere Grenzleistungspreis hier nur bei 0,45 Euro/MW und h. Negative MRL ist etwas günstiger als negative SRL mit 5,49 Euro/MW und h. In den Szenarien mit reinem Spotmarkteinsatz der Elektrokessel ändert sich an diesen Preisen nicht viel. Nur im Szenario „S 0“ sinken die Leistungspreise für negative Reserve durch den Spotmarkteinsatz der Elektrokessel leicht, da deren Stromnachfrage die Spotmarktpreise erhöht und die Opportunitätskosten damit senkt (vgl. Abschnitt 4.8). Werden die Elektrokessel jedoch für die Vorhaltung von negativer SRL eingesetzt, sinken die mittleren Grenzleistungspreise für negative SRL deutlich auf 5,16 Euro/MW und h und für negative MRL auf 4,85 Euro/MW und h. Im Szenario „S + R 100“ sind die mittleren Grenzleistungspreise mit den „R“-Szenarien nahezu identisch, da die Möglichkeit des Spotmarkteinsatzes aufgrund der hohen Strombezugskosten der Elektrokessel praktisch nicht genutzt wird. Im Szenario „S + R 0“ dagegen, sinken die Leistungspreise nicht ganz so stark, da die Elektrokessel hier auch für den Spotmarkt eingesetzt werden und damit in geringerem Umfang für die Reservevorhaltung zur Verfügung stehen. Der Unterschied zu den „R“-Szenarien ist hierbei aber gering.

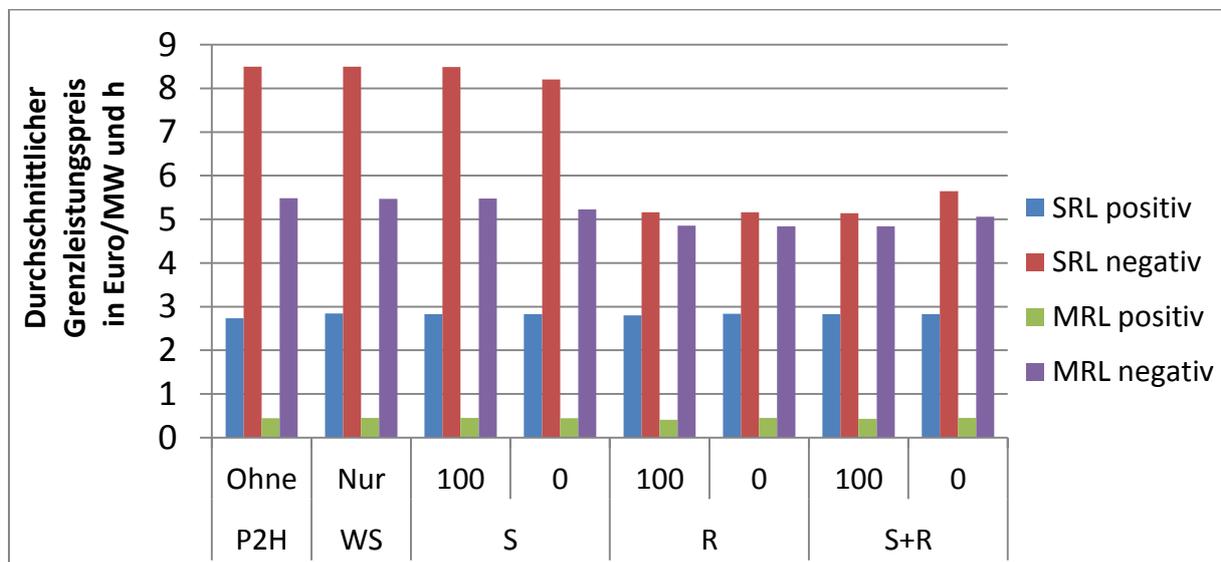


Abbildung 4-23: Durchschnittliche Grenzleistungspreise für SRL und MRL in den einzelnen Szenarien. Quelle: Modellergebnisse

In Abbildung 4-24 wird für alle Szenarien der jahresmittlere Grenzleistungspreis für negative SRL für eine Typwoche als Jahresdurchschnitt dargestellt. Hierbei fällt auf, dass die Leistungspreise in den Nachtstunden und insbesondere am Wochenende am höchsten sind. In der Zeit mit der typischerweise geringsten Stromnachfrage in der Nacht von Samstag auf Sonntag treten hier die höchsten

Leistungspreise mit fast 25 Euro/MW und h im Jahresmittel auf⁴⁹. Diese können in den Szenarien mit Elektrokesseln am Regelleistungsmarkt auf 16 bis 18 Euro/MW und h im Mittel gesenkt werden. Auch in den Nachtstunden von Montag bis Freitag sinken die hohen Leistungspreise in der Nacht um ca. 5 Euro/MW und h, wenn die Elektrokessel am Regelleistungsmarkt teilnehmen.

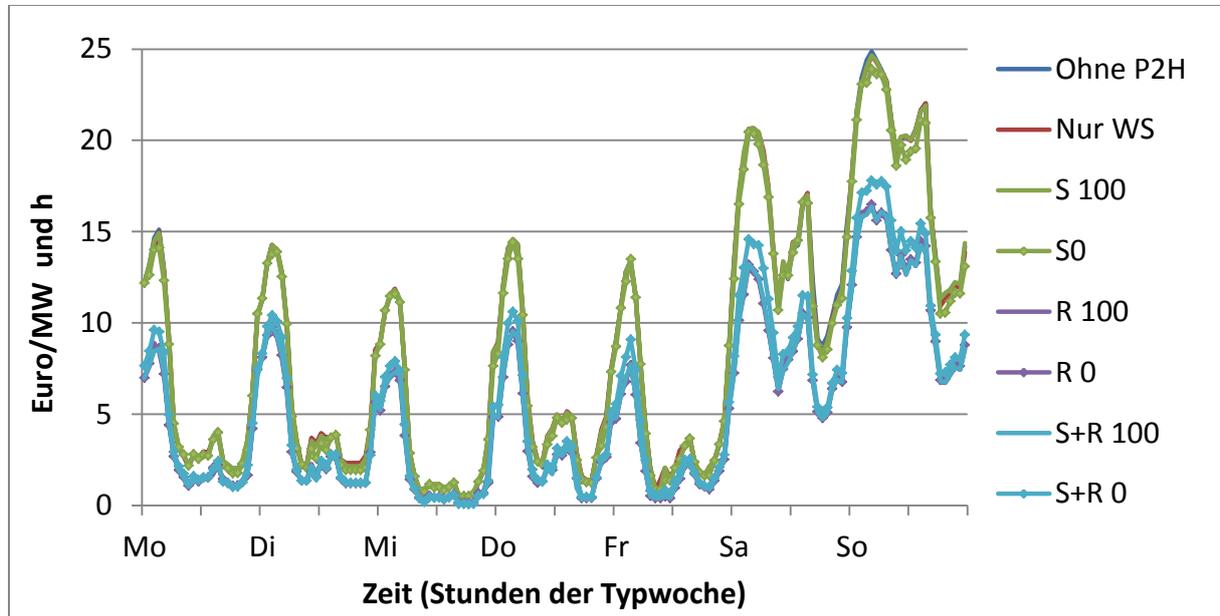


Abbildung 4-24: Jahresmittlere Grenzleistungspreise je Wochenstunde für negative SRL in den einzelnen Szenarien. Quelle: Modellergebnisse

Im Folgenden soll nun die Vorhaltung von Regelleistung der unterschiedlichen Kraftwerkskategorien analysiert werden. Der Fokus liegt dabei auf der negativen Sekundärregelleistung, aber auch die positive SRL sowie die MRL werden kurz dargestellt.

4.5.2 Vorhaltung und Abruf von SRL

Wie Abbildung 4-25 zeigt, unterscheidet sich die Vorhaltung von positiver SRL in den einzelnen Szenarien kaum. Den größten Marktanteil haben Erdgaskraftwerke mit über 60 %. Dies liegt an ihrer Flexibilität und an ihrer Position in der Merit Order, die sie für positive Regelleistung prädestiniert. Steinkohlekraftwerke erreichen einen Marktanteil von 20 %, Braunkohlekraftwerke nur 5 %, was daran liegt, dass sie aufgrund ihrer geringen Grenzkosten fast das ganze Jahr, abhängig von der jeweiligen Residuallast, in Vollast laufen und es nur in Situationen mit geringer Residuallast wirtschaftlich ist, positive Reserve aus Teillast vorzuhalten. Pumpspeicherkraftwerke erreichen einen Marktanteil von durchschnittlich 13 %. Der Anteil von Heizölkraftwerken ist mit 1 % sehr klein, was daran liegt, dass diese Kraftwerke aufgrund ihrer hohen Grenzkosten nur selten am Netz sind.

⁴⁹ In Abbildung A-7 im Anhang werden die mittleren Grenzleistungspreise für alle Regelleistungsprodukte im Vergleich zum Spotmarktpreis für das Szenario ohne Elektrokessel dargestellt.

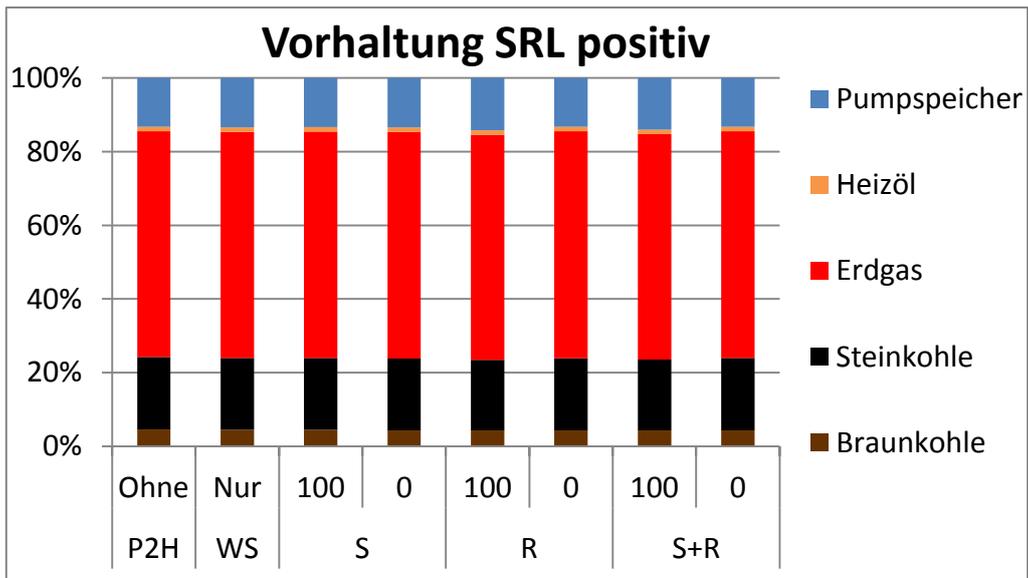


Abbildung 4-25: Marktanteile unterschiedlicher Technologien an der Vorhaltung positiver SRL in den einzelnen Szenarien. Quelle: Modellergebnisse

Beim Abruf von positiver SRL haben Erdgaskraftwerke mit 49 % vor Steinkohlekraftwerken (36 %) den größten Marktanteil. Da Kohlekraftwerke geringere Grenzkosten haben, werden diese vorrangig abgerufen. Dies sieht man auch insbesondere am Anteil der Braunkohlekraftwerke, die bei der Vorhaltung nur 5 % Marktanteil haben, am Abruf dagegen 14 %. Pumpspeicher erreichen einen Marktanteil von 1 %. Heizölkraftwerke werden aufgrund ihrer hohen Grenzkosten praktisch nie abgerufen.

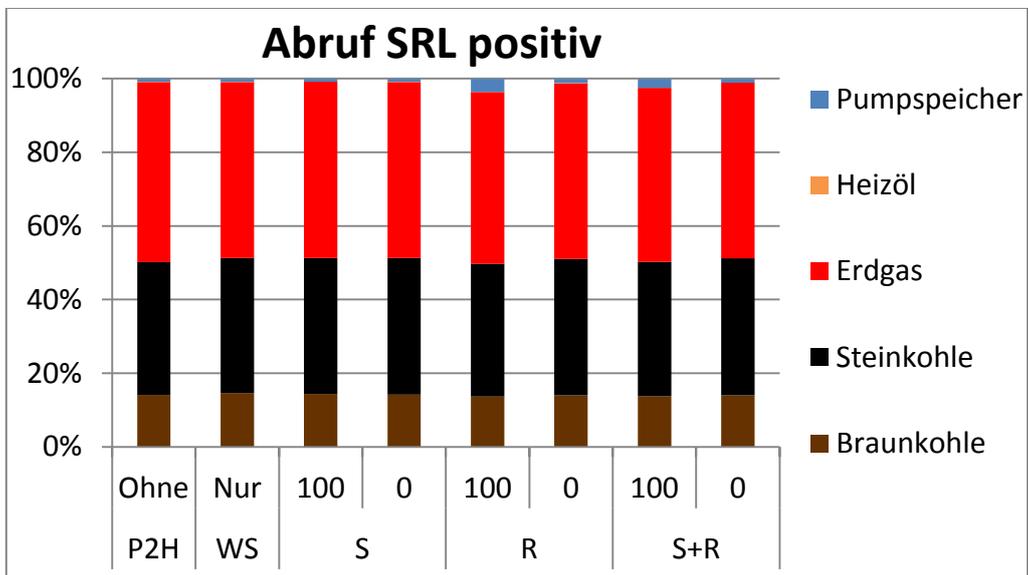


Abbildung 4-26: Marktanteile unterschiedlicher Technologien am Abruf positiver SRL in den einzelnen Szenarien. Quelle: Modellergebnisse

Abbildung 4-27 zeigt die Marktanteile unterschiedlicher Technologien an der Vorhaltung negativer SRL in den einzelnen Szenarien. Im Szenario ohne Elektrokessel erreichen Kohlekraftwerke einen Marktanteil von 61 %, Erdgaskraftwerke 19 % und Pumpspeicher 20 %. Diese Marktanteile verändern sich durch die Verfügbarkeit von Wärmespeichern in den betrachteten Wärmenetzen nicht. Auch in

den Szenarien mit Elektrokesseln im Spotmarkteinsatz bleiben diese Marktanteile bestehen. In den Szenarien mit Elektrokesseln am Regelleistungsmarkt („R 100“ und „R 0“) erreichen die Elektrokessel einen Marktanteil von 39 %, da sie annahmegemäß das ganze Jahr mit der gesamten Leistung von 1.000 MW vorhalten. Sie verdrängen dabei insbesondere Kohlekraftwerke aus der Vorhaltung. Diese erreichen dann nur noch einen Marktanteil von 31 %. Der Marktanteil von Erdgaskraftwerken halbiert sich ebenfalls auf 10 %, während der Anteil der Pumpspeicher nur minimal auf 19 % sinkt. Im Szenario „S + R 100“, wenn der Optimierung die Auswahl zwischen dem Einsatz der Elektrokessel im Spotmarkt oder für die Vorhaltung negativer SRL frei gelassen wird, erreichen die Elektrokessel einen Marktanteil von 31 %. Sie halten entsprechend nicht mehr das ganze Jahr mit voller Leistung negative SRL vor. Sie verdrängen auch in diesem Szenario überwiegend Kohle- und Erdgaskraftwerke. Im Szenario „S + R 0“, wenn die Strombezugskosten der Elektrokessel auf 0 Euro/MWh herabgesetzt werden, erreichen sie nur noch einen Marktanteil von 29 %. Das liegt daran, dass sie aufgrund der günstigen Strombezugskosten in Stunden geringer Residuallast vermehrt auch für den Spotmarkt eingesetzt werden und dann nicht zeitgleich negative Regelleistung vorhalten können. Auch hier verdrängen sie fossil-thermische Kraftwerke aus der Vorhaltung.

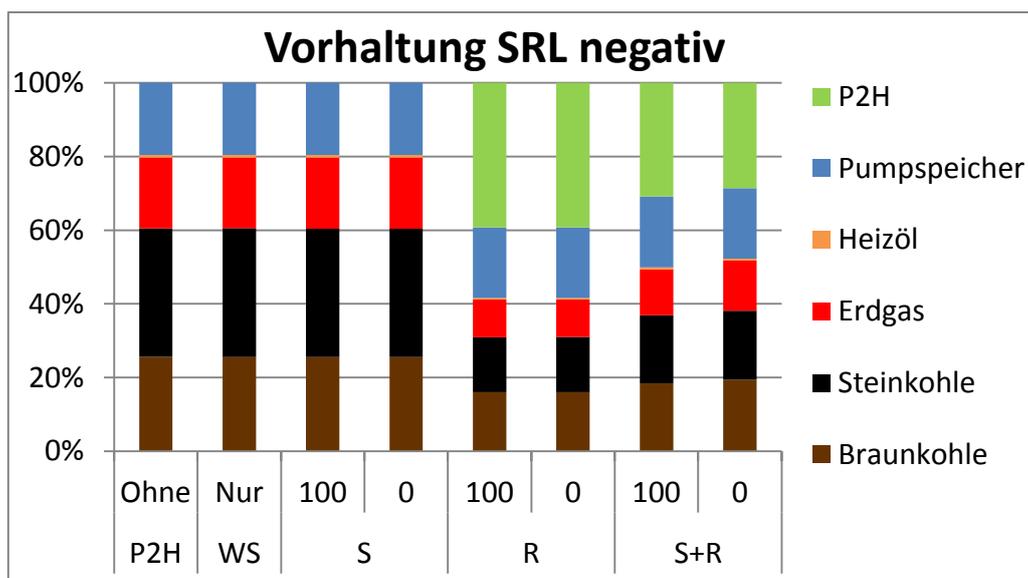


Abbildung 4-27: Marktanteile unterschiedlicher Technologien an der Vorhaltung negativer SRL in den einzelnen Szenarien. Quelle: Modellergebnisse

Wie bei der Vorhaltung unterscheiden sich die Marktanteile der einzelnen Technologien beim Abruf negativer SRL zwischen den Szenarien ohne Elektrokessel, nur mit Wärmespeichern und mit Elektrokessel im reinen Spotmarkteinsatz nicht. Braunkohlekraftwerke haben im Abruf einen Marktanteil von 13 %. Steinkohlekraftwerke erreichen mit 62 % den mit Abstand größten Marktanteil beim Abruf während Erdgaskraftwerke mit 23 % und Pumpspeicher mit 2 % nicht so häufig abgerufen werden. Bei den Steinkohlekraftwerken ist der Marktanteil beim Abruf deutlich größer als bei der Vorhaltung, da sie im Vergleich zu Braunkohlekraftwerken höhere Grenzkosten haben und damit bevorzugt abge-

rufen werden. Im Szenario „R 100“ reduziert sich wie oben gezeigt die Vorhaltung von Kohlekraftwerken deutlich, was entsprechend auch Auswirkungen auf den Abruf hat. Da die Strombezugskosten für Elektrokessel in diesem Szenario mit 100 Euro/MWh jedoch recht hoch ist und es damit am teuersten ist, diese Technologie für den Abruf einzusetzen, erreichen die Elektrokessel trotz Marktanteil von 39 % an der Vorhaltung beim Abruf nur einen Marktanteil von 4 %. Stattdessen werden verstärkt Pumpspeicher (11 %) und auch Braunkohlekraftwerke (28 %) für den Abruf eingesetzt. Im Szenario „R 0“ ohne zusätzliche Strombezugskosten der Elektrokessel werden diese entsprechend deutlich häufiger abgerufen. Sie erreichen hier einen Marktanteil von 32 % im Abruf. Die Marktanteile aller anderen Technologien sinken entsprechend. Kohlekraftwerke haben in diesem Szenario mit 51 % den geringsten Marktanteil im Abruf. In den Szenarien mit freier Wahl zwischen dem Einsatz der Elektrokessel im Spot- oder Regelleistungsmarkt halten sie weniger Regelleistung vor als in den reinen Regelleistungsszenarien. Folglich sind die Marktanteile im Abruf mit 3 % bei hohen Strombezugskosten und 19 % ohne Strombezugskosten geringer. Die grundsätzlichen Effekte gleichen aber denen in den „R“-Szenarien.

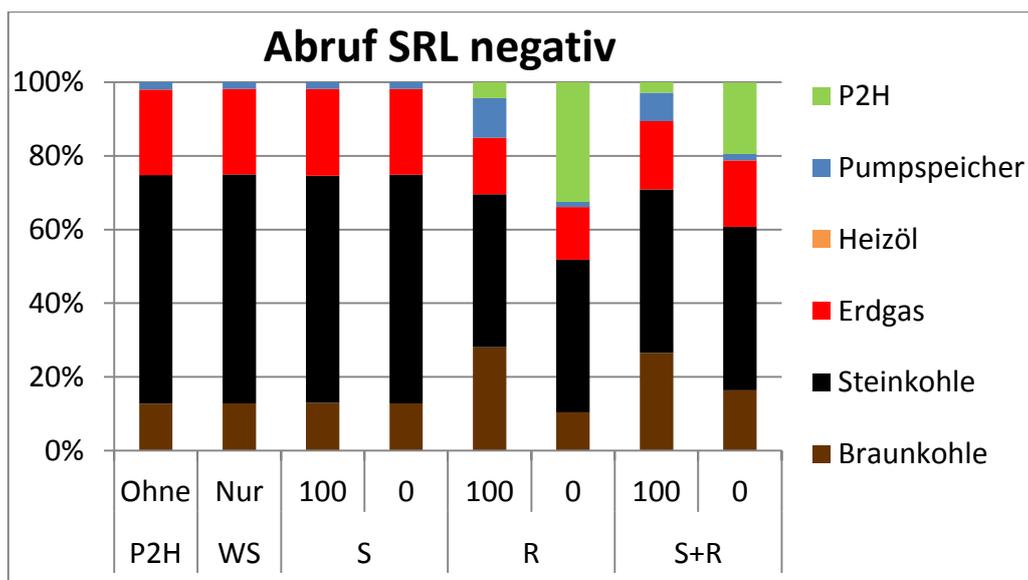


Abbildung 4-28: Marktanteile unterschiedlicher Technologien am Abruf negativer SRL in den einzelnen Szenarien. Quelle: Modellergebnisse

4.5.3 Vorhaltung und Abruf von MRL

Die Auswirkungen der Elektrokessel auf die Vorhaltung positiver MRL sind wie bei positiver SRL gering. Abbildung 4-29 zeigt die Marktanteile der einzelnen Technologien. Positive MRL wird zum größten Teil durch erdgas- oder heizölbefeuerte Gasturbinen aus dem Stillstand vorgehalten. So erreichen Erdgas- und Heizölkraftwerke zusammen einen Marktanteil von 78 %. Kohlekraftwerke erreichen einen Marktanteil von 14 %, wobei Braunkohlekraftwerke aufgrund ihrer Position in der Merit Order nur einen sehr kleinen Anteil haben. Pumpspeicher haben einen Marktanteil von 7 %.

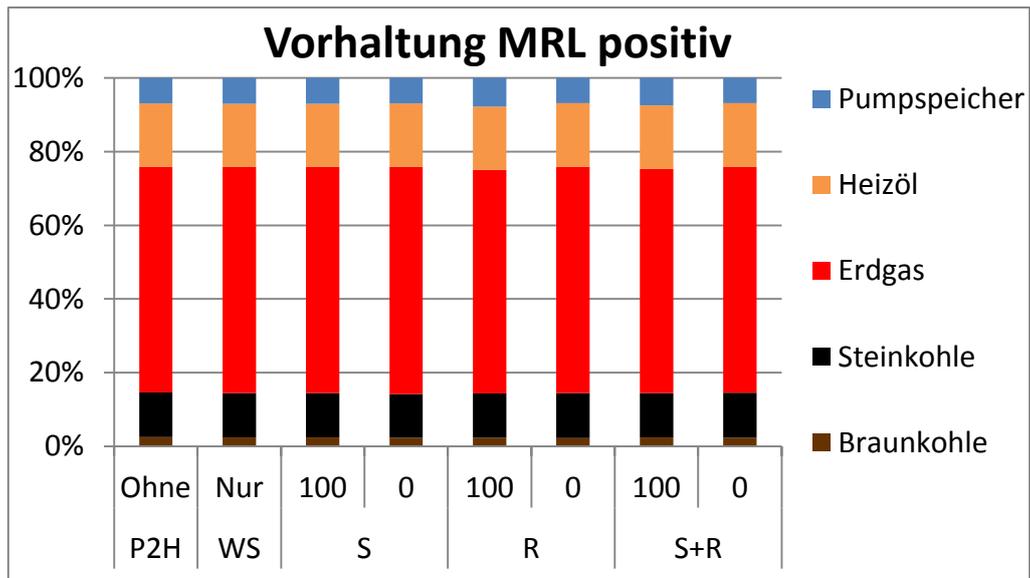


Abbildung 4-29: Marktanteile unterschiedlicher Technologien an der Vorhaltung positiver MRL in den einzelnen Szenarien. Quelle: Modellergebnisse

Was den Abruf von positiver MRL angeht, so sind die Unterschiede zwischen den Szenarien gering, da sich die Vorhaltung ja auch nur geringfügig unterscheidet. Auch hier werden für den Abruf eher Technologien mit niedrigeren Grenzkosten (zuerst Braunkohle-, dann Steinkohlekraftwerke) eingesetzt. So erreichen Kohlekraftwerke einen Marktanteil von 43 % und Erdgaskraftwerke von 54 %. Der Anteil von Heizölkraftwerken und Pumpspeichern ist mit 1 % bzw. 2 % gering.

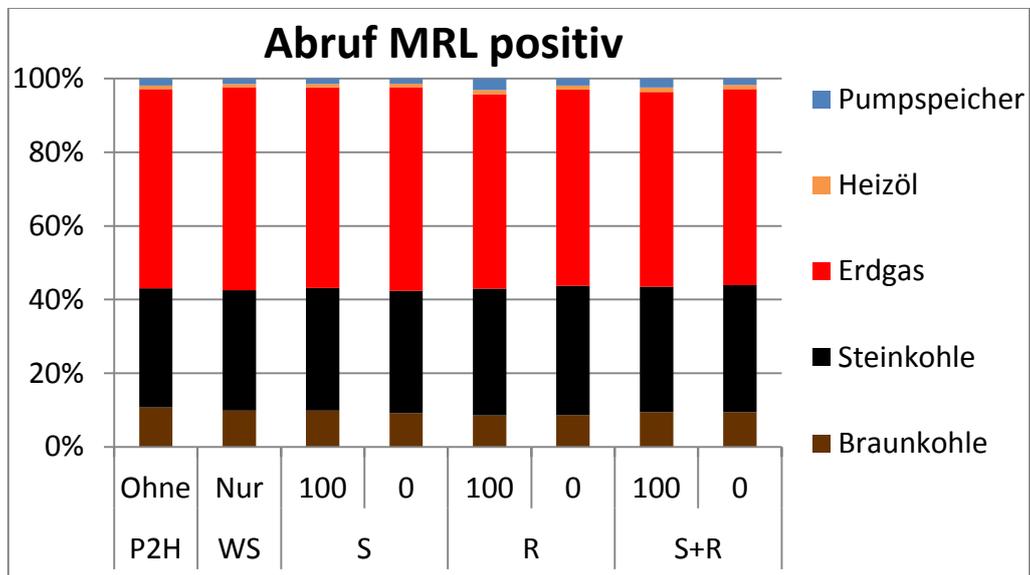


Abbildung 4-30: Marktanteile unterschiedlicher Technologien am Abruf positiver MRL in den einzelnen Szenarien. Quelle: Modellergebnisse

Bei der negativen MRL sind die Veränderungen zwischen den Szenarien gering (s. Abbildung 4-31), da angenommen wurde, dass die Elektrokessel nur am Markt für negative SRL teilnehmen. Kohlekraftwerke erreichen hier mit 55 % den größten Marktanteil. Pumpspeicher haben einen Marktanteil von 34 % und der Rest wird von Erdgas- und Heizölkraftwerken gedeckt. In den Szenarien mit Einsatz der

Elektrokessel am Regelleistungsmarkt sinkt der Marktanteil von Braunkohlekraftwerken geringfügig, während der Anteil von Erdgaskraftwerken leicht steigt. Obwohl die Elektrokessel nur für negative SRL eingesetzt werden, gibt es hier eine Rückwirkung auch auf die negative MRL. Durch die Vorhaltung negativer SRL durch die Elektrokessel kann in diesen Szenarien das Laufen von Braunkohlekraftwerken in Zeiten geringer Residuallast reduziert werden und wenn die Anlagen nicht mehr laufen, da sie keine negative SRL mehr vorhalten müssen, können sie entsprechend auch in diesen Zeiten keine negative MRL vorhalten. Gleichzeitig werden auch Steinkohle- und Erdgaskraftwerke bei der Vorhaltung negativer SRL durch die Elektrokessel verdrängt, so dass diese dann freie Kapazitäten für negative MRL haben und den ursprünglichen Anteil der Braunkohleanlagen übernehmen können. Hierbei handelt es sich in Zeiten mit geringer Residuallast um KWK-Anlagen, die dann noch laufen, während Kondensationskraftwerke schon weitgehend abgeschaltet sind.

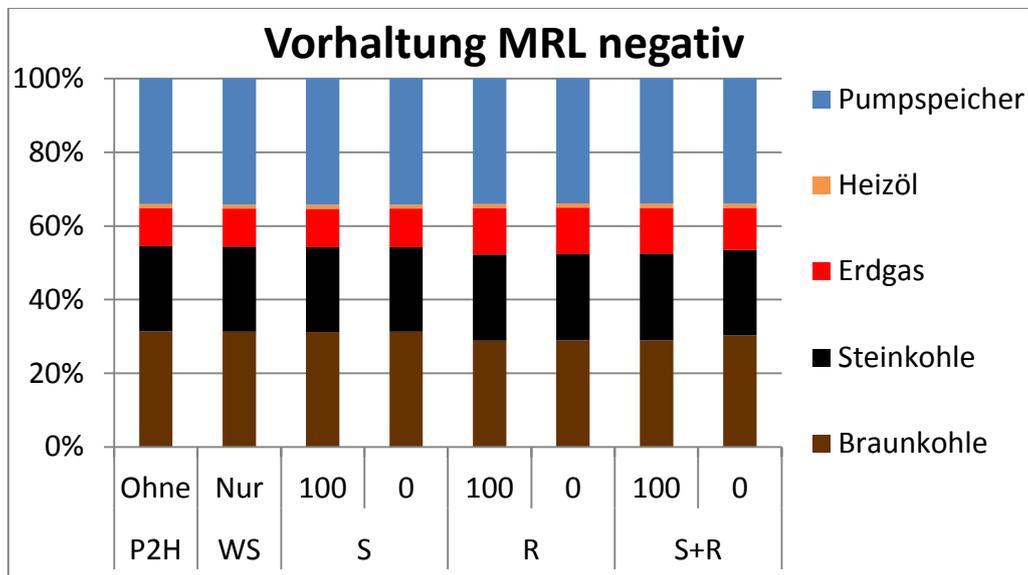


Abbildung 4-31: Marktanteile unterschiedlicher Technologien an der Vorhaltung negativer MRL in den einzelnen Szenarien. Quelle: Modellergebnisse

Beim Abruf von negativer Minutenreserve haben Kohlekraftwerke mit 72 % den überwiegenden Marktanteil. Erdgaskraftwerke erreichen hier 24 % Marktanteil und werden wegen ihrer hohen variablen Kosten gemessen der deren Vorhaltung häufiger abgerufen. Dabei unterscheiden sich die Szenarien kaum.

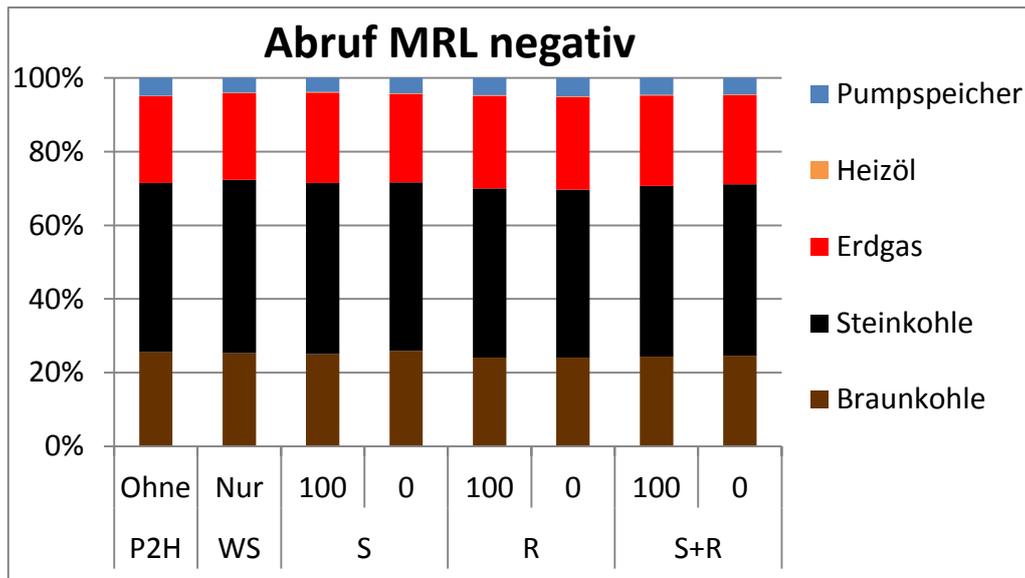


Abbildung 4-32: Marktanteile unterschiedlicher Technologien am Abruf negativer MRL in den einzelnen Szenarien. Quelle: Modellergebnisse

4.6 Veränderung der Stromerzeugung

4.6.1 Deutschland

Abbildung 4-33 zeigt die Stromerzeugung (nach dem Abruf von Regelenergie) von fossil-thermischen Kraftwerken und erneuerbaren Energien in Deutschland für das Szenario ohne Elektrokessel als Jahressumme. Da 2025 annahmegemäß keine Kernkraftwerke mehr in Deutschland in Betrieb sind, laufen Braunkohlekraftwerke in der Grundlast. Im Szenario ohne Elektrokessel erzeugen sie 88 TWh. Steinkohlekraftwerke haben mit 109 TWh den größten Anteil unter den fossil-thermischen Kraftwerken, während Erdgaskraftwerke, die aufgrund der angenommenen Brennstoffpreise in der Merit Order (vgl. Abbildung A-6 im Anhang) hinter den Steinkohlekraftwerken liegen, nur auf 51 TWh kommen. Heizölkraftwerke laufen nur sehr selten und erreichen 1,6 TWh und Pumpspeicher 1,7 TWh. Industriekraftwerke bzw. wärmegeführte dezentralen KWK-Anlagen erzeugen 64 TWh. Erneuerbare Energien tragen mit 282 TWh zur Stromlastdeckung bei. Hierbei wird von der maximal möglichen Erzeugung 2,8 TWh marktbedingt abgeregelt. Dies entspricht 1,26% der möglichen Erzeugung von Wind- und PV-Anlagen.

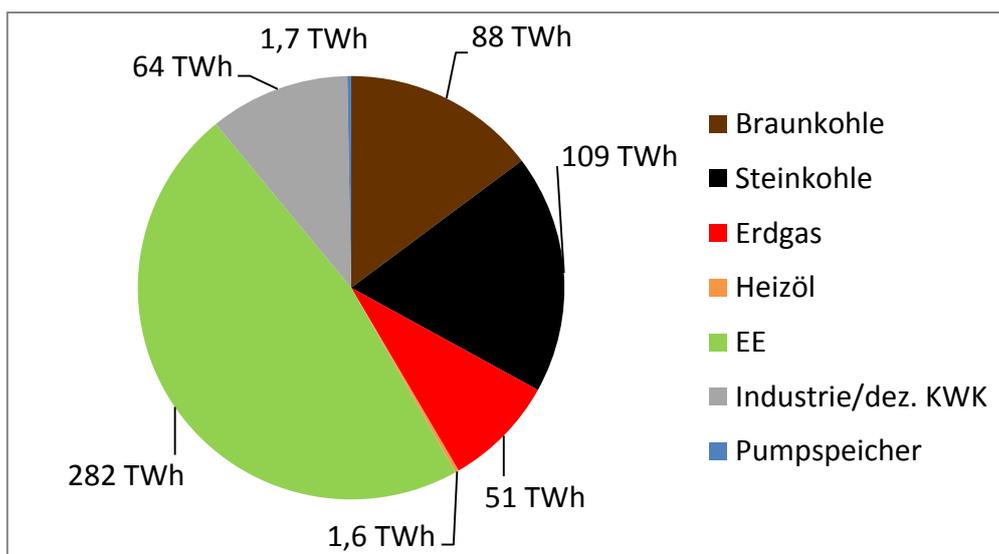


Abbildung 4-33: Stromerzeugung in Deutschland im Szenario ohne Elektrokessel. Quelle: Modellergebnisse

Die Veränderungen der Stromerzeugung zwischen den einzelnen Szenarien gegenüber dem Szenario ohne Elektrokessel sind in Abbildung 4-34 dargestellt. Im Szenario, in dem lediglich zusätzliche Wärmespeicher installiert sind, sinkt die Stromerzeugung in fossil-thermischen Kraftwerken leicht. Dafür können EE knapp 220 GWh mehr erzeugen, indem die marktbedingte Abregelung reduziert wird. Im Szenario mit Elektrokesseln im Spotmarkteinsatz mit Strombezugskosten von 100 Euro/MWh („S 100“) sind die Veränderungen relativ ähnlich, nur sinkt die Erzeugung in Braunkohlekraftwerken noch minimal stärker ab und die Erzeugung in Erdgaskraftwerken sinkt etwas weniger stark. Im Szenario „S 0“, in dem Elektrokessel ohne Strombezugskosten Strom aus dem Spotmarkt beziehen können, steigt die Stromerzeugung von Braunkohlekraftwerken etwas an (52 GWh). Gleichzeitig sinkt die Erzeugung in Steinkohlekraftwerken um knapp 150 GWh. Erneuerbare Energien können hier 590 GWh mehr erzeugen. Durch den Einsatz von Elektrokesseln im Regelleistungsmarkt kommt es hingegen zu deutlich größeren Veränderungen bei den Kohlekraftwerken. Hier ist es in beiden „R“-Szenarien so, dass die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken deutlicher abnimmt. Im Szenario mit hohen Strombezugskosten sinkt die Erzeugung in Braunkohlekraftwerken um 500 GWh und in Steinkohlekraftwerken um 1.750 GWh. Im Szenario „R 0“ fallen die Veränderungen etwas geringer aus und liegen in Bezug auf die Kohlekraftwerke etwa auf dem gleichen Niveau wie im Szenario „S + R 100“. Beim Szenario „S + R 0“ fällt auf, dass während die Erzeugung in Steinkohlekraftwerken in der gleichen Größenordnung sinkt wie in den anderen Regelleistungsmarktszenarien, die Erzeugung in Braunkohlekraftwerken aber gegenüber dem Referenzszenario ohne Elektrokessel nahezu unverändert ist. Während in den reinen Regelleistungsmarktszenarien die Mehrerzeugung der EE mit 560 bis 570 GWh in der Größenordnung wie im Szenario „S 0“ liegt, steigt die Mehrerzeugung in den Szenarien, in denen Elektrokessel an beiden Märkten teilnehmen können, noch mal deutlich auf fast 2 TWh an. In diesen Szenarien sinkt die marktbedingte Abregelung von EE damit auf 0,4 % der maximal möglichen Erzeugung von Wind- und PV-Anlagen ab.

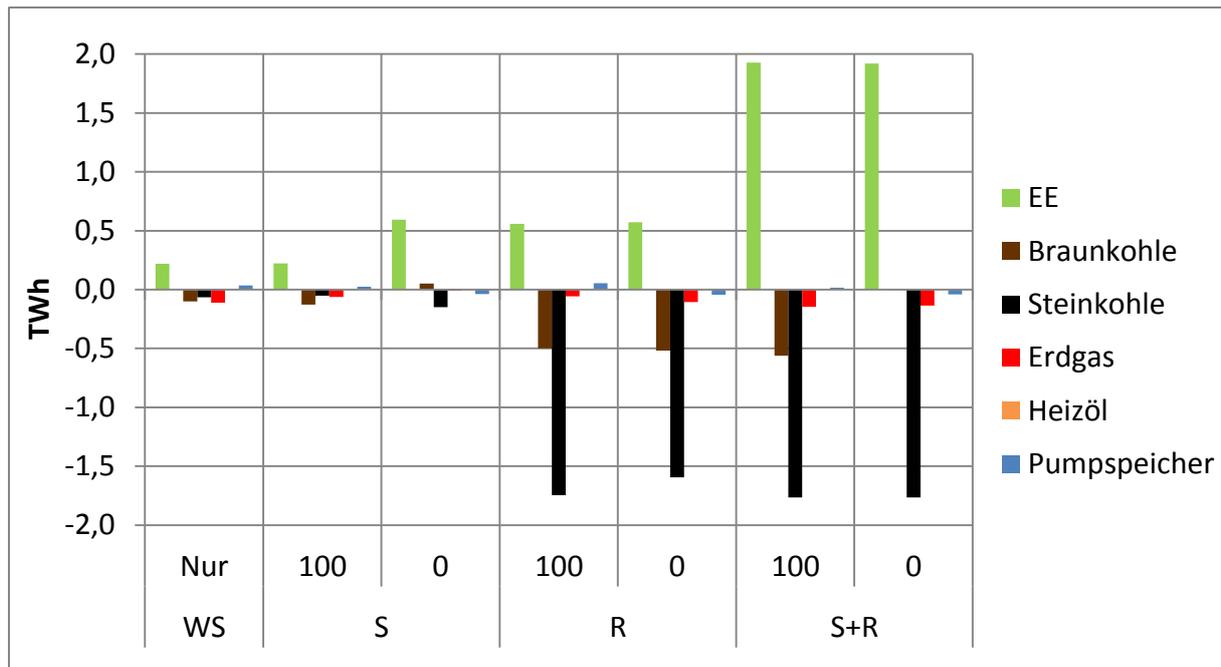


Abbildung 4-34: Veränderung der Stromerzeugung in Deutschland in den einzelnen Szenarien gegenüber dem Szenario ohne Elektrokessel. Quelle: Modellergebnisse

Wie Abbildung 4-35 zeigt, werden im Szenario ohne Elektrokessel im Maximum etwa 27 GW abgeregelt. Die Abregelung betrifft 310 Stunden im Jahr, wobei sie in 200 Stunden geringer als 10 GW ist. Wie oben dargestellt, verringert sich die Abregelung durch den Einsatz der Elektrokessel, was auch in der Dauerlinie erkennbar ist. So sinkt die maximale Abregelung von 26 GW auf 14 GW deutlich ab.

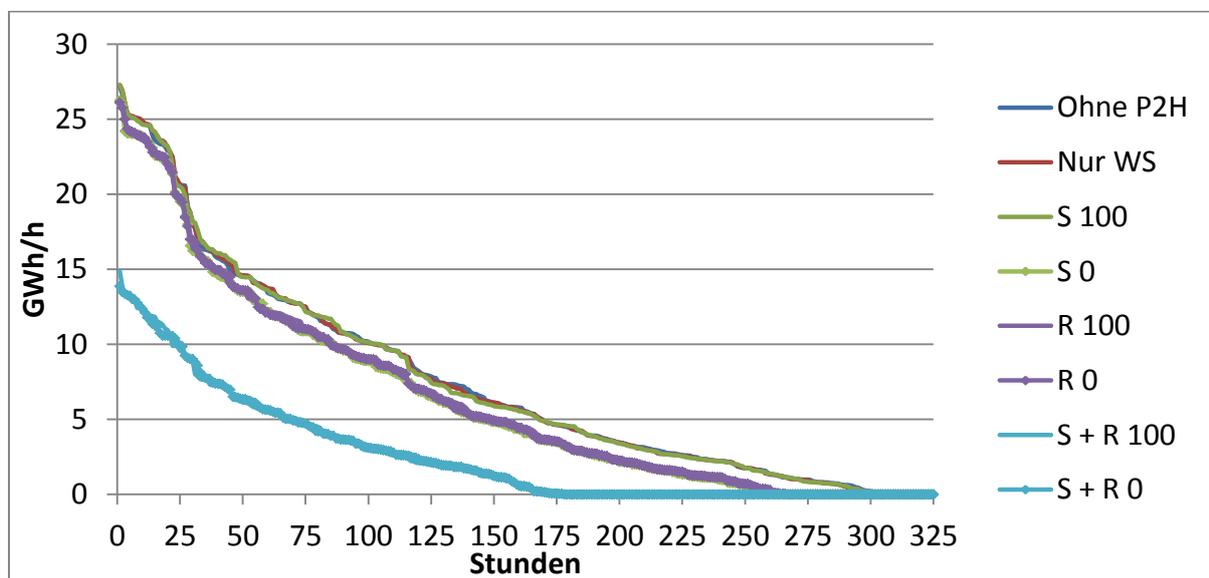


Abbildung 4-35: Dauerlinien der Abregelung von EE-Strom in Deutschland. Quelle: Modellergebnisse

4.6.2 Ausland

In Abbildung 4-36 wird die Jahresstromerzeugung aller modellierten europäischen Länder ohne Deutschland für das Szenario ohne Elektrokessel dargestellt. Im Fall ohne Elektrokessel kommt der Großteil der fossil-thermischen Stromerzeugung im Ausland aus Kernkraftwerken (660 TWh). Der An-

teil von Kohlekraftwerken (114 TWh Braunkohle, 192 TWh Steinkohle) ist etwas kleiner als der Anteil der Erdgaskraftwerke mit 411 TWh. Heizölkraftwerke laufen mit 0,6 TWh fast nie. Erneuerbare Energien haben mit 1.080 TWh einen Anteil von 43 % an der Stromerzeugung.

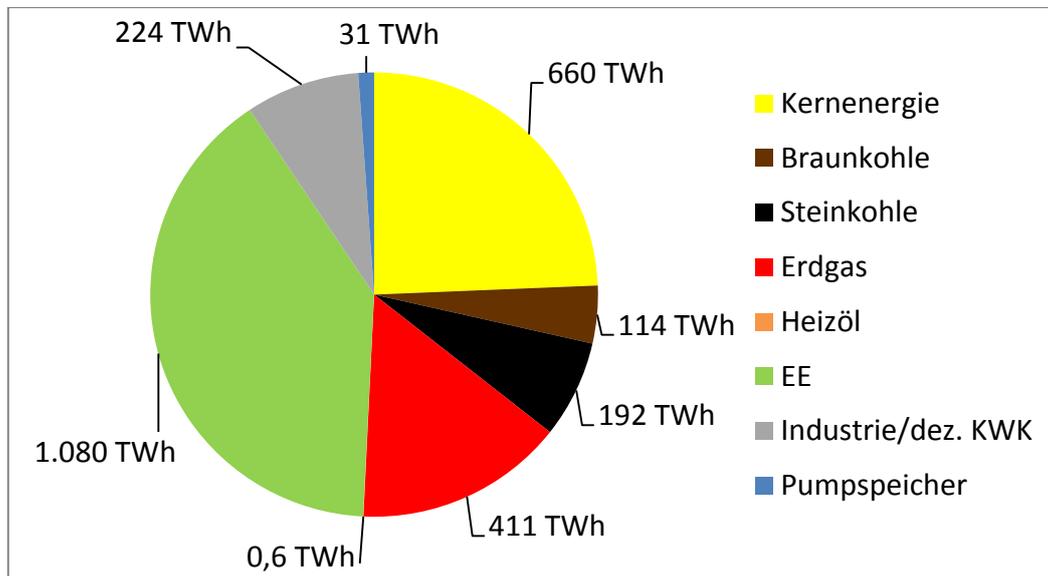


Abbildung 4-36: Stromerzeugung im europäischen Ausland im Szenario ohne Elektrokessel. Quelle: Modell-ergebnisse

In Abbildung 4-37 werden die Differenzen der Erzeugung gegenüber dem Szenario ohne Elektrokessel dargestellt. In allen Szenarien steigt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an. Während in den Szenarien „Nur WS“ und „S 100“ die marktbedingte Abregelung um 590 bis 640 GWh reduziert werden kann, sinkt sie in den Szenarien „S 0“ sowie den reinen Regelleistungsmarktszenarien („R 100“ und „R 0“) bereits um mehr als 1 TWh. Die größte Senkung der Abregelung ist in den Szenarien „S + R 100“ und „S + R 0“ mit rund 4 TWh möglich. Hier kann die marktbedingte Abregelung von 0,23 % auf 0,11 % halbiert werden.

In allen betrachteten Szenarien steigt die Stromerzeugung in Kernkraftwerken an. Während im Szenario „S 100“ die Erzeugung in Kernkraftwerken nur um 334 GWh steigt, erhöht sie sich im Szenario „S + R 0“ mit 894 GWh am stärksten. Bei den Kohlekraftwerken sinkt die Erzeugung in den Szenarien mit reinem Spotmarkteinsatz leicht. Lediglich in den Szenarien mit Einsatz der Elektrokessel am Regelleistungsmarkt gibt es einen Anstieg der Erzeugung in Kohlekraftwerken zur Kompensation des geringeren Stromimportes aus Deutschland (vgl. Abschnitt 4.7). So steigt im Szenario „S + R 0“ die Erzeugung in Braunkohlekraftwerken um 121 GWh, was aber auch nur 0,1 % an der Jahreserzeugung ausmacht. Auffällig ist noch, dass in allen Szenarien die Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken relativ stark zwischen 480 und 780 GWh sinkt, was einer Veränderung von 0,1 % bis 0,2 % an deren Stromerzeugung entspricht.

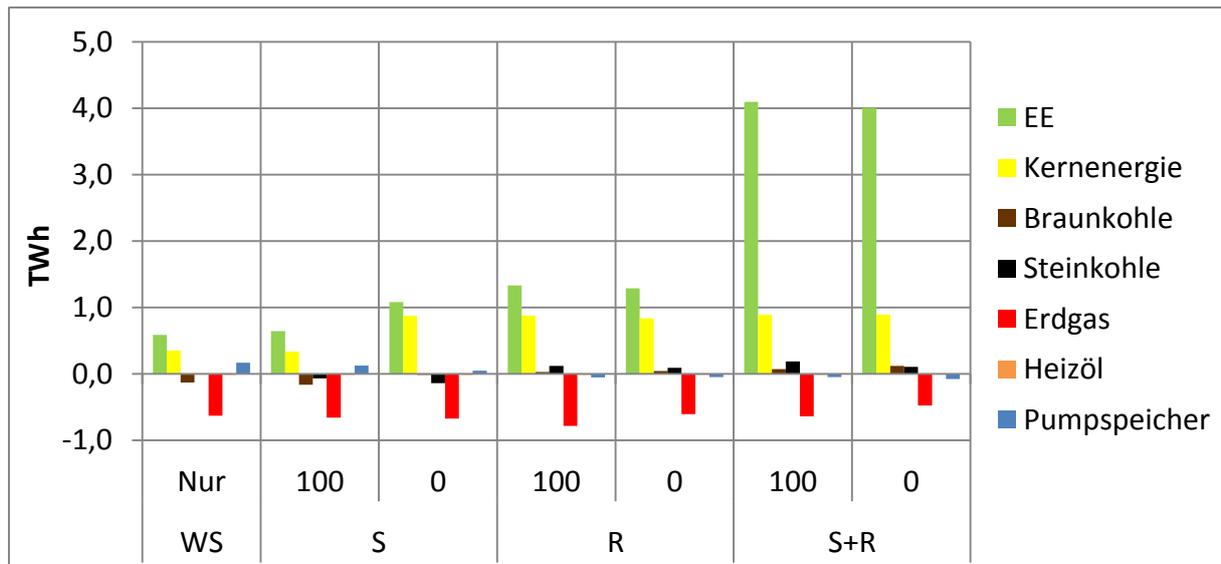


Abbildung 4-37: Veränderung der Stromerzeugung im europäischen Ausland gegenüber dem Szenario ohne Elektrokessel. Quelle: Modellergebnisse

4.7 Stromex- und -importe von Deutschland

Im Referenzszenario ohne Elektrokessel importiert Deutschland 67 TWh Strom und exportiert mit 118 TWh doppelt so viel. Wie Abbildung 4-38 zeigt, steigen die Stromexporte aus Deutschland in den Szenarien mit Wärmespeicher und „S 100“ um 113 GWh bzw. 167 GWh leicht an, während die Importe ebenfalls leicht um 294 GWh bzw. 205 GWh steigen. Bei allen anderen Szenarien steigen die Importe deutlicher (520 bis 1.030 GWh) an, während die Exporte sinken. Insbesondere im Szenario „S + R 0“ sinken die Exporte mit 930 GWh am stärksten. Die größte Senkung des Exportes im Szenario „S + R 0“ resultiert daraus, dass in diesem Fall in Zeiten geringer Residuallast durch den Einsatz der Elektrokessel am Spotmarkt Stromüberschüsse in die Wärmeversorgung integriert werden können und gleichzeitig die Must-run Stromerzeugung von Kraftwerken für negative Regelleistung verringert werden kann. Dieser wegfallende Stromimport aus Deutschland wird, wie im vorigen Abschnitt gesehen, überwiegend mit Erzeugung von EE oder Kernkraftwerken kompensiert.

4.8 Preise am Day-ahead Spotmarkt

In Abbildung 4-39 sind die durchschnittlichen Preise am Day-ahead-Markt der einzelnen modellierten Länder für das Szenario ohne Elektrokessel dargestellt. In Deutschland kostet Strom am Großhandelsmarkt entsprechend im Jahresmittel 41,68 Euro/MWh. Damit ist Strom in Deutschland nach Finnland und Schweden am billigsten. In Italien ist Strom mit 52,56 Euro/MWh am teuersten.

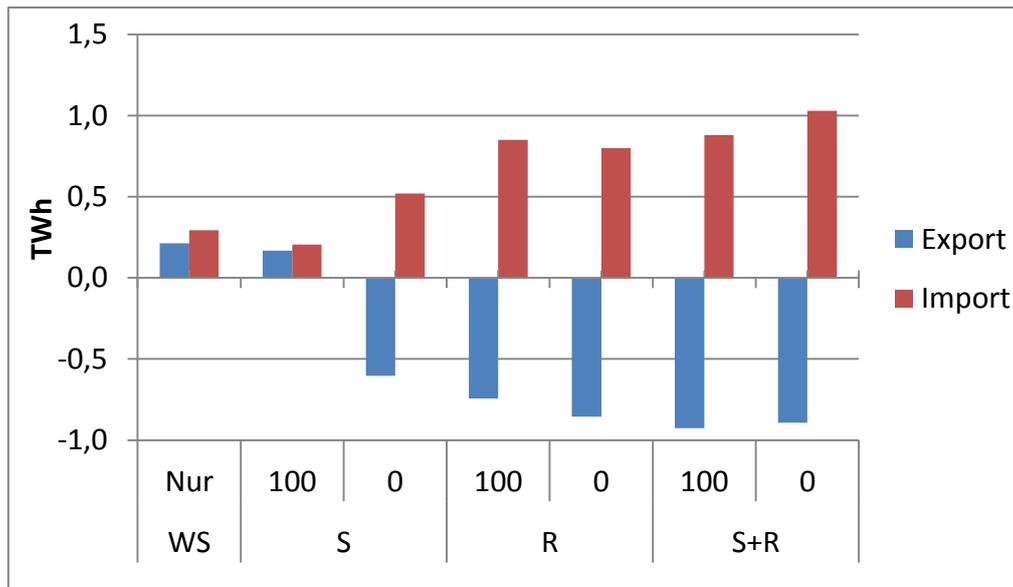


Abbildung 4-38: Veränderung von Stromex- und -import Deutschlands in den einzelnen Szenarien gegenüber dem Fall ohne Elektrokessel. Quelle: Modellergebnisse

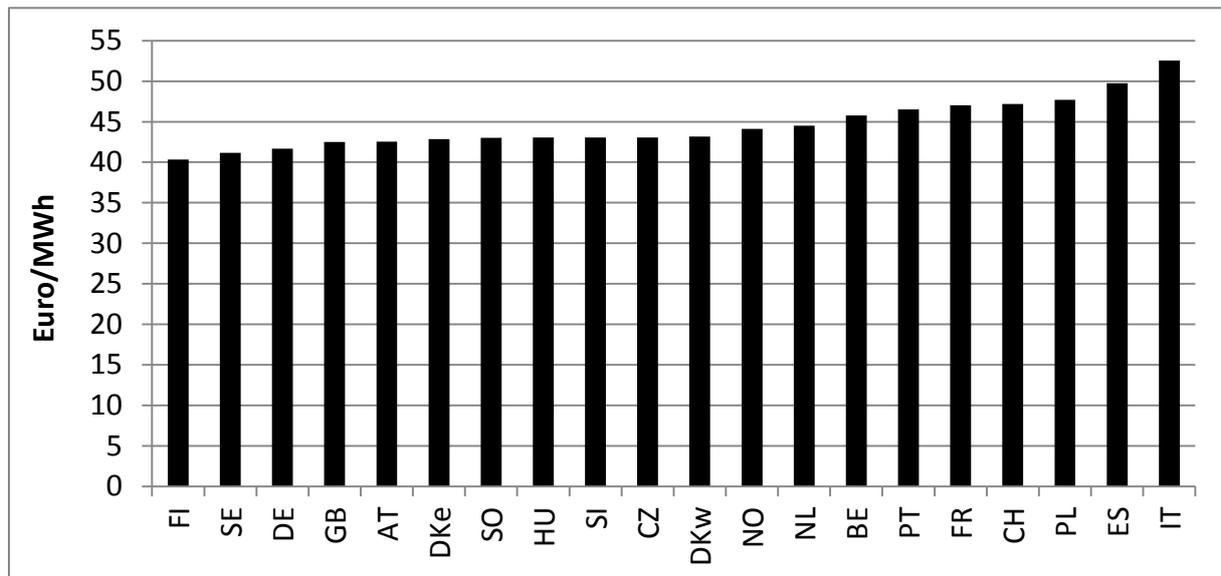


Abbildung 4-39: Jahresdurchschnittlicher Day-ahead Spotmarktpreis in den einzelnen europäischen Ländern im Szenario ohne Elektrokessel. Quelle: Modellergebnisse

Wie Abbildung 4-40 zeigt, ist der Einfluss der 1.000 MW Elektrokessel auf die durchschnittlichen Spotmarktpreise in den betrachteten Szenarien eher gering. In den meisten Ländern verändert sich der Jahresmittelwert nur um weniger als 0,20 Euro/MWh. In fast allen Ländern und Szenarien kommt es zu einem leichten Anstieg der durchschnittlichen Preise. In Deutschland erhöht sich der mittlere Spotpreis in den Szenarien mit Wärmespeicher bzw. „S 100“ um 0,05 bzw. 0,06 Euro/MWh. Die Auswirkungen in den Szenarien „S 0“ und „R 100“ sind mit 0,40 Euro/MWh schon größer. Der höchste Anstieg ist in Szenarien „S + R 100“ und „S + R 0“ mit 0,44 Euro/MWh. Dieser preissteigernde Effekt ist einerseits auf die zusätzliche Stromnachfrage der Elektrokessel zurückzuführen und andererseits auf das Abschalten von (billigen) Must-run-Kraftwerken, die in Zeiten geringer Residuallast vom Netz genommen werden können. Hierbei kommt es durch die oben beschriebene Verdrängung insbeson-

dere des Einsatzes von erdgasgefeuerten Heizwerken zu einer Verlagerung von Kosten für die Fernwärmelastdeckung zwischen den Sektoren Strom und Wärme. Im Ausland steigen die Preise dagegen durch die geringeren Stromimporte aus Deutschland, die durch Erzeugung in eigenen Kraftwerken kompensiert werden muss.

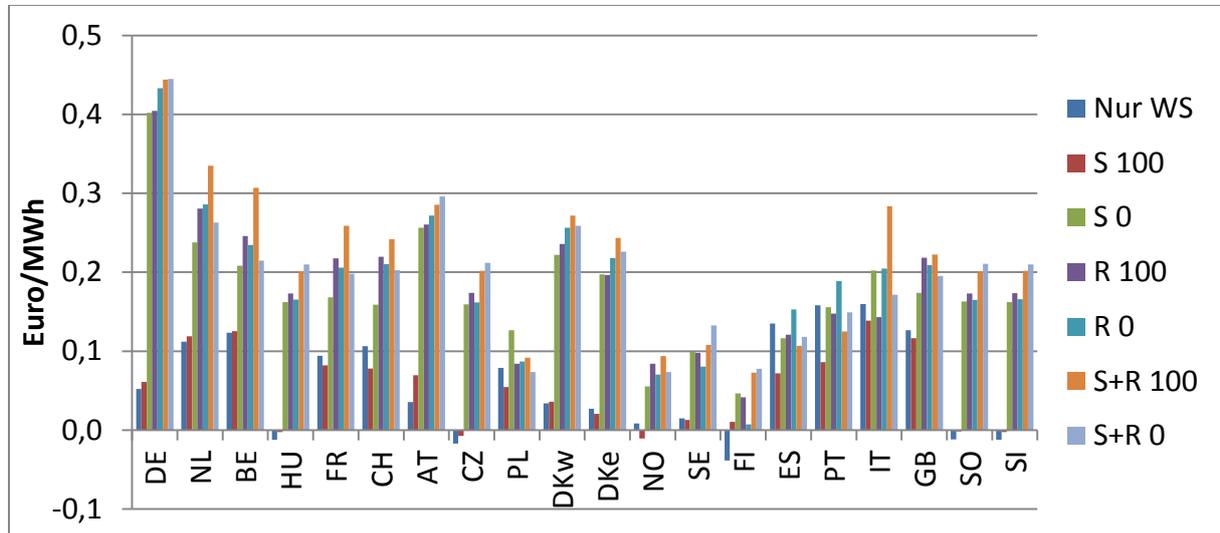


Abbildung 4-40: Veränderung der jahresdurchschnittlichen Day-ahead Spotmarktpreise in den einzelnen europäischen Ländern im Vergleich zum Szenario ohne Elektrokessel. Quelle: Modellergebnisse

Der oben erwähnte Anstieg der Spotpreise resultiert insbesondere aus einem Preisanstieg in Stunden geringer Residuallast, da Elektrokessel hier als zusätzliche Stromnachfrager auftreten. Dies ist in Abbildung 4-41 für Deutschland für alle Szenarien durch den Ausschnitt der Preisdauerlinie für die Stunden des Jahres mit den geringsten Preisen dargestellt. Im Szenario ohne Elektrokessel sind in mehr als 700 Stunden die Spotmarktpreise kleiner oder gleich 0 Euro/MWh und davon in 380 Stunden negativ. In den Szenarien nur mit Wärmespeicher und „S 100“, in dem die Elektrokessel aufgrund der hohen Strombezugskosten praktisch nicht laufen, verändern sich die Spotpreise fast nicht. Im Szenario „S 0“, in dem Elektrokessel in relevantem Umfang als zusätzliche Stromnachfrager auftreten, steigen die Preise in den entsprechenden Stunden an, so dass nur noch 330 Stunden mit negativen Preisen auftreten. Der Verlauf der Dauerlinie in den Regelleistungsmarktszenarien („R“-Szenarien und auch „S +R“-Szenarien) ist dem Verlauf im Szenario „S 0“ relativ ähnlich. Auch hier werden die Stunden mit negativen Spotmarktpreisen auf etwa 340 reduziert. Die Elektrokessel wirken sich dabei jedoch nicht ausschließlich auf die Preise in Stunden mit negativen Spotmarktpreisen aus, sondern erhöhen die Preise durch ihre zusätzliche Stromnachfrage auch in Stunden mit geringen Preisen bis rund 25 Euro/MWh.

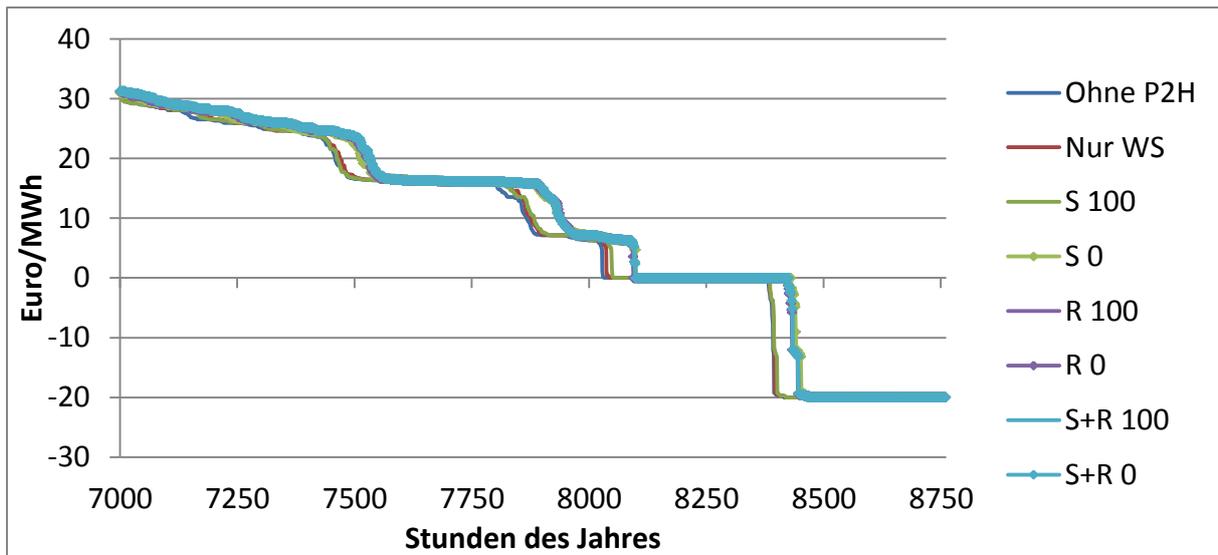


Abbildung 4-41: Dauerlinien der Spotmarktpreise in Deutschland (1760 Stunden mit den niedrigsten Preisen).
Quelle: Modellergebnisse

4.9 Ökonomische Bewertung der Szenarien

Im Folgenden sollen die Änderungen, die sich durch den Einsatz der Elektrokessel in der Fernwärmeversorgung ergeben, monetär bewertet werden. Zuerst werden die notwendigen Investitionskosten für die 1.000 MW_{el} Elektrokessel und die zugehörigen Wärmespeicher abgeschätzt. Anschließend werden die systemischen Kosteneinsparungen aus volkswirtschaftlicher Perspektive zwischen den Szenarien verglichen, bevor aus betriebswirtschaftlicher Sichtweise des jeweiligen Fernwärmeversorgers die Investitionen auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht werden.

4.9.1 Investitionskosten

Bei den Wärmespeichern wird von drucklosen Speichern ausgegangen, deren spezifische Kosten nach Kraft (2016) zwischen 300 und 700 Euro/m³ liegen (abhängig davon, ob es 1- oder 2-Zonenspeicher sind). Hier werden 9.000 Euro/MWh_{th} als spezifische Investitionskosten angesetzt, was im mittleren Bereich liegt⁵⁰, und von einer wirtschaftlichen Nutzungsdauer von 20 Jahren ausgegangen. Eine staatliche Förderung für die Wärmespeicher, wie sie im heutigen KWK-G verankert ist, wurde hier nicht mit einberechnet. Für die Elektrokessel wird gemäß den in Abbildung 2-14 dargestellten Projektkosten von spezifischen Investitionskosten von 100 Euro/kW_{el} ausgegangen, da es sich um größere und damit spezifisch günstigere Anlagen handelt. Es wird eine wirtschaftliche Nutzungsdauer von 10 Jahren angenommen. Die annuitätischen Kosten betragen bei einem Zinssatz von 7 % damit 14,2 Mio. Euro für die 1.000 MW_{el} Elektrokessel und 8,3 Mio. Euro für die 9.800 MWh_{th} Wärmespeicher. In Tabelle 4-8 werden die Investitionskosten je Fernwärmenetz dargestellt.

⁵⁰ Zwar werden relativ große Wärmespeicher modelliert, die spezifisch günstiger sein sollten, allerdings hängen die Investitionskosten auch stark von lokalen Standortbedingungen ab, so dass hier konservativ von Kosten im mittleren Bereich ausgegangen wird.

Tabelle 4-8: Angenommene Investitionskosten für Elektrokessel und Wärmespeicher. Quelle: Eigene Annahmen

Fernwärme- netz	Investitionskosten in Euro		Annuitätische Kosten in Euro/Jahr	
	Elektrokessel	Wärmespeicher	Elektrokessel	Wärmespeicher
Leipzig	12.000.000	10.584.000	1.708.530	999.055
Dresden	12.000.000	10.584.000	1.708.530	999.055
Halle	5.000.000	4.410.000	711.888	416.273
Chemnitz	7.000.000	6.174.000	996.643	582.782
Berlin Ost	30.000.000	26.460.000	4.271.325	2.497.637
Berlin West	34.000.000	29.988.000	4.840.835	2.830.655
Summe	100.000.000	88.200.000	14.237.750	8.325.456

4.9.2 Volkswirtschaftliche Perspektive

Im Folgenden sollen die Unterschiede der Szenarien in Bezug auf die variablen Kosten der Strom- und Fernwärmeversorgung dargestellt werden. Dabei werden die im Modell abgebildeten und optimierten variablen Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate den fix angenommenen Investitionskosten für Wärmespeicher oder Elektrokessel gegenübergestellt.

Im Referenzszenario ohne Elektrokessel belaufen sich die im Modell abgebildeten Kosten für die Strom- und Fernwärmeversorgung in Deutschland auf 11 Mrd. Euro in Summe über das Jahr 2025. Dies setzen sich aus 10,75 Mrd. Euro für die variablen Kosten des Kraftwerksbetriebs, 110 Mio. Euro an Startkosten von Kraftwerken sowie 150 Mio. Euro an Kosten für fossile Heizkessel in den betrachteten Fernwärmenetzen zusammen. Die Kosten im Ausland liegen summiert über alle modellierten Länder bei 50,7 Mrd. Euro. Im Szenario mit Wärmespeichern sinken die variablen Kosten in Deutschland um 18 Mio. Euro und im Ausland um 36 Mio. Euro (Abbildung 4-42). Damit kann in der Gesamtbetrachtung aller Länder einschließlich der annuitätischen Investitionskosten eine Einsparung in Höhe von 46 Mio. Euro erreicht werden. Im Szenario „S 100“ sind die Änderungen bei den variablen Kosten identisch, jedoch reduzieren hier die höheren Investitionskosten die Gesamtersparnis auf 29 Mio. Euro. Im Szenario „S 0“ sinken die variablen Kosten sowohl in Deutschland (-57 Mio. Euro) als auch im Ausland (-28 Mio. Euro) deutlich stärker. In den Szenarien mit Regelleistungsmarkteinsatz sind die gesamten Kosteneinsparungen mit 67 bis 73 Mio. Euro noch größer, wobei die größte Kostenreduktion im Szenario „S + R 0“ mit insgesamt 73 Mio. Euro erreicht worden ist. In diesen Szenarien sind die Einsparungen an variablen Kosten in Deutschland größer als in den reinen Spotmarktszenarien und im Ausland geringer. In den „S + R“-Szenarien steigen die Kosten im Ausland durch den reduzierten Stromexport aus Deutschland auch leicht an. Somit rechnet sich die Investition in Wärmespeicher und Elektrokessel in allen Szenarien aus volkswirtschaftlicher Perspektive, wobei in den Szenarien ohne Strombezugskosten die Gesamteinsparungen jeweils größer als in den Szenarien mit Strombezugskosten sind.

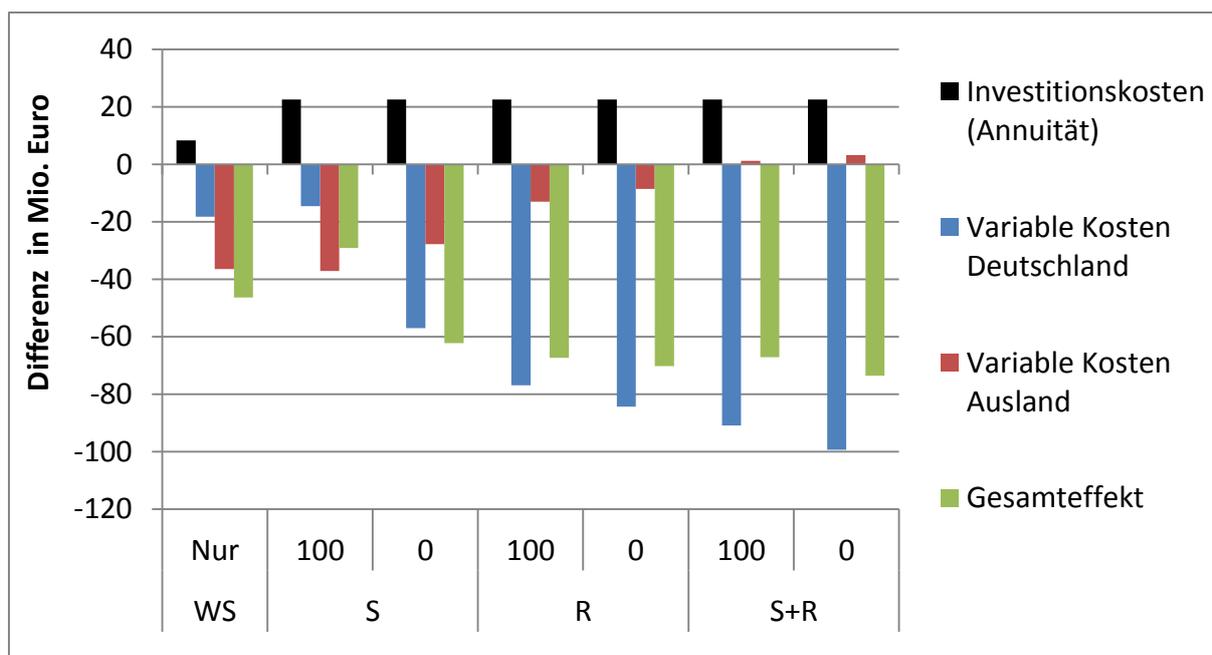


Abbildung 4-42: Vergleich zwischen der Änderung der variablen Kosten für die Strom- und Fernwärmelastdeckung in Deutschland und die Stromlastdeckung im Ausland und den Investitionskosten (Werte größer 0 entsprechen einer Kostenerhöhung, Werte kleiner 0 einer Kostensenkung). Quelle: Modellergebnisse

4.9.3 Betriebswirtschaftliche Perspektive

Nachdem im vorigen Abschnitt die volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Investition in Wärmespeicher und Elektrokessel dargelegt wurde, soll nun überprüft werden, ob sich die Investitionen aus Sicht eines Fernwärmeversorgers auch betriebswirtschaftlich rechnen. Hierzu werden für jedes Szenario die Kosten und Erlöse für jedes Fernwärmenetz saldiert. Zu den Kosten zählen an dieser Stelle die annuitätischen Investitionskosten für die jeweiligen Wärmespeicher und Elektrokessel, die variablen Kosten für Brennstoffe der Kraftwerke (inkl. Startkosten) und Heizwerke sowie auch die Spotmarktkosten⁵¹ und Stromnebenkosten der Elektrokessel. Als Erlöse zählen die Stromerlöse der KWK-Anlagen am Spotmarkt sowie für KWK-Anlagen und Elektrokessel⁵² noch Erlöse aus Leistungspreisen am Regelleistungsmarkt. Erlöse aus Arbeitspreisen werden hier nicht berücksichtigt, da diese so modelliert sind, dass sie die Abrufkosten jeweils genau decken. Erlöse aus dem Fernwärmeabsatz werden nicht separat berechnet, da sich diese aufgrund des in allen Szenarien gleich hoch angenommen Wärmebedarfs nicht unterscheiden. Für die Berechnung werden die aus der Optimierung bestimmten Fahrpläne und Reservevorhaltungen der Kraftwerke herangezogen. Der Spotmarktpreis (s. Abschnitt 4.8) und die Grenzleistungspreise (s. Abschnitt 4.5.1) werden ebenfalls für die jeweiligen Szenarien aus den Modellergebnissen verwendet. Für die Auswertung wird vereinfachend

⁵¹ Im Fall von negativen Spotmarktpreisen wären die Spotmarktkosten entsprechend negativ.

⁵² Mögliche Kosten für die Präqualifikation der Elektrokessel für den Regelleistungsmarkt werden hier nicht berücksichtigt. Außerdem wird davon ausgegangen, dass die Vermarktung der Elektrokessel keine Zusatzkosten verursacht, da auch für die KWK-Anlagen davon ausgegangen wird, dass die notwendigen Marktzugänge vorhanden sind und mit genutzt werden können.

angenommen, dass die jeweiligen KWK-Anlagen und Heizwerke alle dem Fernwärmeversorger gehören⁵³.

In Abbildung 4-43 werden die absoluten Veränderungen der Gewinne für die einzelnen Fernwärmeversorger durch die Investition in Wärmespeicher und Elektrokessel dargestellt. Es zeigt sich, dass sich lediglich in Leipzig und Dresden eine geringe Gewinnsteigerung durch den Einsatz eines Wärmespeichers einstellt⁵⁴. In allen anderen Städten führt die Investition in einen Wärmespeicher zu einer Senkung der Gewinne. Durch die heute bestehende Förderung von Wärmespeichern im Rahmen des KWK-G, die nicht einberechnet wurde, würde sich die Situation jedoch noch verbessern. Da im Szenario „S 100“ durch die hohen Stromnebenkosten kaum Unterschiede im Kraftwerkseinsatz gegenüber dem Szenario „Nur WS“ bestehen, gleichzeitig aber zusätzliche Investitionskosten für die Elektrokessel anfallen, ist in diesem Szenario bei allen Städten eine Gewinnsenkung festzustellen, die in Berlin aufgrund der hohen, ungenutzten Elektrokesselleistung am größten ist. Hier bestünde aus betriebswirtschaftlicher Perspektive entsprechend kein Investitionsanreiz. Anders ist das im Szenario „S 0“. Hier ist bei allen Städten eine Gewinnsteigerung durch den Betrieb der Elektrokessel möglich. In den Szenarien mit Einsatz der Elektrokessel am Regelleistungsmarkt steigen die Gewinne in den einzelnen Städten sogar noch stärker und sind in den Szenarien ohne Stromnebenkosten jeweils höher als in den Szenarien mit Stromnebenkosten. Diese Resultate decken sich auch mit den Erkenntnissen anderer Autoren (vgl. Abschnitt 2.5).

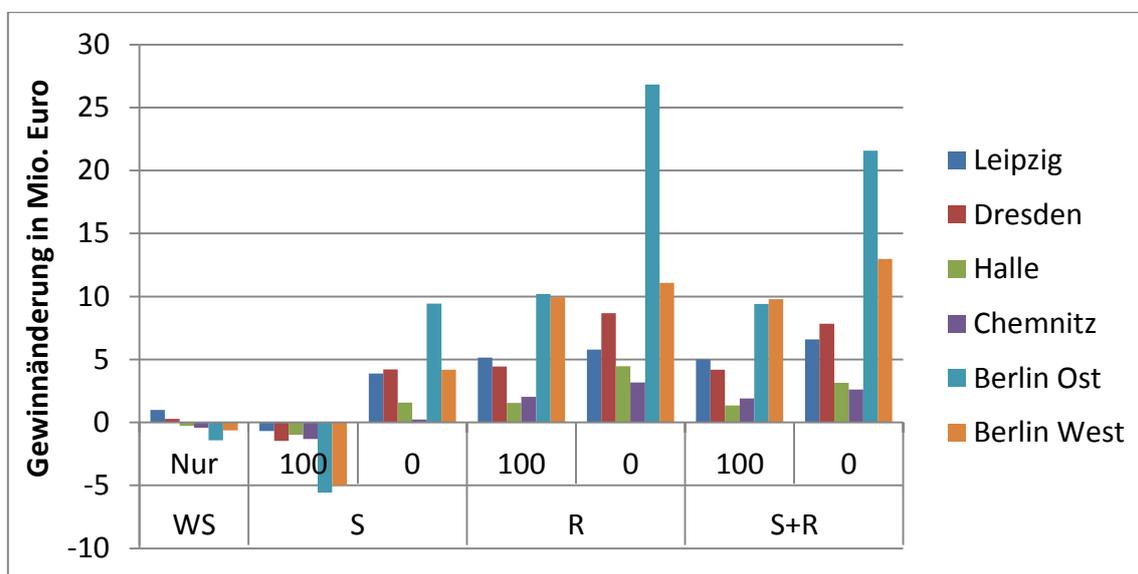


Abbildung 4-43: Gewinnänderung in den einzelnen Fernwärmenetzen aus betriebswirtschaftlicher Perspektive in den jeweiligen Szenarien (Werte größer 0 entsprechen einer Gewinnsteigerung, Werte kleiner 0 einer Gewinnsenkung). Quelle: Modellergebnisse

⁵³ Im Fall von Leipzig ist dies nicht zutreffend, da das innerstädtische GuD zwar den Leipziger Stadtwerken gehört, die Braunkohle-KWK-Anlagen Lippendorf Block R und S gehören jedoch Vattenfall bzw. EnBW. Mit diesen besteht ein Wärmeliefervertrag.

⁵⁴ In beiden Städten sind auch bereits heute Wärmespeicher installiert (s. Tabelle 2-1). Für eine bessere Vergleichbarkeit der betrachteten Fernwärmenetze wurden Bestandwärmespeicher jedoch nicht modelliert.

Da die absolute Höhe der Gewinnänderung auch durch die Größe des Fernwärmesystems beeinflusst wird, soll in Abbildung 4-44 die statische Amortisationszeit in den einzelnen Netzen verglichen werden. Diese wurde aus den Gesamtinvestitionskosten geteilt durch den jährlichen Mehrgewinn berechnet. Wie oben bereits gezeigt, sind hier die statischen Amortisationszeiten in den Szenarien „Nur WS“ und „S 100“ sehr hoch und die Investition daher nicht wirtschaftlich. Bei den Szenarien „S 0“ und den Szenarien mit Einsatz am Regelleistungsmarkt liegen die Amortisationszeiten dagegen bei maximal 7,3 Jahren. Im Mittel liegen sie sogar bei 3 bis 4 Jahren und sind in Dresden und Berlin Ost am niedrigsten und in Chemnitz am höchsten.

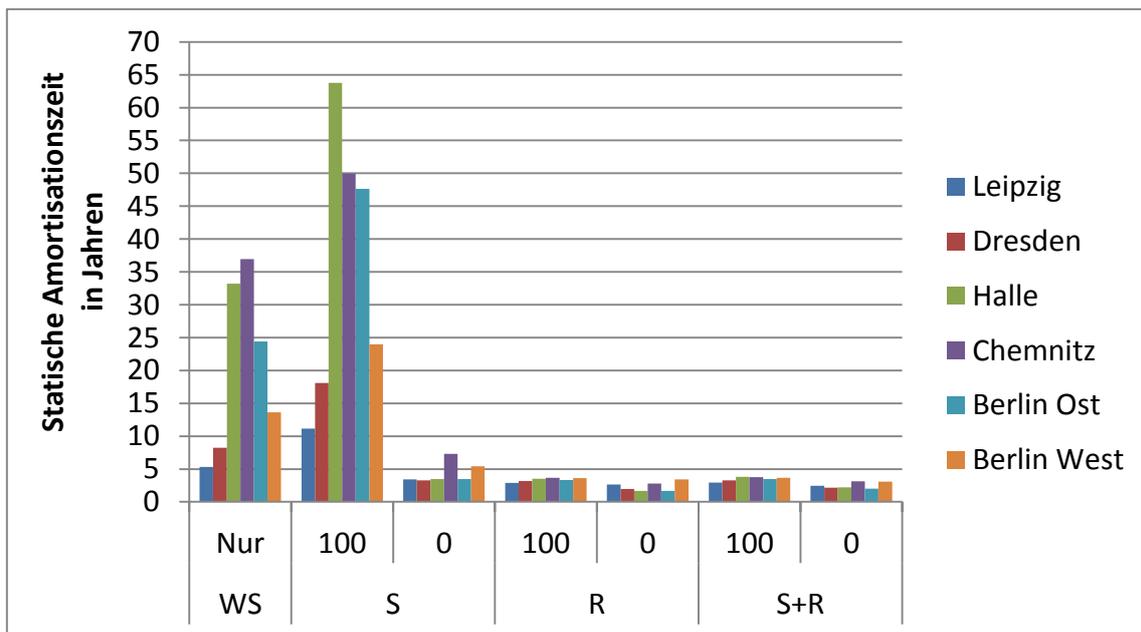


Abbildung 4-44: Statische Amortisationszeit der Investition in Wärmespeicher und Elektrokessel in den einzelnen Fernwärmenetzen je Szenario. Quelle: Modellergebnisse

4.10 Veränderungen der CO₂-Emissionen

In Abbildung 4-45 ist dargestellt, wie sich die CO₂-Emissionen⁵⁵ des Kraftwerksparks in Deutschland sowie den anderen modellierten Ländern inklusive der Emissionen von fossilen Heizkessel in den betrachteten Fernwärmenetzen in den einzelnen Szenarien verändern. Im Referenzszenario ohne Elektrokessel belaufen sich die CO₂-Emissionen auf 195,3 Mio. t in Deutschland und 431 Mio. t im Ausland. Im Szenario mit Wärmespeichern verringern sich die CO₂-Emissionen über alle Länder zusammen um nur 0,11 % (s. Abbildung 4-45). Im Szenario „S 100“ sind die Veränderungen identisch. Auch im Szenario „S 0“ sinken die CO₂-Emissionen in etwa der gleichen Größenordnung (-0,14 %), wobei aber in

⁵⁵ Die Angaben zu den CO₂-Emissionen umfassen nur die Emissionen von Anlagen, deren Betrieb durch das Modell optimiert wird. Dies umfasst fossil-thermische Kraftwerke der öffentlichen Versorgung aber nicht Industriekraftwerke und dezentrale KWK-Anlagen, die als unflexible Must-run-Einspeisung modelliert sind. Weiterhin umfassen sie zusätzlich die Emissionen der Heizwerke in den Fernwärmenetzen, die in den Szenarien mit Elektrokessel ausgestattet wurden, nicht aber die Emissionen der Heizwerke in allen anderen Fernwärmenetzen in Deutschland oder im Ausland.

Deutschland ein größerer Rückgang zu verzeichnen ist. Die größte Reduktion der CO₂-Emissionen ist jedoch im Szenario „R 100“ mit 0,32 % erreicht worden. Dabei sinken die CO₂-Emissionen in Deutschland um 1,8 Mio. t und im Ausland um 0,2 Mio. t. Im Szenario „R 0“ ist die Reduktion der CO₂-Emissionen immer noch deutlich (-0,25 %), fällt jedoch im Vergleich zum Szenario „R 100“ etwas geringer aus. Das liegt daran, dass durch die hohen Abrufpreise der Elektrokessel im Szenario „R 100“ häufiger negative SRL von Braunkohlekraftwerken und Pumpspeichern abgerufen wird als im Szenario „R 0“ (s. Abbildung 4-28), was beides senkend auf die CO₂-Emissionen wirkt. Beim kombinierten Einsatz der Elektrokessel im Spotmarkt und im Regelleistungsmarkt sinken die CO₂-Emissionen bei Strombezugskosten von 100 Euro/MWh um 0,32 % nur minimal weniger als im Szenario „R 100“. Bei dem Szenario „S + R 0“ ist die Reduktion mit 1,3 Mio. t dagegen nicht ganz so groß. In diesem Szenario steigen die Emissionen im Ausland auch minimal an, da der geringere Stromimport aus Deutschland auch durch Erzeugung in eigenen fossil-thermischen Kraftwerken kompensiert werden muss.

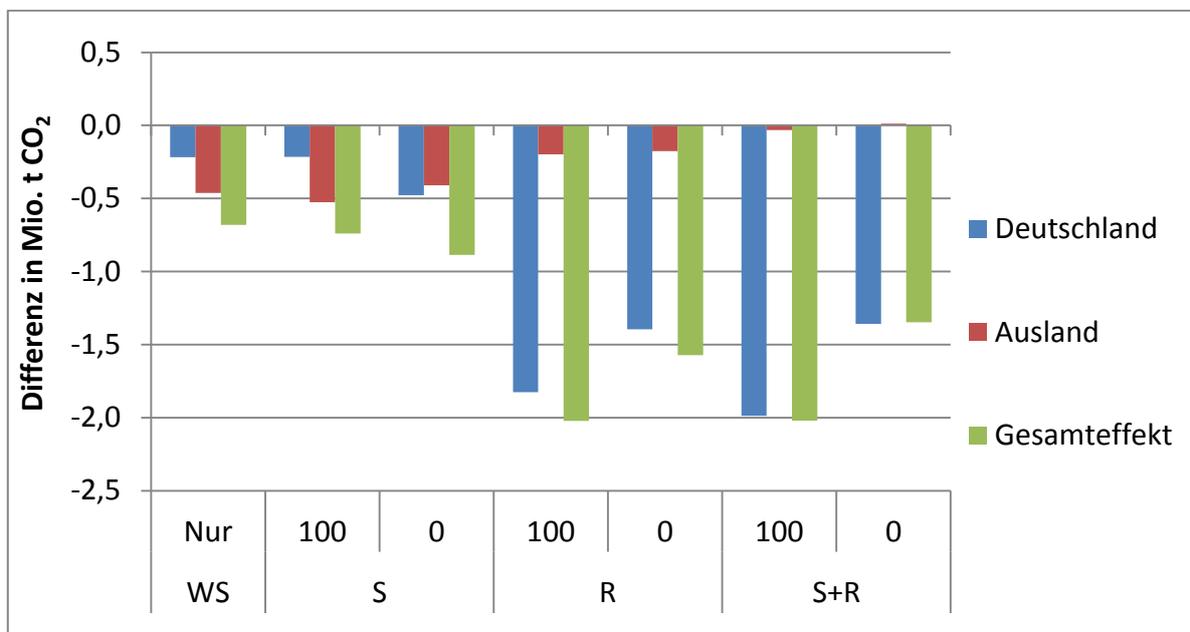


Abbildung 4-45: Veränderung der CO₂-Emissionen in Deutschland und im Ausland. Quelle: Modellergebnisse

Als Fazit lässt sich festhalten, dass der Einsatz der Elektrokessel in Deutschland sowohl im Spotmarkt als auch im Regelleistungsmarkt zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen führen kann⁵⁶. Dabei treten die größten Reduktionen in den Szenarien mit Einsatz am Regelleistungsmarkt und hohen Strombezugskosten auf.

Die oben berechnete absolute CO₂-Emissionsreduktion soll nun noch in eine spezifische Größe für die CO₂-Vermeidung durch den Elektrokesselseinsatz umgerechnet werden. Um den Effekt der Wärmespeicher herauszurechnen, wurden dabei die vermiedenen Emissionen des Szenarios „Nur WS“ von

⁵⁶ Durch das europaweite Emissionshandelssystem (ETS) wird der gesamte Ausstoß an Treibhausgasen durch die Anzahl verfügbarer Zertifikate begrenzt, so dass es in der Realität im Zweifelsfall nicht zu einer Senkung der CO₂-Emissionen sondern eher zu einer Senkung der Preise für Emissionsrechte kommen könnte.

den anderen Szenarien abgezogen und nur die verbleibende Emissionsreduktion in Europa herangezogen (s. Tabelle 4-9). Das Szenario „S 100“ wird hierbei nicht dargestellt, da es aus betriebswirtschaftlicher Perspektive nicht umsetzbar und somit auch nicht zu erwarten ist. Bezieht man somit die Emissionsreduktion durch den Elektrokesselseinsatz auf deren Strombezug, so zeigt sich, dass gegenüber den in der Literatur angegebenen Werten von 200 bis 300 g CO₂/kWh_{el} (vgl. Abschnitt 2.5) deutlich andere Ergebnisse entstehen, wenn man die gesamten Rückwirkungen im Energieversorgungssystem in Abhängigkeit des Vermarktungsweges mitbetrachtet. Im Szenario „S 0“ ist die spezifische Emissionsreduktion mit 130 g CO₂/kWh_{el} geringer als in der Literatur angegeben. Andererseits ist beim Einsatz am Regelleistungsmarkt eine sehr viel höhere Reduktion möglich. In den Szenarien „R 100“ und „S + R 100“ fällt die spezifische Senkung aufgrund des vergleichsweise geringen Einsatzes dabei noch viel höher aus. Aus diesem Grund ist zum Vergleich in Tabelle 4-9 auch noch die spezifische Emissionsreduktion in g CO₂ je kW_{el} installierte Leistung von Elektrokesseln angegeben. Diese liegt zwischen 200 und 1.340 g CO₂/kW_{el}.

Tabelle 4-9: Spezifische CO₂-Emissionsreduktion nach Stromverbrauch bzw. installierter Leistung der Elektrokessel. Quelle: Modellergebnisse

Szenario	CO ₂ -Emissionsreduktion (europaweit)	Strombezug der Elektrokessel	Spezifische Emissionsreduktion nach Stromverbrauch	Spezifische Emissionsreduktion nach installierter Leistung
S 0	205.735 t CO ₂	1.582.866 MWh _{el}	130 g CO ₂ /kWh _{el}	206 g CO ₂ /kW _{el}
R 100	1.341.416 t CO ₂	122.715 MWh _{el}	10.931 g CO ₂ /kWh _{el}	1.341 g CO ₂ /kW _{el}
R 0	890.880 t CO ₂	920.022 MWh _{el}	968 g CO ₂ /kWh _{el}	891 g CO ₂ /kW _{el}
S + R 100	1.338.204 t CO ₂	81.253 MWh _{el}	16.470 g CO ₂ /kWh _{el}	1.338 g CO ₂ /kW _{el}
S + R 0	665.002 t CO ₂	1.135.295 MWh _{el}	586 g CO ₂ /kWh _{el}	665 g CO ₂ /kW _{el}

4.11 Kosten-Nutzen-Analyse

Nachdem in den vorangegangenen beiden Abschnitten einerseits auf die Effekte hinsichtlich der Änderungen der Kosten der Strom- und Fernwärmeversorgung in den einzelnen Szenarien eingegangen wurde und andererseits die Reduktionen bei den CO₂-Emissionen erläutert wurden, können nun in einer Kosten-Nutzen-Analyse die Szenarien verglichen werden. Hierbei wird bei den CO₂-Emissionen jeweils die gesamteuropäische Veränderung betrachtet. Genauso wird bei der Kostenbewertung die gesamteuropäische Veränderung einschließlich der annuitätischen Investitionskosten als Grundlage verwendet. Hierzu stellt Abbildung 4-46 die mögliche CO₂-Reduktion der Kostensenkung gegenüber. Im Szenario nur mit den Wärmespeichern lassen sich die CO₂-Emissionen und auch die Gesamtkosten der Strom- und Fernwärmebedarfsdeckung volkswirtschaftlich senken. Im Szenario „S 100“ laufen die Elektrokessel aufgrund der hohen Stromnebenkosten praktisch nie, weshalb die Senkung der CO₂-

Emissionen nur minimal größer ist als im Szenario „Nur WS“. Gleichzeitig fallen aber zusätzlich die Investitionskosten für die Elektrokessel an, so dass die Kostensenkung gegenüber dem Szenario „Nur WS“ deutlich geringer ausfällt. Im Szenario „S 0“ laufen die Elektrokessel dann im nennenswerten Umfang und die Abregelung von erneuerbaren Energien kann stärker gesenkt werden. Deshalb ist in diesem Szenario die Senkung der CO₂-Emissionen größer. Gleichzeitig lassen sich mit der Wärmeerzeugung der Elektrokessel zusätzlich Kosten für fossile Wärmeerzeuger einsparen, weshalb die Kostenreduktion in diesem Szenario entsprechend größer ist. Im Vergleich der beiden reinen Spotmarktszenarien ist also im Szenario ohne Stromnebenkosten sowohl eine größere Kostenreduktion als auch eine größere CO₂-Reduktion möglich. In allen vier Szenarien mit Teilnahme der Elektrokessel am Regelleistungsmarkt sind die CO₂-Reduktionen allerdings noch mal deutlich höher als in den anderen Szenarien und gleichzeitig ist hier auch jeweils die Kosteneinsparung größer. Unter den Szenarien mit Teilnahme am Regelleistungsmarkt sind die Unterschiede bei der Kosteneinsparung eher gering, allerdings unterscheiden sich die Veränderungen bei den CO₂-Emissionen deutlich in Abhängigkeit der Höhe der Strombezugskosten. Während bei den hohen Strombezugskosten mehr als 2 Mio. t CO₂ vermieden werden können, sind es ohne Strombezugskosten deutlich weniger, was insbesondere auch an den Unterschieden bei den jeweils abgerufenen Kraftwerken liegt (s. Abbildung 4-28).

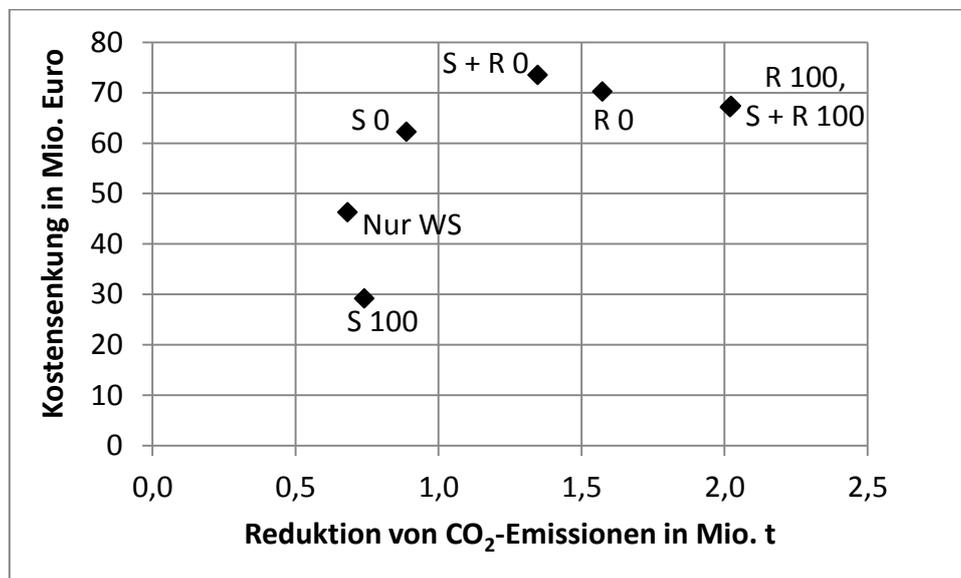


Abbildung 4-46: Vergleich zwischen gesamteuropäischer CO₂-Emissionsreduktion und Kosteneinsparung in allen Szenarien. Quelle: Modellergebnisse

4.12 Kritische Würdigung der Ergebnisse

Nach der Vorstellung der Ergebnisse des Vergleichs der Szenarien für den Einsatz von Elektrokesseln am Spot- und/oder Regelleistungsmarkt sollen diese Ergebnisse im Hinblick auf die getroffenen Annahmen für die Szenarien sowie den Modellrahmen kritisch reflektiert und diskutiert werden.

Die Ergebnisse hängen naturgemäß von den getroffenen Annahmen und der Art Modellierung als vereinfachte Abbildung der Realität ab. Einen großen Einfluss können etwa die zukünftigen Brennstoff- und CO₂-Emissionzertifikatspreise haben. Hier wurde von einem Szenario ausgegangen, in dem sich Kohlekraftwerke in der Merit Order vor Erdgaskraftwerken befinden. Bei deutlich höheren CO₂-Preisen würde sich diese Reihenfolge aber umkehren, so dass sich andere Effekte einstellen könnten. Die angenommene Höhe des Bedarfs an Regelleistung hat ebenso einen großen Einfluss, da sich mit steigendem Bedarf grundsätzlich die Problematik der Must-run-Erzeugung verschärft.

Die Elektrokessel stellen grundsätzlich nur eine Flexibilitätsoption dar. In den Szenarien wurde überwiegend von einer relativ geringen Flexibilität, die sich aus anderen Technologien ergeben könnte, ausgegangen. So wurde etwa für Biomasseanlagen angenommen, dass sie konstant bzw. wärmegeführt gefahren werden. Auch Demand-Side-Management etwa aus der Industrie könnte für mehr Flexibilität sorgen. Weiterhin wurde konkret in Bezug auf den Regelleistungsmarkt angenommen, dass Regelleistung nur durch fossil-thermische Kraftwerke, Pumpspeicher oder Elektrokessel vorgehalten und erbracht werden kann und dass es keine internationale Kooperation in der Vorhaltung bzw. beim Abruf gibt. Tatsächlich beteiligen sich bereits heute Biomasseanlagen oder dezentrale KWK-Anlagen an der Vorhaltung. Die Teilnahme von Windenergieanlagen befindet sich im Probestadium. Sofern weitere Technologien negative Sekundärregelleistung vorhalten können, verringert sich das Problem der Must-run-Erzeugung thermischer Kraftwerke, was den Effekt der Elektrokessel verringern würde. Bei der Vorhaltung von negativer Sekundärregelleistung von Windenergieanlagen im Vergleich zu Elektrokesseln muss jedoch bedacht werden, dass die bloße Vorhaltung allein in den Auswirkungen auf das Gesamtsystem vergleichbar wäre (Vermeidung von Must-run-Erzeugung fossil-thermischer Kraftwerke), sich beim Abruf der Anlagen jedoch Unterschiede ergäben. So würde im Abruffall bei einer Windturbine die mögliche Stromerzeugung verworfen werden, während bei Abruf einer Power-to-Heat-Anlage der Strom noch in Wärme umgewandelt würde und somit noch ein Nutzen verbliebe.

Für die Abbildung der Fernwärmeversorgung wurden Vereinfachungen angenommen. In der Realität kann der Einsatz der Anlagen noch weiteren technischen Restriktionen unterliegen, die Auswirkungen auf die Ergebnisse hätten.

Die im Modell unterstellte perfekte Voraussicht ist in der Realität natürlich nicht gegeben, so dass in der Realität weniger „optimale“ Entscheidungen durch die Marktakteure getroffen werden.

5 Zusammenfassung und Ausblick

5.1 Zusammenfassung

Ziel dieser Untersuchung war die Analyse der Auswirkungen, die der Einsatz von Elektrokesseln in der Fernwärmeversorgung bei Vermarktung am Day-ahead-Markt und am Regelleistungsmarkt auf die Integration von erneuerbaren Energien hat. Hierbei stellte sich insbesondere die Frage, inwiefern sich die CO₂-Emissionen durch die zusätzliche Stromnachfrage verändern und ob der Einsatz wirtschaftlich ist, d. h. ob die Elektrokessel (systemisch betrachtet) zu einer Kosteneinsparung führen können, die größer als ihre Investitionskosten ist.

Zur Beantwortung dieser Frage wurde der stündliche Kraftwerkseinsatz für das Jahr 2025 mithilfe des Strommarktmodells MICOES-Europe mit und ohne Elektrokessel in der Fernwärmeversorgung verglichen. Dabei wurden sowohl die Märkte für den Einsatz der Elektrokessel als auch die Höhe der zu zahlenden Stromnebenkosten variiert.

Im Szenario ohne den Einsatz von Elektrokesseln und ohne Wärmespeicher mussten im Jahr 2025 etwa 2,8 TWh an Strom aus erneuerbaren Energien marktbedingt abgeregelt werden (1,26 % der Windenergie- und Photovoltaikstromerzeugung). Durch die Verfügbarkeit von Wärmespeichern in der Fernwärmeversorgung wäre hier bereits eine Reduktion möglich, da die Wärmespeicher eine stromgeführte Fahrweise der KWK-Anlagen erlauben. Hierbei kann insbesondere mehr KWK-Wärme genutzt und der Einsatz der Heizwerke reduziert werden. Die Investition in Wärmespeicher ist dabei zwar volkswirtschaftlich sinnvoll, aber nicht in allen Fernwärmenetzen ohne staatliche Förderung auch betriebswirtschaftlich rentabel.

Weiterhin zeigte sich, dass der Einsatz von Elektrokesseln am Spotmarkt bei Zahlung von hohen Stromnebenkosten nicht wirtschaftlich ist (weder aus betriebs- noch aus volkswirtschaftlicher Perspektive). Die Situation ändert sich im Szenario ohne Stromnebenkosten. Hier erreichen die Elektrokessel zwischen 1.050 und 2.140 Volllaststunden und reduzieren dabei sowohl den Einsatz der Heizwerke als auch den der KWK-Anlagen. Die Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energien Anlagen kann hier um 600 GWh reduziert werden. Im Vergleich zum Szenario mit Wärmespeichern und ohne Elektrokessel ist sowohl die CO₂-Emissionsreduktion als auch die Kostenreduktion höher. Sowohl aus volks- als auch aus betriebswirtschaftlicher Perspektive ist die Investition in Elektrokessel und Wärmespeicher in diesem Szenario somit sinnvoll.

Stellen Elektrokessel negative Sekundärregelung bereit, kann die Must-run-Erzeugung thermischer Kraftwerke in Stunden mit hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien deutlich gesenkt

werden. Hierdurch ergibt sich ein großer Hebel für die Integration von Strom aus erneuerbaren Energien. Sofern beim Abruf ebenfalls hohe Stromnebenkosten zu zahlen sind, ergibt sich der Vorteil der Elektrokessel nur durch die Vorhaltung, da sie sehr selten abgerufen werden. In diesem Szenario ist die mögliche CO₂-Emissionsreduktion rund dreimal höher als in den Szenarien mit reinem Spotmarkteinsatz, da Braun- und Steinkohlekraftwerke, die sonst negative Sekundärregelleistung vorgehalten hätten, in Zeiten geringer Residuallast abgeschaltet werden können. Sofern keine Stromnebenkosten bei Regelenergieabrufen zu zahlen sind, ist die CO₂-Emissionsreduktion etwas geringer, da die Elektrokessel beim Abruf Braunkohlekraftwerke und Pumpspeicher verdrängen. Elektrokessel erreichen dabei bis zu 1.800 Volllaststunden durch Regelenergieabrufe. Unabhängig von der Höhe der Stromnebenkosten ist in beiden Fällen ein wirtschaftlicher Einsatz der Elektrokessel gegeben (sowohl aus volks- als auch aus betriebswirtschaftlicher Perspektive).

Wenn Elektrokessel an beiden Märkten teilnehmen können, überwiegt insgesamt der Einsatz am Regelleistungsmarkt, wobei im Winter bei länger anhaltenden negativen Residuallasten aber eher der Spotmarkt gewählt wird, um dann eine KWK-Anlage auch ganz abschalten zu können. Die mögliche CO₂-Emissionsreduktion ordnet sich dabei zwischen die mögliche Einsparung bei reinem Spot- oder reinem Regelleistungsmarkteinsatz ein, sofern keine Stromnebenkosten zu zahlen sind. Der Einsatz der Elektrokessel ist auch hier wirtschaftlich.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der Einsatz der Elektrokessel am Regelleistungsmarkt durch die Vermeidung der Must-run-Erzeugung fossil-thermischer Kraftwerke zu den größten CO₂-Emissionsreduktionen führt. Gleichzeitig ist der Einsatz am Regelleistungsmarkt sowohl aus volks- als auch aus betriebswirtschaftlicher Perspektive sinnvoll. Für die einzelnen Fernwärmebetreiber liegt die statische Amortisationszeit der Elektrokessel und Wärmespeicher in der Größenordnung von drei Jahren. Da die Vergangenheit gezeigt hat, dass die Preise am Regelleistungsmarkt jedoch sehr volatil sind, ist eine Investitionsentscheidung alleine basierend auf diesem Markt in der Praxis vermutlich nicht immer realistisch. Aus diesem Grund wäre eine Senkung der Strombezugskosten, die auch einen Einsatz am Spotmarkt ermöglichen, zu erwägen. Es zeigte sich zwar eine geringere CO₂-Emissionsreduktion in den Szenarien ohne Stromnebenkosten, allerdings war sie immer noch deutlich.

5.2 Ausblick auf den weiteren Forschungsbedarf

In seinem Impulspapier „Strom 2030“ benennt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zwölf langfristige Trends für eine „sichere, kostengünstige und klimafreundliche Stromversorgung bis 2050“ (BMWi 2016b). Das Thema Power-to-Heat spielt dabei bei drei Trends eine Rolle. Im ersten Trend „Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne prägt das System“ wird die notwendige Flexibilität bei der Stromerzeugung herausgestellt. Einerseits spielt hier eine Öffnung der Regel-

leistungsmärkte für neue Anbieter eine Rolle, um die Must-run-Erzeugung fossil-thermischer Kraftwerke zu reduzieren und zum zweiten wird die notwendige Flexibilisierung von KWK-Anlagen mithilfe von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen betont. Im Trend 6 „Sektorkopplung“ wird der zunehmende Einsatz von Strom im Wärme- und Verkehrssektor hervorgehoben. Der Trend 7 „Moderne KWK-Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei“ befasst sich mit der Rolle der KWK in den nächsten Jahrzehnten und bescheinigt die wichtige Rolle bis (mindestens) 2030.

Im Detail stellen sich aus diesen Trends viele weitere Forschungsfragen. Aus der Perspektive der Stromversorgung stellt sich die Frage, wie groß die Rolle von Power-to-Heat-Anlagen wann sein sollte, um einen sinnvollen Mix aller Flexibilitätsoptionen zu erreichen. Hierbei ist insbesondere die Wahl der richtigen Anreizstruktur entscheidend, um Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen. Die in Abbildung 5-1 genannten Optionen sollten hierfür genauer analysiert werden, wobei ein interdisziplinärer Ansatz benötigt wird, um technische, ökonomische und rechtliche Rahmenbedingungen gleichermaßen zu berücksichtigen. Im Kontext der Umgestaltung der Regelleistungsmärkte stellt sich die Frage, wie diese im Detail ausgestaltet werden sollten, um eine Balance zwischen technisch notwendigen Restriktionen und ausreichend Flexibilität zu schaffen.



Abbildung 5-1: Weiterentwicklung des Systems von Umlagen, Entgelten und Abgaben für Flexibilität und Sektorkopplung. Quelle: (BMWi 2016b)

Aus der Perspektive der Wärmeversorgung sollte insbesondere dem Transformationspfad hin zu einer Senkung des Primärenergieverbrauchs mehr Aufmerksamkeit geschenkt werden. Hier stellt sich die Frage, welche Rolle die Fernwärmeversorgung mit welchen Technologien wann spielen kann und soll, um langfristig eine klimafreundliche Wärmeversorgung zu erreichen. Hierbei sollte neben dem Einsatz von erneuerbaren Wärmequellen (Solarthermie, Geothermie) oder Abwärme die Rolle von Großwärmepumpen geprüft werden. Ein sinnvoller Mix aus Elektrokesseln (geringere Investitionskosten als Wärmepumpen, dafür aber auch weniger effizient) und Wärmepumpen sollte hier bestimmt werden. Neben dem großtechnischen Einsatz von Strom in der Fernwärmeversorgung sollte auch die Rolle von Power-to-Heat in der dezentralen Wärmeversorgung (private Haushalte wie auch Industrie) mehr Aufmerksamkeit geschenkt werden, um nutzbare Potentiale sinnvoll zu erschließen.

Der Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen als zusätzlicher Verbraucher an Netzengpässen für Redispatch oder Einspeisemanagement, der in dieser Arbeit nicht analysiert wurde, sollte in weiteren Arbeiten untersucht werden. Hierbei sollte die aktuelle Regelung des Energiewirtschaftsgesetzes auf seine Auswirkungen und sinnvolle Weiterentwicklung geprüft werden. Der Standort der Power-to-Heat-Anlagen kann selbst bei Einsatz am Day-ahead-Spotmarkt bereits zu einer Vermeidung von Einspeisemanagement bzw. Redispatch führen, wenn die Anlagen dort stehen, wo Strom sonst nicht in ausreichendem Umfang abtransportiert werden kann. Die in dieser Arbeit gewählten Standorte in der 50Hertz-Regelzone könnten hier beispielsweise schon zu einer Entlastung bestehender Netzengpässe führen. Die genauen Auswirkungen könnte ebenfalls in weiteren Arbeiten genauer untersucht werden.

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH (2015a): Kennzahlen. Archiv Photovoltaik. Prognose und Hochrechnung.

Online verfügbar unter <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Photovoltaik/Archiv-Photovoltaik>, zuletzt geprüft am 01.07.2015.

50Hertz Transmission GmbH (2015b): Kennzahlen. Archiv Windenergie. Prognose und Hochrechnung.

Online verfügbar unter <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Windenergie/Archiv-Windenergie>, zuletzt geprüft am 01.07.2015.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2013): Netzentwicklungsplan Strom. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2014a): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart. Online verfügbar unter

http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Szenariorahmen_NEP2015_Entwurf_140430.pdf, zuletzt geprüft am 07.11.2014.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2015a): Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase. Version 1.0 Stand: 17.12.2015. Online verfügbar unter

<https://www.regelleistung.net/ext/download/pqWindkraft>, zuletzt geprüft am 18.02.2016.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2015b): Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart. Online verfügbar unter

www.netzentwicklungsplan.de/NEP_file_transfer/NEP_2025_1_Entwurf_Teil1.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2015.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (2014b): regelleistung.net - Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Daten zur Regelenergie. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/abrufwert>, zuletzt aktualisiert am 10.01.2014.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (2015c): regelleistung.net - Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Ausschreibungsdetails. Onli-

ne verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>, zuletzt geprüft am 03.03.2015.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (2015d): Ermittlung der Offshore-Haftungsumlage (§ 17f EnWG) in 2016 auf Netzentgelte für Strommengen der Letztverbrauchskategorien A', B' und C' gem. KWKG 2014. Online verfügbar unter http://www.netztransparenz.de/de/file/OHU_Prognose_2016_nach_KWKG_2014.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2016.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (2015e): Ermittlung der Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV in 2016 auf Netzentgelte für Strommengen der Endverbrauchskategorien A', B' und C'. Online verfügbar unter http://www.netztransparenz.de/de/file/19-2-StromNEV_Umlageprognose_20161020.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2016.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (2016a): Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Entwicklung der KWK-Aufschläge für LV-Kategorien A und B. Online verfügbar unter http://www.netztransparenz.de/de/file/Anlage_3_KWKG_Prognose_2017_Entwicklung_KWK-Aufschlaege_2002_bis_2017.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2016.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (2016b): Präqualifizierte Anbieter je Regelleistungsart. Stand 28.10.2016. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/>, zuletzt geprüft am 30.10.2016.

AG Energiebilanzen e. V. (AGEB) (2013): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern. Online verfügbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/>, zuletzt geprüft am 06.11.2013.

AG Energiebilanzen e. V. (AGEB) (2015): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Stand: 27. Februar 2015. Online verfügbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/>, zuletzt geprüft am 26.06.2015.

AG Energiebilanzen e. V. (AGEB) (2016a): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2015. Stand: Juli 2016. Online verfügbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>, zuletzt geprüft am 22.10.2016.

AG Energiebilanzen e. V. (AGEB) (2016b): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Stand: 16.12.2016. Online verfügbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/>, zuletzt geprüft am 07.01.2017.

- Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2015): Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe. Berlin.
Online verfügbar unter http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_brennstoffpreise_2015/AEE_Metaanalyse_Brennstoffpreise_okt15_fixed.pdf, zuletzt geprüft am 11.05.2016.
- AGFW (Hg.) (2013): AGFW - Hauptbericht 2012. Frankfurt am Main, zuletzt geprüft am 14.04.2014.
- AGFW (Hg.) (2014a): Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1. Energetische Bewertung von Fernwärme. - Bestimmung der spezifischen Primärenergiefaktoren für Fernwärmeversorgungssysteme -. Online verfügbar unter https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menue/erzeugung/Energetische_Bewertung/EnEV_und_Fernwaerme/FW_309_1_Arbeitsblatt_und_Geschaeftsordnung_Mai2014.pdf&t=1412330937&hash=3da12d77328a5a9c387ab2db78239362cbe8d93e, zuletzt geprüft am 02.10.2014.
- AGFW (Hg.) (2014b): Überschussstromspeicherung mittels thermischer Applikation. AGFW-Kurzpapier. Frankfurt am Main, zuletzt geprüft am 29.03.2014.
- AGFW (2015): AGFW-Hauptbericht 2014. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menue/zahlen_und_statistiken/Version_1_HB2014_-_WEB.pdf&t=1477201596&hash=57cb5c2359e82e404348cc77e4542207ed481311, zuletzt geprüft am 22.10.2016.
- Agora Energiewende (2014a): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregelten Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Power_to_Heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 25.06.2014.
- Agora Energiewende (2014b): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf, zuletzt geprüft am 02.10.2014.
- Agricola, Annegret-Cl.; Seidl, Hannes; Mischinger, Stefan; Rehtanz, Christian; Greve, Marco; Häger, Ulf et al. (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.dena.de/fileadmin/>

- [user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf](#), zuletzt geprüft am 28.02.2014.
- Alahäivälä, Antti; Ekström, Jussi; Jokisalo, Juha; Lehtonen, Matti (2017): A framework for the assessment of electric heating load flexibility contribution to mitigate severe wind power ramp effects. In: *Electric Power Systems Research* 142, S. 268–278. DOI: 10.1016/j.epsr.2016.09.026.
- Ammon, Martin (2014): Einfluss der CO₂-Zertifikatspreise auf die Stromgestehungskosten im deutschen Energiemix. In: *Z Energiewirtschaft* 38 (1), S. 37–46. DOI: 10.1007/s12398-014-0124-1.
- Amprion GmbH (2015a): Netzkennzahlen. Photovoltaikeinspeisung. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/photovoltaikeinspeisung>, zuletzt geprüft am 01.07.2015.
- Amprion GmbH (2015b): Netzkennzahlen. Windenergieeinspeisung. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung>, zuletzt geprüft am 01.07.2015.
- Austrian Power Grid AG (APG) (2015): Generation. Wind Energy Forecast. Online verfügbar unter <https://www.apg.at/en/market/generation/wind-energy-forecast>, zuletzt geprüft am 03.07.2015.
- Bagemihl, Joachim (2002): Optimierung eines Portfolios mit hydrothermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, zuletzt geprüft am 09.02.2015.
- Bauer, Hartmut (2014): Welchen Beitrag können Virtuelle Kraftwerke zur Regenergieerbringung leisten? IT4Energy-Workshop „Virtuelle Kraftwerke“. Berlin, 03.04.2014, zuletzt geprüft am 20.06.2014.
- Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph; Koch, Matthias; Ritter, David; Harthan, Ralph Oliver; Tröster, Eckehard; Langanke, Stefan (2014): Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem und der Beitrag verschiedener Flexibilitätsoptionen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (11), S. 52–55. Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/2199/2014-745-de.pdf>, zuletzt geprüft am 12.01.2015.
- BDEW (08.04.2013): BDEW-Pressekonferenz auf der Hannover Messe. Zahlen und Fakten. Online verfügbar unter www.vewsaar.de/fileadmin/dokumente/Aktuell/Presse/Anlage1_BDEW_Zahlen_Strom_Gasverbrauch.pdf, zuletzt geprüft am 28.07.2015.
- BDEW (07.04.2014): BDEW-Pressekonferenz im Rahmen der Hannover Messe 2014. Zahlen und Fakten. Online verfügbar unter [www.bdew.de/internet.nsf/id/20140407-pi-hildegard-mueller-43-prozent-aller-kraftwerksneubauten-sind-in-frage-gestellt-de/\\$file/](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140407-pi-hildegard-mueller-43-prozent-aller-kraftwerksneubauten-sind-in-frage-gestellt-de/$file/)

[140407%20Hannover%20Messe%20BDEW%20Zahlen%20und%20Fakten.pdf](#), zuletzt geprüft am 28.07.2015.

BDEW (2015a): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/FEC1048098958F93C1257E430028B3A1/\\$file/EnergieInfo_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20%282015%29_11.05.2015_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/FEC1048098958F93C1257E430028B3A1/$file/EnergieInfo_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20%282015%29_11.05.2015_final.pdf), zuletzt geprüft am 19.05.2015.

BDEW (13.04.2015b): BDEW-Pressekonferenz im Rahmen der Hannover Messe 2015. Zahlen und Fakten. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/76A71AB150313BB7C1257E26002AE5EB/\\$file/150413%20Hannover%20Messe%202015%20BDEW%20Zahlen%20und%20Fakten.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/76A71AB150313BB7C1257E26002AE5EB/$file/150413%20Hannover%20Messe%202015%20BDEW%20Zahlen%20und%20Fakten.pdf), zuletzt geprüft am 28.07.2015.

BDEW (2016): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, Marktintegration der Erneuerbaren Energien, EEG-Auszahlungen und regionale Verteilung der EEG-Anlagen. Stand: 18.02.2016. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/FDFDE1F303A781EBC1257F61005AA43C/\\$file/160218_Foliensatz%20Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG_2016_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/FDFDE1F303A781EBC1257F61005AA43C/$file/160218_Foliensatz%20Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG_2016_final.pdf), zuletzt geprüft am 29.10.2016.

Bertsch, Joachim; Growitsch, Christian; Lorenczik, Stefan; Nagl, Stephan (2012): Flexibility options in European electricity markets in high RES-E scenarios. Study on behalf of the International Energy Agency (IEA). EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Köln, zuletzt geprüft am 24.02.2014.

Boßmann, Tobias (2008): Gekoppelte Modellierung des Strom- und Fernwärmemarktes in Deutschland. Diplomarbeit. TU Berlin, Berlin. Institut für Energietechnik.

Böttger, Diana; Bruckner, Thomas (2014): Kosten- und CO₂-Effekte von Power-to-Heat im Markt für negative Sekundärregelleistung. 13. Symposium Energieinnovation. Graz, 14.02.2014.

Böttger, Diana; Bruckner, Thomas (2015a): Auswirkungen von Power-to-Heat-Anlagen im Markt für negative Sekundärregelleistung auf die Abregelung von erneuerbaren Energien. In: Heiz Wenzl und Frederike Kaiser (Hg.): Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat. Dialogplattform des EFZN Goslar, 5. und 6. Mai 2015. Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat. Goslar. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN). Göttingen: Cuvillier (33), zuletzt geprüft am 10.08.2015.

- Böttger, Diana; Bruckner, Thomas (2015b): Modell des Regelleistungsmarktes – Entwicklung eines Fundamentalmodells. Endbericht für 50Hertz Transmission GmbH. Leipzig, zuletzt geprüft am 13.05.2016.
- Böttger, Diana; Bruckner, Thomas (2015c): Market design improvements in the German balancing power market – A fundamental model analysis. ENERDAY - 10th Conference on Energy Economics and Technology. TU Dresden. Dresden, 17.04.2015.
- Böttger, Diana; Götz, Mario; Bruckner, Thomas (2014): Negative Sekundärregelleistung durch Power-to-Heat-Anlagen: Mögliche Kosten- und CO₂-Effekte. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (4), S. 20–22, zuletzt geprüft am 08.05.2014.
- Böttger, Diana; Götz, Mario; Theofilidi, Myrto; Bruckner, Thomas (2015): Control power provision with power-to-heat plants in systems with high shares of renewable energy sources – An illustrative analysis for Germany based on the use of electric boilers in district heating grids. In: *Energy* 82, S. 157–167. DOI: 10.1016/j.energy.2015.01.022.
- Brodersen, Nils (2008): Modelling Future Wind Power in Power Systems surrounding the North Sea. Evaluating Penetration Rates in a 2020 Scenario. Diplomarbeit. Universität Flensburg, Flensburg, zuletzt geprüft am 26.08.2014.
- Bruckner, Thomas (1996): Dynamische Energie- und Emissionsoptimierung regionaler Energiesysteme. Dissertation. Bayerische Julius-Maximilians-Universität Würzburg, Würzburg.
- Bruckner, Thomas; Berking, Daniel (2009): Kraft-Wärme-Kopplung und Solarthermie, Synergie- und Konkurrenzeffekte beim gemeinsamen betriebsoptimierten Einsatz von Solarkollektoren und Kraft- Wärme-Kopplungsanlagen. Zusammenfassender Bericht für den Auftraggeber.
- Bruhn, Johannes (2000): Aufstellen und Testen eines mathematischen Modells für Photovoltaikanlagen als ergänzendes Modul zu *deeco*. Studienarbeit. TU Berlin, Berlin.
- Bruhn, Johannes (2001): Regenerative Energiequellen und Verfahren der rationellen Energieverwendung: Synergie und Konkurrenz. Diplomarbeit. TU Berlin, Berlin.
- Bucksteeg, Michael; Niesen, Lenja; Weber, Christoph (2015): Auswirkungen situativer Regelleistungsbemessung auf die Vorhaltekosten. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien, 12.02.2015. Online verfügbar unter http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2015/uploads/presentation/Pr_249_Bucksteeg_Michael.pdf, zuletzt geprüft am 04.07.2015.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2014): Drittlandssteinkohlepreise. Stand: 03. September 2014. Eschborn. Online verfügbar unter

http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/energie_steinkohle_statistiken_preise.pdf, zuletzt geprüft am 25.05.2015.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2015): Aufkommen und Export von Erdgas. Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. Eschborn. Online verfügbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egasmon.pdf, zuletzt geprüft am 25.05.2015.

Bundeskartellamt (2011): Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel. Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Abschlussbericht.pdf;jsessionid=11F5C8C9706DF3845A0788FF964EA71D.1_cid362?_blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 10.08.2015.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: August 2014). Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2013.pdf?_blob=publicationFile&v=13, zuletzt geprüft am 11.01.2015.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch_property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt geprüft am 04.07.2015.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016a): Energiedaten: Gesamtausgabe. Stand: Mai 2016. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-grafiken,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 22.10.2016.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016b): Strom 2030. Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/strom-2030,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 08.10.2016.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011a): Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve. AZ: BK6-10-099. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/

[1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099_Beschluss.html?nn=411562](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099_Beschluss.html?nn=411562), zuletzt geprüft am 12.04.2015.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011b): Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung. AZ: BK6-10-097. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.pdf?blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 12.04.2015.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011c): Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelleistung. AZ: BK6-10-098. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-098_Beschluss.html?nn=411562, zuletzt geprüft am 12.04.2015.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2013): Kraftwerkliste. Online verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de>, zuletzt geprüft am 12.04.2013.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2014): Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2025. (Stand: 12.05.2014). Online verfügbar unter http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Begleitdokument_Szenariorahmen_2025.pdf?blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 08.08.2015.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2016): Netzentgelt. Was ist ein Netzentgelt (auch als Netznutzungsentgelt bezeichnet)? Online verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html>, zuletzt geprüft am 29.10.2016.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2017): Netzausbaugebiet. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV_node.html;jsessionid=71AE91A6918FBEE67AF7EB029526747D#doc708188bodyText2, zuletzt geprüft am 07.09.2017.

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (2015): Monitoringbericht 2015. Bonn. Online verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/>

[Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?_blob=publicationFile&v=2](#), zuletzt geprüft am 03.12.2015.

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2016. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?_blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 11.12.2016.

Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Online verfügbar unter http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?_blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 11.01.2015.

Bundesregierung (2016): Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2016). Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetzentwurf-ausschreibungen-erneuerbare-energien-aenderungen-eeg-2016,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2016.

Bundesverband Energiespeicher (BVES) (2016): Bundesverband Energiespeicher fordert: Durch zuschaltbare Lasten Abschalten verhindern. Neues Fachgremium begleitet Verordnungsgebung zu zuschaltbaren Lasten. Berlin. Hegner, Miriam. Online verfügbar unter http://www.bves.de/wp-content/uploads/2016/08/20160826_PM_BVES_Zuschaltbare-Lasten.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2016.

Capros, Pantelis; Mantzos, Leonidas; Tasios, Nikos; De Vita, Alessia; Kouvaritakis, Nikolaos (2010): EU energy trends to 2030. Update 2009, zuletzt geprüft am 24.02.2014.

Carrion, M.; Arroyo, J. M. (2006): A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem. In: *IEEE Trans. Power Syst.* 21 (3), S. 1371–1378. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.876672.

CDU; CSU; SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf>, zuletzt geprüft am 25.02.2014.

CEPS a.s. (2015): Data. Generation. Online verfügbar unter <http://www.ceps.cz/ENG/Data/Vsechna-data/Pages/Vyroba.aspx>, zuletzt geprüft am 06.07.2015.

- Christidis, Andreas; Mollenhauer, Eike; Tsatsaronis, George; Schuchardt, Georg; Holler, Stefan; Böttger, Diana; Bruckner, Thomas (2017): EnEff-Wärme: Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung (in Veröffentlichung).
- Christidis, Andreas; Tsatsaronis, George (2011): Das ökonomische Potential von Wärmespeichern bei Heizkraftwerken im heutigen Strommarkt. In: *VDI-Bericht Nr. 2157*. Online verfügbar unter https://www.energietechnik.tu-berlin.de/fileadmin/fg106/Dateien/Mitarbeiter/Christidis_Tsatsaronis_VDI_Nov2011_homepage.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2015.
- Consentec GmbH (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (Auftraggeber: 50Hertz Transmission GmbH). Aachen. Online verfügbar unter http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2014/08/Consentec_50Hertz_Regelleistungsmarkt_de_201402271.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2015.
- Danish Energy Agency (2015): Monthly Statistics. Electricity Supply. Online verfügbar unter <http://www.ens.dk/en/info/facts-figures/energy-statistics-indicators-energy-efficiency/monthly-statistics>, zuletzt geprüft am 27.07.2015.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerkentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung. Endbericht. Köln. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Erneuerbare/Dokumente/dena-Netzstudie_1.pdf, zuletzt geprüft am 24.06.2015.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. (kurz: NNE-Pumpspeicher). Abschlussbericht. Berlin. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiedienstleistungen/Dokumente/Pumpspeicherstudie.pdf, zuletzt geprüft am 25.07.2015.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Abschlussbericht. Berlin, zuletzt geprüft am 28.11.2014.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin. Online verfügbar unter

- <http://www.dena.de/projekte/energiesysteme/verteilnetzstudie.html>, zuletzt geprüft am 17.03.2015.
- Deutsches Atomforum e.V. (DAfF) (2012): Kernkraftwerke in Deutschland. Betriebsergebnisse 2011. In: *atw International Journal for Nuclear Power*. Online verfügbar unter <http://www.kernenergie.de/kernenergie-wAssets/docs/service/605atw-betriebsergebnisse-kkw2011.pdf>, zuletzt geprüft am 14.02.2015.
- DWD (2016): COSMO-EU Wetterdaten. Aufbereitet durch das Fraunhofer IWES.
- DWD (2017): Wetterlexikon. Reanalyse. Online verfügbar unter <https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv2=102134&lv3=538748>, zuletzt geprüft am 08.01.2017.
- Egerer, Jonas; Hirschhausen, Christian von; Weibezahn, Jens; Kemfert, Claudia (2015): Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung. Berlin. Online verfügbar unter http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.497518.de/15-9-3.pdf, zuletzt geprüft am 03.03.2015.
- Elia SA (2015a): Grid data. Available capacity forecast. Online verfügbar unter <http://www.elia.be/en/grid-data/data-download>, zuletzt geprüft am 04.07.2015.
- Elia SA (2015b): Grid data. Solar-PV power generation data. Online verfügbar unter <http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/Solar-power-generation-data/Graph>, zuletzt geprüft am 20.07.2015.
- Elia SA (2015c): Grid data. Wind-Power generation data. Online verfügbar unter <http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/wind-power>, zuletzt geprüft am 29.06.2015.
- Eller, Dominik (2015): Integration erneuerbare Energien mit Power-to-Heat in Deutschland. Potentiale zur Nutzung von Stromüberschüssen in Fernwärmenetzen. Wiesbaden: Springer Vieweg, zuletzt geprüft am 28.10.2016.
- Ellersdorfer, Ingo; Hundt, Matthias; Sun, Ninghong; Voß, Alfred (2008): Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes. Stuttgart, zuletzt geprüft am 15.08.2014.
- ENERCON GmbH (2009): ENERCON Windenergieanlagen Produktübersicht. Stand 03/09. Online verfügbar unter http://www.windland.ch/doku_wind/ENE_Produktuebersicht_de_0309.pdf, zuletzt geprüft am 18.08.2011.
- Energieagentur NRW (2016): Stadtwerke investieren 2,7 Millionen Euro in umwelt-freundliche Fernwärmeversorgung. Online verfügbar unter <http://www.kwk-fuer-nrw.de/stadtwerke->

- [investieren-27-millionen-euro-in-umwelt-freundliche-fernwaermeversorgung-28697.asp](#), zuletzt geprüft am 23.10.2016.
- Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) (2009): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf, zuletzt geprüft am 28.11.2014.
- Energinet.dk (2012): Technology data for energy plants. Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion. Online verfügbar unter https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_energy_plants.pdf, zuletzt geprüft am 06.11.2016.
- Energinet.dk (2015a): Download of market data. DE European Power Exchange. Online verfügbar unter <http://energinet.dk/EN/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>, zuletzt aktualisiert am 08.01.2015.
- Energinet.dk (2015b): Download of market data. Production and consumption, MWh/h. Online verfügbar unter <http://energinet.dk/EN/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>, zuletzt aktualisiert am 03.07.2015.
- Energinet.dk (2016): Download of market data. DE European Power Exchange. Online verfügbar unter <http://energinet.dk/EN/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>, zuletzt aktualisiert am 30.10.2016.
- Energinet.dk (2017): Download of market data. DE European Power Exchange. Online verfügbar unter <http://energinet.dk/EN/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>, zuletzt aktualisiert am 08.01.2017.
- Energy Brainpool (2011): Europäisches Kraftwerksverzeichnis Q3-2011, zuletzt geprüft am 12.09.2011.
- ENTSO-E (2011): NTC Matrix. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/ntc-matrix/>, zuletzt geprüft am 28.06.2011.
- ENTSO-E (2015a): Country Data Packages. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/country-packages/Pages/default.aspx>, zuletzt geprüft am 27.06.2015.
- ENTSO-E (2015b): Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015. Brüssel. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf, zuletzt geprüft am 30.10.2015.
- ENTSO-E (2016): TYNDP 2016 Market Modeling Data. Online verfügbar unter <http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads>, zuletzt geprüft am 20.08.2016.

- EPEX SPOT SE (2015): EPEX SPOT und ECC verkürzen Intraday-Vorlaufzeit auf allen Märkten. Handel bis 30 Minuten vor Lieferung – Vorlaufzeit in Österreich um 45 Minuten verkürzt. Paris, Leipzig, Bern, Wien. Online verfügbar unter http://static.epexspot.com/document/32479/2015-06-16_EPEX%20SPOT_Lead%20time%20reduction_E-D-F.pdf, zuletzt geprüft am 30.10.2016.
- EPEX SPOT SE (2016): Marktdaten: Day-ahead-Auktion Preiskurve. DE/AT (Phelix). Online verfügbar unter <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion/preiskurve/auction-aggregated-curve/2016-10-30/DE/17/5>, zuletzt geprüft am 30.10.2016.
- Erdmann, Georg; Dittmar, Lars (2010): Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Berlin. Online verfügbar unter https://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/Sonstiges/2010_KWK_Studie_Langversion_FGEnsys_TUBerlin.pdf, zuletzt geprüft am 09.01.2017.
- Ess, Florian; Haefke, Lea; Hobohm, Jens; Peter, Frank; Wunsch, Marco (2012): Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende. Berlin, zuletzt geprüft am 24.02.2014.
- ETG Task Force Wärmemarkt (2015): Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050. Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <https://www.vde.com/de/InfoCenter/Seiten/Details.aspx?eslShopItemID=35de181d-8487-4b5b-aaa9-7a979c8656e5>, zuletzt geprüft am 26.06.2015.
- EURELECTRIC WG Hydro (2011): Hydro in Europe: Powering Renewables. Online verfügbar unter www.eurelectric.org/media/26690/hydro_report_final-2011-160-0011-01-e.pdf, zuletzt geprüft am 31.07.2015.
- EurObserv-ER (2012): The state of renewable energies in Europe Edition 2012. 12th EurObserv'ER Report. Online verfügbar unter <http://www.eurobserv-er.org/category/all-annual-overview-barometers/>, zuletzt geprüft am 26.06.2015.
- EurObserv-ER (2013): The state of renewable energies in Europe Edition 2013. 13th EurObserv'ER Report. Online verfügbar unter <http://www.eurobserv-er.org/category/all-annual-overview-barometers/>, zuletzt geprüft am 26.06.2015.
- EurObserv-ER (2014): The state of renewable energies in Europe Edition 2014. 14th EurObserv'ER Report. Online verfügbar unter <http://www.eurobserv-er.org/category/all-annual-overview-barometers/>, zuletzt geprüft am 26.06.2015.

- EurObserv-ER (2015): Photovoltaik Barometer. Online verfügbar unter <http://www.eurobserv-er.org/photovoltaik-barometer-2015/>, zuletzt geprüft am 26.06.2015.
- European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) (2015): ERA Interim Fields. Daily. Online verfügbar unter http://apps.ecmwf.int/datasets/data/interim_full_daily/, zuletzt geprüft am 28.02.2015.
- European Energy Exchange (EEX) (2015): EEX-Transparenzplattform. Transparency in Energy Markets. Online verfügbar unter www.eex-transparency.com, zuletzt geprüft am 12.01.2015.
- Eurostat (2015): Versorgung, Umwandlung, Verbrauch - Elektrizität - jährliche Daten. [nrg_105a]. Online verfügbar unter <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do>, zuletzt aktualisiert am 27.04.2015, zuletzt geprüft am 27.07.2015.
- FGH; Consentec; IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Mannheim, Aachen. Online verfügbar unter http://www.50hertz.com/de/file/4TSO_Mindesterzeugung_final.pdf, zuletzt geprüft am 12.05.2014.
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2015): Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende? Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Stromverbrauch_in_der_Energiewende/086_IWES_Szenarienvergl_dt_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2015.
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Fraunhofer-Institut für Bauphysik (IBP); Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu); Stiftung Umweltenergierecht (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr - Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden. Online verfügbar unter http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 09.10.2015.
- Fürsch, Michaela; Malischek, Raimund; Lindenberger, Dietmar (2012): Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist. Online verfügbar unter

- http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_12_14_Merit-Order-Effekt-der-Erneuerbaren.pdf, zuletzt geprüft am 30.10.2016.
- Gäbler, Wolfgang; Lechner, Stefan (2013): POWER to HEAT: Projekt Wärmespeicher Forst - Lausitz. 15. Brandenburger Energietag. Cottbus, 13.09.2013. Online verfügbar unter http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user_upload/energietag_2013/Forum_1/3_Gaebler.pdf, zuletzt geprüft am 07.06.2015.
- Gerhardt, Norman; Böttger, Diana; Trost, Tobias; Scholz, Angela; Pape, Carsten; Gerlach, Ann-Katrin et al. (2017): Analyse eines europäischen -95%-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre. Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Kassel. Online verfügbar unter http://projekt-envelmo.iwes.fraunhofer.de/includes/reports/Auswertung_7Wetterjahre_95Prozent_FraunhoferIWES.pdf, zuletzt geprüft am 04.03.2017.
- Götz, Mario (2010): Auswirkungen der geplanten Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke auf die Wettbewerbsfähigkeit der Kraft-Wärme-Kopplung. Diplomarbeit. Universität Leipzig, Leipzig. Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, zuletzt geprüft am 26.09.2014.
- Götz, Mario; Böttger, Diana; Kondziella, Hendrik; Bruckner, Thomas (2013a): Economic Potential of the Power-to-Heat Technology in the 50Hertz Control Area. Enerday 8th Conference on Energy Economics and Technology. TU Dresden. Dresden, 2013. Online verfügbar unter http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/dateien/ordner_enerday/ordner_enerday2013/ordner_vortrag/Gtz%20et.al._Pape_r_Power%20To%20Heat_Enerday_130415.pdf, zuletzt geprüft am 10.04.2014.
- Götz, Mario; Kondziella, Hendrik; Böttger, Diana; Bruckner, Thomas (2013b): Potentialanalyse zu Power-to-Heat aus Sicht von 50Hertz. Endbericht für 50Hertz Transmission GmbH. Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig, zuletzt geprüft am 02.10.2014.
- Götz, Philipp; Heddrich, Marie-Louise; Henkel, Johannes; Kurth, Tobias; Lenck, Thorsten (2014): Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie e.V. Berlin. Online verfügbar unter http://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/2014-12-11_BWE_Sechsstunden-Regelung_EnergyBrainpool.pdf, zuletzt geprüft am 24.01.2015.

- Groscurth, Helmuth-M.; Bode, Sven (2013): "Power-to-heat" oder "Power-to-gas"? Discussion Paper Nr. 9. arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik. Hamburg, zuletzt geprüft am 29.03.2014.
- Grünwald, Reinhard; Ragwitz, Mario; Sensfuß, Frank; Winkler, Jenny (2012): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Endbericht zum Monitoring. Arbeitsbericht Nr. 147. Online verfügbar unter <https://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab147.pdf>, zuletzt geprüft am 16.10.2016.
- Harthan, Ralph Oliver (2015): Integration of Renewable Energies into the German Power System and Their Influence on Investments in New Power Plants. Integrated Consideration of Effects on Power Plant Investment and Operation. Dissertation. Universität Leipzig, Leipzig. Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement. Online verfügbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:15-qucosa-160117>, zuletzt geprüft am 21.05.2016.
- Hasche, Bernhard; Haiges, Maik; Schulz, Stephan (2016): Die Integration von Batteriespeichern am Regelleistungsmarkt - eine modellgestützte Bewertung. 50Hertz Schlussbericht. Verbundvorhaben SDL-Batt: Systemdienstleistungen und Energiespeicherung mittels Großbatterien zur Stabilisierung von Netzen mit hohen EE-Anteilen - Konzeption und Demonstration; Teilvorhaben: Netz- und Marktintegration des innovativen 10 MW Batteriesystems. Online verfügbar unter https://www.tib.eu/de/suchen/download/?tx_tibsearch_search%5Bdocid%5D=TIBKAT%3A872471306&tx_tibsearch_search%5Bsearchspace%5D=tn&cHash=bb0f944857e3c0b8cbd98849766d7236#download-mark, zuletzt geprüft am 27.02.2017.
- Hecking, Harald (2014): CO₂ abatement policies in the power sector under an oligopolistic gas market (EWI Working Paper, 14/14), zuletzt geprüft am 26.07.2015.
- Hinterberger, Robert; Hinrichsen, Johannes (2015): Errichtung und Betrieb von Power-To-Heat Anlagen in städtischen Ballungsgebieten der D-A-CH Region - Demonstrationsanlage der BTB in Berlin Adlershof. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien, 12.02.2015. Online verfügbar unter http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2015/uploads/fullpaper/P_18_Hinterberger_Robert_30-Jan-2015_18:25.pdf, zuletzt geprüft am 04.07.2015.
- Hirth, Lion (2016): Balancing power 2015. Insights to the German market for balancing power. Berlin. Online verfügbar unter <http://neon-energie.de/balancing-power-2015.pdf>, zuletzt geprüft am 30.10.2016.

- Hundt, Matthias; Barth, Rüdiger; Sun, Ninghong; Wissel, Steffen; Voß, Alfred (2009): Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Technische und ökonomische Aspekte. Stuttgart, zuletzt geprüft am 09.02.2015.
- Huther, Heiko (2016): Wärmenetze mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Konzepte in Deutschland und Europa. Fachgespräch Wärmenetze 4.0. Berlin, 25.11.2016, zuletzt geprüft am 08.01.2017.
- IFEU (2011): UMBReLA Umweltbilanzen Elektromobilität. Ergebnisbericht gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Rahmen des FuE-Programms „Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität“ Förderkennzeichen 16EM0040. Heidelberg. Online verfügbar unter [https://www.ifeu.de/Umbrela/images/ergebnisbericht/ifeu_\(2011\)_-UMBReLA_ergebnisbericht.pdf](https://www.ifeu.de/Umbrela/images/ergebnisbericht/ifeu_(2011)_-UMBReLA_ergebnisbericht.pdf), zuletzt geprüft am 05.11.2016.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2013): Summary for Policymakers. In: Thomas F. Stocker, Dahe Qin, Gnan-Kasper Plattner, Melinda M.B. Tignor, Simon K. Allen, Judith Boschung et al. (Hg.): Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press. Online verfügbar unter http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WGIAR5_SPM_brochure_en.pdf, zuletzt geprüft am 11.01.2015.
- International Energy Agency (IEA) (2015): World Energy Outlook 2015. Paris, zuletzt geprüft am 19.11.2015.
- Kaufmann, Urs (2011): Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgabe 2010. Online verfügbar unter http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/index.html?lang=de&dossier_id=00772, zuletzt geprüft am 28.07.2015.
- Kaufmann, Urs (2012): Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgabe 2011. Online verfügbar unter http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/index.html?lang=de&dossier_id=00772, zuletzt geprüft am 26.02.2014.
- Kaufmann, Urs (2013): Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgabe 2012. Online verfügbar unter http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00500/index.html?lang=de&dossier_id=00772, zuletzt geprüft am 19.07.2015.
- Kaufmann, Urs (2014): Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgabe 2013. Online verfügbar unter http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00500/index.html?lang=de&dossier_id=00772, zuletzt geprüft am 19.07.2015.

- Kirsch, Ralf (2011): Einfluss der Regenerativen Energien auf die Netzstabilität und den Betrieb von konventionellen Kraftwerken. 11. Zittauer Umweltsymposium. Zittau, 13.04.2011. Online verfügbar unter http://www.idu.de/iduimgs/zius11/PDF/Vattenfall_Kirsch.pdf, zuletzt geprüft am 25.02.2015.
- Knorr, Kaspar; Zimmermann, Britta; Speckmann, Markus; Wunderlich, Manuela; Kirchner, Dirk; Steinke, Florian et al. (2014): Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht. Online verfügbar unter http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/Kombikraftwerk_2/Abschlussbericht/Abschlussbericht_Kombikraftwerk2_aug14.pdf, zuletzt geprüft am 26.08.2014.
- Konstantin, Panos (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 2. bearbeitete und aktualisierte Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer, zuletzt geprüft am 28.02.2014.
- Konstantin, Panos (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3., aktualisierte Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, zuletzt geprüft am 07.03.2014.
- Kraft, Armin (2014): Kraftwerke - Rückgrat der Energieversorgung. Innovative Konzepte für Strom- und Wärmeversorgung. 11. Kraftwerkstagung, 05.11.2014. Online verfügbar unter http://enerko.de/wp-content/uploads/2015/06/141105-Kraftwerkstagung_Vortrag-Kraft_2014.pdf, zuletzt geprüft am 23.10.2016.
- Kraft, Armin (2016): KWK, PtH und Wärmespeicher. Strommarkttreffen. Berlin, 11.04.2016. Online verfügbar unter <http://www.strommarkttreffen.org/2016-04-15-Kraft-KWK-W%C3%A4rmespeicher.pdf>, zuletzt geprüft am 28.10.2016.
- Kraus, Helmut (2004): Die Atmosphäre der Erde. Eine Einführung in die Meteorologie. 3., erw. u. aktualisierte Aufl. Berlin Heidelberg: Springer.
- Krzikalla, Norbert; Achner, Siggj; Brühl, Stefan (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien. BET. Aachen. Online verfügbar unter http://www.bee-ev.de/downloads/publikationen/studien/2013/130327_BET_Studie_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf, zuletzt geprüft am 29.03.2014.
- Kühne, Jens (2016): Power-to-(District)Heat – Kraft-Wärme-Kopplung anders betrachtet. Berliner Energietage 2016. Agora Energiewende. Berlin, 13.04.2016. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Sektorkopplung/04_Kuehne_Praesentation_BET_13042016.pdf, zuletzt geprüft am 18.04.2016.

- Kuring, Matthias (08.04.2015): Präqualifizierte technische Einheiten für Regelenergie in der 50Hertz Regelzone. Berlin.
- Lehr, Nelly (2014): Das Potenzial der Power-to-Heat Technologie in deutschen Fernwärmenetzen. Masterarbeit. Universität Leipzig, Leipzig. Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, zuletzt geprüft am 24.03.2014.
- Lingauer, Andreas Josef (2012): Energiewirtschaftliches Potenzial der Einbindung einer elektrischen Heizvorrichtung in ein Fernwärmesystem. Diplomarbeit. TU München, München, zuletzt geprüft am 05.11.2016.
- Liu, Da; Zhang, Guowei; Huang, Baohua; Liu, Weiwei (2016): Optimum Electric Boiler Capacity Configuration in a Regional Power Grid for a Wind Power Accommodation Scenario. In: *Energies* 9 (3). Online verfügbar unter doi:10.3390/en9030144, zuletzt geprüft am 01.03.2016.
- Lund, Peter D.; Lindgren, Juuso; Mikkola, Jani; Salpakari, Jyri (2015): Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45, S. 785–807. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.057.
- Mathiesen, B. V.; Lund, H. (2009): Comparative analyses of seven technologies to facilitate the integration of fluctuating renewable energy sources. In: *IET Renew. Power Gener.* 3 (2), S. 190. DOI: 10.1049/iet-rpg:20080049.
- Meyer, Jens-Peter (2016): Enerstorage kritisiert geplante Power-to-Heat-Förderung. Online verfügbar unter <http://www.sonnewindwaerme.de/panorama/enerstorage-kritisiert-geplante-power-to-heat-foerderung>, zuletzt aktualisiert am 22.07.2016, zuletzt geprüft am 08.10.2016.
- Mirbach, Tobias (2009): Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt. Dissertation, zuletzt geprüft am 11.06.2015.
- Mollenhauer, Eike; Christidis, Andreas; Tsatsaronis, George (2016): Evaluation of an energy- and exergy-based generic modeling approach of combined heat and power plants. In: *Int J Energy Environ Eng* 7 (2), S. 167–176. DOI: 10.1007/s40095-016-0204-6.
- Netztransparenz.de (2014): Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 AbLaV. Umlage § 18 AbLaV 2015. Online verfügbar unter http://www.netztransparenz.de/de/Umlage_18_AbLaV-2015.htm, zuletzt geprüft am 29.10.2016.
- Netztransparenz.de (2016): EEG-Umlage 2017. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm>, zuletzt geprüft am 29.10.2016.

Netztransparenz.de (2017a): Solarenergie Hochrechnung. Online verfügbar unter

<https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Solarenergie-Hochrechnung>, zuletzt geprüft am 19.02.2017.

Netztransparenz.de (2017b): Windenergie Hochrechnung. Online verfügbar unter

<https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Windenergie-Hochrechnung>, zuletzt geprüft am 08.01.2017.

Niedermeier, Robert; Bruckner, Thomas; Pels Leusden, Christoph (2017): Die Vermessung der Auction-Curves - ein Ansatz zur Analyse der Stunden-Spotpreise der EPEX. IEWT 2017. TU Wien. Wien, 15.02.2017. Online verfügbar unter

http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2017/html//files/fullpapers/48_Niedermeier_fullpaper_2017-01-30_15-00.pdf, zuletzt geprüft am 02.03.2017.

Nitsch, Joachim; Pregger, Thomas; Naegler, Tobias; Heide, Dominik; Tena, Diego Luca de; Trieb, Franz et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow, zuletzt geprüft am 06.02.2014.

Ocker, Fabian; Braun, Sebastian; Will, Christian (2016): Design of European balancing power markets. 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2016. DOI: 10.1109/EEM.2016.7521193.

OhmEx: Elektro-Strömungserhitzer. Online verfügbar unter

http://www.ohmex.de/datenblatt/elektro-stroemungserhitzer-str_eng.pdf, zuletzt geprüft am 07.11.2016.

Orbeck, Mathias (2015): Stadtwerke Leipzig senken Preise für Fernwärme. In: *Leipziger Volkszeitung*,

16.10.2015. Online verfügbar unter <http://www.lvz.de/Leipzig/Lokales/Stadtwerke-Leipzig-senken-Preise-fuer-Fernwaerme>, zuletzt geprüft am 23.05.2016.

Paar, Angelika; Herbert, Florian; Pehnt, Martin; Ochse, Susanne; Richter, Stephan; Maier, Stefanie et al. (2013): Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien. Endbericht. Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH (Forschung und Entwicklung / AGFW, 24). Online verfügbar unter http://www.eneff-stadt.info/fileadmin/media/Publikationen/Dokumente/Endbericht_Transformationsstrategien_FW_IFEU_GEF_AGFW.pdf, zuletzt geprüft am 05.11.2016.

- Parat (2016): Hochspannung Elektrodenkessel für Dampf- und Heißwasser. Online verfügbar unter <http://parat.no/de/produkte/parat-ieh-hochspannung-elektrodenkessel/?gclid=Cluw8Ku78M8CFQkSGwodtWslAg>, zuletzt geprüft am 23.10.2016.
- Persson, Urban; Möller, Bernd; Werner, Sven (2014): Heat Roadmap Europe. Identifying strategic heat synergy regions. In: *Energy Policy* 74, S. 663–681. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.07.015.
- Pieper, Christoph; Sykora, Nancy; Beckmann, Michael; Böhning, Dorith; Hack, Nina; Bachmann, Tobias (2015): Die wirtschaftliche Nutzung von Power-to-Heat-Anlagen im Regelenergiemarkt. In: *Chemie Ingenieur Technik* 87 (4), S. 390–402. DOI: 10.1002/cite.201400118.
- Plattform Erneuerbare Energien - AG 3 Interaktion (2012): Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerrundkreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder. Online verfügbar unter http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Bilder_Unterseiten/Themen/Klima_Energie/Erneuerbare_Energien/Plattform_Erneuerbare_Energien/121015_Bericht_AG_3-bf.pdf, zuletzt geprüft am 02.04.2014.
- Réseau de transport d'électricité (RTE) (2015a): Operational data. Forecast and effective availability archives. Online verfügbar unter http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/PMD_hebdo.jsp, zuletzt geprüft am 04.07.2015.
- Réseau de transport d'électricité (RTE) (2015b): Operational data. Wind power generation forecast. Online verfügbar unter http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/prevision_production.jsp?t=eolien, zuletzt geprüft am 15.02.2015.
- Riegebauer, Philipp; Oesterwind, Dieter (2014): Power to heat for district heat supply in energy markets with high shares of Renewables. 4th IAEE Asian Conference. International Association for Energy Economics. Peking, 19.09.2014, zuletzt geprüft am 08.11.2016.
- Riegebauer, Philipp; Oesterwind, Dieter; Volkmann, Lukas (2014): Linking heat and electricity market for renewable energy integration. 37th IAEE International Conference - Energy and the Economy. International Association for Energy Economics. New York, 14.06.2014, zuletzt geprüft am 08.11.2016.
- Roon, Serafin von; Huck, Malte (2010): Merit Order des Kraftwerksparks. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf, zuletzt geprüft am 30.10.2016.
- Saatmann, Stefan; Esterriedt, Peter (2016): Energiewende und Stromnetze - Bedeutung dezentraler Systeme im Berliner Verteilungsnetz. Strommarkttreffen. Berlin, 08.01.2016. Online verfügbar unter <http://www.strommarkttreffen.org/2016-1-Saatmann-Energiewende-und->

- [Stromnetze-Bedeutung-dezentraler-Systeme-im-Berliner-Verteilungsnetz.pdf](#), zuletzt geprüft am 26.01.2016.
- Salpakari, Jyri; Mikkola, Jani; Lund, Peter D. (2016): Improved flexibility with large-scale variable renewable power in cities through optimal demand side management and power-to-heat conversion. In: *Energy Conversion and Management* 126, S. 649–661. DOI: 10.1016/j.enconman.2016.08.041.
- Sandau, Fabian (2013): Entwicklung einer Simulationsumgebung zur dynamischen Berechnung des Regelleistungsbedarfs und deren Anwendung auf ein Szenario mit einer 100% erneuerbaren Stromversorgung. Diplomarbeit. TU Berlin, Berlin.
- Schäfer-Stradowsky, Simon; Gerhardt, Norman; Holzhammer, Uwe; Richts, Christoph; Stelzer, Manuel; Klobasa, Marian et al. (2015): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Stand 02/2015. Monitoring. Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/direktvermarktung-quartalsbericht-12.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 28.10.2015.
- Schill, Wolf-Peter (2013): Integration von Wind- und Solarenergie: Flexibles Stromsystem verringert Überschüsse. Berlin (DIW Wochenbericht, 34). Online verfügbar unter http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.426135.de/13-34-1.pdf, zuletzt geprüft am 12.05.2014.
- Schill, Wolf-Peter (2014): Flexibilitätsbedarf im Stromsektor, Anwendung und Klassifikation von Speichern. Abschlussworkshop des Forschungsprojektes StoRES. Berlin, 11.12.2014. Online verfügbar unter http://www.diw.de/documents/vortragsdokumente/220/diw_01.c.493077.de/v_2014_schill_einf_stores1.pdf, zuletzt geprüft am 16.10.2016.
- Schlandt, Jakob (2015): Gemeinsamer Strommarkt Deutschland-Österreich steht auf der Kippe. Online verfügbar unter http://bizzenergytoday.com/gemeinsamer_strommarkt_deutschland_%C3%B6sterreich_steht_auf_der_kippe, zuletzt geprüft am 04.07.2015.
- Schlesinger, Michael; Hofer, Peter; Kemmler, Andreas; Kirchner, Almut; Strassburg, Samuel; Lindenberg, Dietmar et al. (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Prognos AG, EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbh (GWS). Basel, Köln, Osnabrück, zuletzt geprüft am 24.02.2014.

- Schley, Alexander (2016): Merit Order of renewable energies in the Market Premium Model in Germany-The case of wind power and biomass. Master thesis. Universität Leipzig, Leipzig, zuletzt geprüft am 11.12.2016.
- Scholz, Daniel (2015a): Modellgestützte Analyse von Power-to-Heat im Fernwärmesektor. Doktorandenseminar (CO-LE-DD). Leipzig, 15.01.2015.
- Scholz, Daniel (2015b): Modellgestützte Analyse von Power-to-Heat im Fernwärmesektor. Workshop "Power-to-Heat". BTU Cottbus. Cottbus, 03.02.2015.
- Scholz, Daniel; Müsgens, Felix (2015): Increasing Flexibility of Combined Heat and Power Plants with Power-to-Heat. In: *IEEE Conference Proceedings EEM 2015*. DOI: 10.1109/EEM.2015.7216771.
- Schröder, Andreas; Kunz, Friedrich; Meiss, Jan; Mendelewitsch, Roman; Hirschhausen, Christian von (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Data documentation. Berlin. Online verfügbar unter http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf, zuletzt geprüft am 24.03.2014.
- Silbernagl, Matthias; Huber, Matthias; Brandenburg, René (2014): Improving Accuracy and Efficiency of Start-up Cost Formulations in MIP Unit Commitment by Modeling Power Plant Temperatures. Online verfügbar unter <http://arxiv.org/abs/1408.2644>, zuletzt geprüft am 15.08.2014.
- Statista (2016): Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland in den Jahren 1995 bis 2015. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/162218/umfrage/beheizungsstruktur-des-wohnbestandes-in-deutschland-seit-1975/>, zuletzt geprüft am 22.10.2016.
- Statistics Norway (2015): Generation, imports, exports and consumption of electricity. GWh. Online verfügbar unter <http://www.ssb.no/222049/generation-imports-exports-and-consumption-of-electricity.gwh>, zuletzt geprüft am 20.07.2015.
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2015): Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) Preise für leichtes Heizöl, schweres Heizöl, Motorenbenzin und Dieselkraftstoff - Lange Reihen ab 1976 bis April 2015. Wiesbaden. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Erzeugerpreise/ErzeugerpreisePreisreiheHeizoelPDF_5612402.pdf;jsessionid=439896E78EB74A202DDB0FDE9ECAACFF.cae2?_blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 25.05.2015.
- Sternberg, André; Bardow, André (2015a): Power-to-What? - Environmental assessment of energy storage systems. In: *Energy Environ. Sci.* 8 (2), S. 389–400. DOI: 10.1039/C4EE03051F.

- Sternberg, André; Bardow, André (2015b): Power-to-What? – Environmental assessment of energy storage systems. Electronic Supplementary Information. In: *Energy Environ. Sci.* 8 (2). DOI: 10.1039/c4ee03051f.
- Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014): *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Swider, Derk Jan; Ellersdorfer, Ingo; Hundt, Matthias; Voß, Alfred (2007): *Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität*. Stuttgart. Online verfügbar unter http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/VRE_Gutachten_Endfassung.pdf, zuletzt geprüft am 09.02.2015.
- TenneT TSO GmbH (2015a): *Netzkennzahlen. Tatsächliche und prognostizierte Solarenergieeinspeisung*. Online verfügbar unter http://www.tennetso.de/site/de/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-solarenergieeinspeisung_land?lang=de_DE, zuletzt geprüft am 01.07.2015.
- TenneT TSO GmbH (2015b): *Netzkennzahlen. Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung*. Online verfügbar unter <http://www.tennetso.de/site/de/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung>, zuletzt geprüft am 01.07.2015.
- The Wind Power (2011): *Datenbank für Windkraftanlagen und Windparks*. Online verfügbar unter http://www.thewindpower.net/index_de.php, zuletzt geprüft am 13.09.2011.
- Theofilidi, Myrto (2008): *Development of a mixed-integer optimization model for unit commitment and its application to the German electricity market*. Master thesis. Technische Universität Berlin, Berlin. Institut für Energietechnik.
- TransnetBW GmbH (2015a): *Kennzahlen. Fotovoltaikeinspeisung Prognose + Hochrechnung*. Online verfügbar unter <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/erneuerbare-energien/fotovoltaik>, zuletzt geprüft am 01.07.2015.
- TransnetBW GmbH (2015b): *Kennzahlen. Windeinspeisung Prognose + Hochrechnung*. Online verfügbar unter <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windenergie?activeTab=csv&app=wind>, zuletzt geprüft am 01.07.2015.
- Trianel (o.J.): *Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland*. Online verfügbar unter <http://www.trianel-rur.de/de/wasserkraftwerk/pumpspeicherkraftwerke-in-deutschland.html>, zuletzt geprüft am 12.05.2014.

- U.S. Energy Information Administration (eia) (2015): International Energy Statistics. Electricity. Hydroelectric Pumped Storage Electricity Installed Capacity (Million Kilowatts). Online verfügbar unter <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=82&aid=7&cid=regions&syid=2004&eyid=2012&unit=MK>, zuletzt geprüft am 31.07.2015.
- Umweltbundesamt (UBA) (2006): Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte. Veröffentlichungsdatum: Dezember 2005, aktualisiert im November 2006. Online verfügbar unter http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/Archiv/Berichterstattung_2005-2007/EB2007_Stoffliste.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 10.02.2015.
- Umweltbundesamt (UBA) (2013): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 11.12.2016.
- Umweltbundesamt (UBA) (2014): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_23_2014_komplett.pdf, zuletzt geprüft am 26.07.2015.
- Umweltbundesamt (UBA) (2016): Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“. Kraftwerke in Deutschland (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung). Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland>, zuletzt geprüft am 28.08.2016.
- UNFCCC (2015): Paris Agreement English. Online verfügbar unter http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2016.
- Vattenfall (2015a): Energie für Berlin. Industriepartnerschaft Berlin - Vattenfall. Berlin. Online verfügbar unter www.berlin.de/sen/finanzen/vermoegen/nachrichten/partnerschaftskonzept-vattenfall.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2016.
- Vattenfall (2015b): Investition in die Berliner Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.vattenfall.de/de/berliner-energiewende/investition-in-die-berliner-waermewende.htm>, zuletzt aktualisiert am 29.10.2016.
- Verband der Netzbetreiber (VDN) (2007): Transmission Code 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1, August 2007. Berlin, zuletzt geprüft am 04.06.2015.

- von Bredow Valentin Herz (2016): Das EEG 2017. vBHV-Sondernewsletter. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.vonbredow-valentin.de/wp-content/uploads/2013/10/vBHV-Sondernewsletter-EEG-2017.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2016.
- Weinreich, Daniel (2015): Power to Heat – Potentiale der Anwendung und Wirtschaftlichkeit von E-Heizern und Wärmepumpen für die Fernwärmebereitstellung im Kontext der Energiewende. Bachelorarbeit. TU Berlin, Berlin, zuletzt geprüft am 28.10.2016.
- Wiedemann, Thorsten (2015): Power to Heat. Typen und Projekte. Dialogplattform Power-to-Heat. Goslar, 06.05.2015, zuletzt geprüft am 23.10.2016.
- Wiedemann, Thorsten; Sachse, Frank (2016): "Power to Heat": Eingesetzte Technologie und ihre Vielseitigkeit. Dialogplattform Power to Heat. Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN). Goslar, 15.06.2016. Online verfügbar unter https://www.efzn.de/fileadmin/Veranstaltungen/Power_to_Heat/P2H_2016_Votr%C3%A4ge/12_SACHSE_WIEDEMANN_Dialogplattform_P2H_Kl%C3%B6pper-Therm_15-06-2016.pdf, zuletzt geprüft am 26.10.2016.
- Wikipedia (2016): Power-to-Heat. Online verfügbar unter <http://de.wikipedia.org/wiki/Power-to-Heat>, zuletzt geprüft am 23.10.2016.
- Wohlgemuth, Ditmar (2014): Zu viel Strom? Technische Werke Delitzsch machen daraus Fernwärme. Versorger nimmt Modellanlage in Betrieb / Preise für Verbraucher werden aber nicht günstiger. In: *Leipziger Volkszeitung* 2014, 04.12.2014, S. D29. Online verfügbar unter http://www.ps.landaumedia.de/516696431b8841048431af9f/547febabc5e5b41150cd376b/3/article_25/Leipziger_Volkszeitung_Delitzsch_Eilenburger_Kreiszeitung_Zu_viel_Strom_Technische_Werke_Delitzsch_25.pdf, zuletzt geprüft am 08.12.2014.
- Wünsch, Marco; Offermann, Ruth; Seefeldt, Friedrich; Weinert, Karsten; Ziegenhagen, Inka; Echternacht, David et al. (2014): Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor. Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW). Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Energieeffizienz/Agora_ECF_RAP_Positive_Effekte_von_Energieeffizienz_DE_web.pdf, zuletzt geprüft am 08.08.2015.
- Zhang, Ning; Lu, Xi; McElroy, Michael B.; Nielsen, Chris P.; Chen, Xinyu; Deng, Yu; Kang, Chongqing (2015): Reducing curtailment of wind electricity in China by employing electric boilers for heat and pumped hydro for energy storage. In: *Applied Energy*. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.147.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE in Deutschland von 1990 bis 2016	4
Abbildung 2-2: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoinlandsstromverbrauch und Ziele der Bundesregierung.....	5
Abbildung 2-3: Übersicht zur möglichen Kopplung der Energiesektoren mittels sektoralen und sektorübergreifenden Energiespeichern.....	7
Abbildung 2-4: Einsatz der Flexibilitätsoptionen auf der Zeitschiene nach den Kriterien Bedarf und Kosteneffizienz (ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen)	8
Abbildung 2-5: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen in Deutschland 2014.....	9
Abbildung 2-6: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland im Jahr 2015.....	10
Abbildung 2-7: Übersicht über Städte mit Fernwärmeversorgung in Europa	10
Abbildung 2-8: Anzahl der Unternehmens-eigenen Anlagen der Fernwärmeversorger und Anteile an der Netto-Wärmeerzeugung	12
Abbildung 2-9: Anteile des Brennstoffeinsatzes für die Strom- und Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken einschließlich Fremdbezug.....	13
Abbildung 2-10: Anteile der Brennstoffwärme für die in Heizwerken erzeugte Wärme einschließlich Fremdbezug	13
Abbildung 2-11: Elektroströmungserhitzer der Firma OhmEx.....	17
Abbildung 2-12: Schematische Darstellung eines Elektrodenheizkessels zur Heißwassererzeugung ..	18
Abbildung 2-13: Überblick zu Power-to-Heat-Projekten und Wärmespeichern in Deutschland.....	18
Abbildung 2-14: Spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit der installierten Leistung sowie exponentielle Fit-Funktion.....	21
Abbildung 2-15: Strom-Netzentgelte von Netzbetreibern in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für industrielle Verbraucher mittlerer Größe mit einem Verbrauch zwischen 500 und 2.000 MWh	22
Abbildung 2-16: Entwicklung der Netzentgelte von 2006 bis 2015 für drei exemplarische Abnahmefälle.....	23
Abbildung 2-17: Entwicklung der EEG-Umlage	24
Abbildung 2-18: Anfallende Strompreisbestandteile möglicher Power-to-Heat-Strombezugskonzepte	25
Abbildung 2-19: Entstehungsmöglichkeiten von Überschussstrom und deren Auswirkungen.....	27
Abbildung 2-20: Möglicher Entwicklungspfad von Power-to-Heat in Deutschland.....	28

Abbildung 2-21: Preisbildung an der Strombörse am Beispiel von Stunde 17-18 Uhr am 30.10.2016 für das Marktgebiet Deutschland/Österreich	29
Abbildung 2-22: Merit Order für das Jahr 2008 (ohne Berücksichtigung von Kraftwerksausfällen)	30
Abbildung 2-23: Entwicklung der Preise am Day-ahead-Markt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich	30
Abbildung 2-24: Vergleich zwischen Strombezugskosten und anlegbarem Wärmepreis für das Jahr 2015	32
Abbildung 2-25: Das Zusammenwirken der einzelnen Regelleistungsarten.....	33
Abbildung 2-26: SRL-Bedarf des Netzregelverbundes (NRV) am 02.04.2014	35
Abbildung 2-27: Dauerlinie der abgerufenen SRL im Jahr 2012	36
Abbildung 2-28: Präqualifizierte technische Einheiten in der 50Hertz Regelzone.....	37
Abbildung 2-29: Monatsmittlere Leistungspreise für PRL, SRL und MRL.....	37
Abbildung 2-30: Entwicklung von Leistungs- und Arbeitspreisen für negative SRL seit 2012	38
Abbildung 2-31: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen in GWh zwischen 2009 und 2015	40
Abbildung 3-1: Einordnung des Strommarktmodells MICOES-Europe in verschiedene Märkte für Strom	46
Abbildung 3-2: Modellschema des Strommarktmodells MICOES-Europe	47
Abbildung 3-3: Abgebildete Länder im Strommarktmodell MICOES-Europe	48
Abbildung 3-4: Nichtverfügbare Erzeugungsleistung in Deutschland im Jahr 2012	50
Abbildung 3-5: Grenzen des Betriebsbereichs eines Entnahme-Kondensations-Dampfkraftwerks.....	56
Abbildung 3-6: Betriebsbereich eines Gegendruck-Dampfkraftwerks	56
Abbildung 3-7: Fernwärmeeinspeisung in den großen ostdeutschen Fernwärmenetzen.....	59
Abbildung 3-8: Veranschaulichung der Restriktionen für die Vorhaltung von Regelleistung von thermischen Kraftwerken.....	65
Abbildung 3-9: Schematische Darstellung des Ablaufes von Regelleistungsvorhaltung und -abruf im Modell.....	67
Abbildung 3-10: Zeitabhängige Startkosten im Vergleich zu einer Modellierung mit Heiß-, Warm- und Kaltstart	68
Abbildung 3-11: Visualisierung der Umsetzung des rollierenden Horizontes im Modell	73
Abbildung 3-12: Dauerlinien der Spotpreise der EEX im Vergleich zu den vom Modell berechneten Preisen	78
Abbildung 3-13: Vergleich von Börsenpreisen und von Modell berechneten Spotpreisen als Durchschnitt aller Wochen des Jahres	78

Abbildung 3-14: Vergleich von Börsenpreisen und von Modell berechneten Spotpreisen als Durchschnitt aller Wochen des Jahres 2013 mit Unterscheidung von Winter, Sommer und Übergangszeit.....	79
Abbildung 3-15: Vergleich der vom Modell berechneten Nettostromerzeugung mit den historischen Werten.....	80
Abbildung 3-16: Vergleich der vom Modell berechneten Stromexporte bzw. Stromimporte von Deutschland mit den historischen Werten.....	80
Abbildung 3-17: Vergleich der vom Modell berechneten CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung mit den historischen Werten	81
Abbildung 4-1: Prognosen für die Nettostromnachfrage in Deutschland.....	86
Abbildung 4-2: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate des jährlichen Stromverbrauchs je Land von 2016 bis 2025 im Szenario B „Best estimate“	87
Abbildung 4-3: Prognosen zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland	88
Abbildung 4-4: Installierte Leistung an erneuerbaren Energien (ohne Speicherwasser) in Europa im Szenario B „Best estimate“	89
Abbildung 4-5: Vergleich der installierten Nettonennleistung in Deutschland im aktuellen Netzentwicklungsplan für unterschiedliche Jahre und Szenarien.....	90
Abbildung 4-6: Vergleich der installierten Nettonennleistung in Europa in 2025	91
Abbildung 4-7: Entwicklung des Einfuhrpreises für Steinkohle in verschiedenen Szenarien	92
Abbildung 4-8: Übertragungskapazität der deutschen Grenzkuppelstellen	93
Abbildung 4-9: System Service Reserve im „Best estimate Szenario B 2025“ je Land.....	94
Abbildung 4-10: Volllaststunden der einzelnen Elektrokessel am Spotmarkt und Regelleistungsmarkt	98
Abbildung 4-11: Anteile der am Spotmarkt vermarkteten Leistung der Elektrokessel je Jahreszeit in Abhängigkeit der Höhe der Residuallast im Szenario „S +R 0“	99
Abbildung 4-12: Mittlerer Anteil der am Spotmarkt vermarkteten Leistung der Elektrokessel je Jahreszeit in Abhängigkeit der Länge des Zeitraums mit negativer Residuallast im Szenario „S +R 0“	100
Abbildung 4-13: Anteile der einzelnen Technologien an der Fernwärmelastdeckung aller sechs Städte in den einzelnen Szenarien.....	101
Abbildung 4-14: Veränderungen der KWK-Strom- und -Wärmeerzeugung sowie des Kesseleinsatzes gegenüber dem Szenario ohne Elektrokessel.....	102
Abbildung 4-15: Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmelastdeckung in Leipzig.....	103
Abbildung 4-16: Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmelastdeckung in Dresden	103
Abbildung 4-17: Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmelastdeckung in Halle.....	104

Abbildung 4-18: Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmelastdeckung in Chemnitz	105
Abbildung 4-19: Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmelastdeckung in Berlin (Ost)	105
Abbildung 4-20: Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmelastdeckung in Berlin (West)....	106
Abbildung 4-21: Vergleich des Zusammenhangs zwischen KWK-Stromerzeugungssaldo mit der Residuallast für die Szenarien ohne Elektrokessel und „S 0“	107
Abbildung 4-22: Parameter der Regressionsgraden zwischen Residuallast in Deutschland und Stromerzeugung bzw. Stromverbrauch durch P2H in Fernwärmenetzen.....	108
Abbildung 4-23: Durchschnittliche Grenzleistungspreise für SRL und MRL in den einzelnen Szenarien	109
Abbildung 4-24: Jahresmittlere Grenzleistungspreise je Wochenstunde für negative SRL in den einzelnen Szenarien.....	110
Abbildung 4-25: Marktanteile unterschiedlicher Technologien an der Vorhaltung positiver SRL in den einzelnen Szenarien.....	111
Abbildung 4-26: Marktanteile unterschiedlicher Technologien am Abruf positiver SRL in den einzelnen Szenarien.....	111
Abbildung 4-27: Marktanteile unterschiedlicher Technologien an der Vorhaltung negativer SRL in den einzelnen Szenarien.....	112
Abbildung 4-28: Marktanteile unterschiedlicher Technologien am Abruf negativer SRL in den einzelnen Szenarien.....	113
Abbildung 4-29: Marktanteile unterschiedlicher Technologien an der Vorhaltung positiver MRL in den einzelnen Szenarien.....	114
Abbildung 4-30: Marktanteile unterschiedlicher Technologien am Abruf positiver MRL in den einzelnen Szenarien.....	114
Abbildung 4-31: Marktanteile unterschiedlicher Technologien an der Vorhaltung negativer MRL in den einzelnen Szenarien.....	115
Abbildung 4-32: Marktanteile unterschiedlicher Technologien am Abruf negativer MRL in den einzelnen Szenarien.....	116
Abbildung 4-33: Stromerzeugung in Deutschland im Szenario ohne Elektrokessel	117
Abbildung 4-34: Veränderung der Stromerzeugung in Deutschland in den einzelnen Szenarien gegenüber dem Szenario ohne Elektrokessel.....	118
Abbildung 4-35: Dauerlinien der Abregelung von EE-Strom in Deutschland.....	118
Abbildung 4-36: Stromerzeugung im europäischen Ausland im Szenario ohne Elektrokessel.....	119
Abbildung 4-37: Veränderung der Stromerzeugung im europäischen Ausland gegenüber dem Szenario ohne Elektrokessel	120

Abbildung 4-38: Veränderung von Stromex- und -import Deutschlands in den einzelnen Szenarien gegenüber dem Fall ohne Elektrokessel.....	121
Abbildung 4-39: Jahresdurchschnittlicher Day-ahead Spotmarktpreis in den einzelnen europäischen Ländern im Szenario ohne Elektrokessel.....	121
Abbildung 4-40: Veränderung der jahresdurchschnittlichen Day-ahead Spotmarktpreise in den einzelnen europäischen Ländern im Vergleich zum Szenario ohne Elektrokessel....	122
Abbildung 4-41: Dauerlinien der Spotmarktpreise in Deutschland (1760 Stunden mit den niedrigsten Preisen).....	123
Abbildung 4-42: Vergleich zwischen der Änderung der variablen Kosten für die Strom- und Fernwärmelastdeckung in Deutschland und die Stromlastdeckung im Ausland und den Investitionskosten.....	125
Abbildung 4-43: Gewinnänderung in den einzelnen Fernwärmenetzen aus betriebswirtschaftlicher Perspektive in den jeweiligen Szenarien	126
Abbildung 4-44: Statische Amortisationszeit der Investition in Wärmespeicher und Elektrokessel in den einzelnen Fernwärmenetzen je Szenario	127
Abbildung 4-45: Veränderung der CO ₂ -Emissionen in Deutschland und im Ausland	128
Abbildung 4-46: Vergleich zwischen gesamteuropäischer CO ₂ -Emissionsreduktion und Kosteneinsparung in allen Szenarien.....	130
Abbildung 5-1: Weiterentwicklung des Systems von Umlagen, Entgelten und Abgaben für Flexibilität und Sektorkopplung	135
Abbildung A-1: Übersicht zum verwendeten Georaster der Daten von ECMWF (2015) für Europa ..	171
Abbildung A-2: Ermittlung einer mittleren Leistungskennlinie für eine Onshore-Windenergieanlage	173
Abbildung A-3: Standorte von Windenergieanlagen in Polen	174
Abbildung A-4: Vergleich zwischen synthetischen Einspeisezeitreihen für Onshore Windenergieanlagen in Deutschland für die Windgeschwindigkeitsdaten von ECMWF bzw. vom DWD mit der historischen Einspeisung.....	174
Abbildung A-5:Vergleich zwischen historischer und berechneter PV-Stromerzeugung in Deutschland für das Wetterjahr 2013 als Jahresdurchschnittswoche	176
Abbildung A-6: Merit Order für Deutschland mit kurzfristigen Grenzkosten	178
Abbildung A-7: Durchschnittliche Spotmarktpreise und Grenzleistungspreise in Deutschland im Szenario ohne Elektrokessel	178

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Bestehende Wärmespeicher in der Fernwärmeversorgung in Deutschland	15
Tabelle 2-2: Überblick über Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland.....	19
Tabelle 2-3: Veröffentlichte Investitionskosten für Power-to-Heat-Projekte.....	20
Tabelle 2-4: Überblick zum Auftreten von negativen Preisen am deutsch/österreichischen Day-ahead-Markt	31
Tabelle 2-5: Übersicht über Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenene Regelleistungsqualitäten.....	35
Tabelle 3-1: Übersicht über die im Modell verwendeten Parameter zur Abbildung der technischen Mindestleistung (in Prozent der Maximalleistung)	49
Tabelle 3-2: Übersicht über verwendete Parameter für Arbeitsverfügbarkeiten thermischer Kraftwerke	51
Tabelle 3-3: Übersicht über verwendete Parameter für Leistungsänderungsgradienten	52
Tabelle 3-4: Übersicht über verwendete Parameter für Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten	54
Tabelle 3-5: Übersicht über verwendete Parameter für Wirkungsgradverluste bei Mindestteillast ...	55
Tabelle 3-6: Übersicht über verwendete Parameter für Vorlauf-, Rücklauf- und Kühlwassertemperatur	55
Tabelle 3-7: Parametrisierung für die Berechnung der Startkosten	69
Tabelle 3-8: Übersicht über verwendete Parameter für CO ₂ -Emissionsfaktoren	70
Tabelle 3-9: Übersicht über verwendete Parameter für Energiesteuern für Heißwassererzeuger	71
Tabelle 3-10: Nettostromverbrauch in Deutschland.....	74
Tabelle 3-11: Übersicht zu Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreisen der Jahre 2010 bis 2013.....	76
Tabelle 3-12: Mittlerer Bedarf an positiver und negativer SRL und MRL in Deutschland	76
Tabelle 3-13: Vergleich der deutschen EEX Börsenspotmarktpreise mit den vom Modell berechneten Preisen	77
Tabelle 4-1: Annahmen zur installierten Leistung und maximal möglicher Stromerzeugung erneuerbarer Energien in Deutschland in 2025.....	89
Tabelle 4-2: Annahmen zur Preisentwicklung fossiler Brennstoffe (Grenzübergangspreise) sowie Preis für CO ₂ -Emissionsberechtigungen für das Jahr 2025.....	92
Tabelle 4-3: Annahmen zum Wärmebedarf (Jahresbedarf sowie Jahresmaximum) in den betrachteten Fernwärmenetzen.....	95

Tabelle 4-4: Annahmen zur installierten thermischen Leistung von KWK-Anlagen und Heizkesseln in den betrachteten Fernwärmenetzen	96
Tabelle 4-5: Parameter für modellierte Elektrokessel sowie thermische Speicher	96
Tabelle 4-6: Szenarienübersicht	97
Tabelle 4-7: Parameter der Regressionsgraden zwischen Residuallast in Deutschland und Stromerzeugung bzw. Stromverbrauch durch P2H in Fernwärmenetzen sowie deren Korrelation	108
Tabelle 4-8: Angenommene Investitionskosten für Elektrokessel und Wärmespeicher	124
Tabelle 4-9: Spezifische CO ₂ -Emissionsreduktion nach Stromverbrauch bzw. installierter Leistung der Elektrokessel	129
Tabelle A-1: Übersicht zu Rauigkeitslängen in verschiedenen Geländeklassen	173
Tabelle A-2: Nettostromverbrauch in den abgebildeten europäischen Ländern in 2010 bis 2013 sowie Annahmen für 2025 in TWh _{el}	176
Tabelle A-3: Annahmen zur installierten Leistung von erneuerbaren Energien in Europa im Jahr 2025	177
Tabelle A-4: Annahmen zur installierten Leistung von fossil-thermischen Kraftwerken in Europa im Jahr 2025.....	177

A Anhang

A.1 Räumlich und zeitlich hochaufgelöste Wetterdaten

Da MICOES-Europe zeitlich in stündlicher Auflösung rechnet und dabei fast ganz Europa von Norwegen bis Italien und von Portugal bis Ungarn abdeckt, sind zeitlich und räumlich hochaufgelöste Wetterdaten notwendig. Zum einen beeinflusst die Außentemperatur den Wärmebedarf zum Heizen und damit die Fahrweise von KWK-Anlagen und zum zweiten sind Windgeschwindigkeit und solare Einstrahlung maßgeblich für die mögliche Stromerzeugung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen verantwortlich.

Für das Modell werden die kostenfrei zur Verfügung stehenden Daten vom Europäischen Zentrum für mittelfristige Wettervorhersage (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts, ECMWF) verwendet. Im Bereich „Klimaanalyse“ bietet das ECMWF mit dem Projekt „ERA-Interim“ weltweite Reanalysedaten⁵⁷ zu verschiedensten atmosphärischen Größen von 1979 bis heute an. Die räumliche Auflösung der Daten beträgt jeweils 0,75 Längen- bzw. Breitengrade und damit rund 80 km (vgl. Abbildung A-1 in der das Raster allerdings mit jeweils 1,5 Längen- bzw. Breitengraden dargestellt ist).

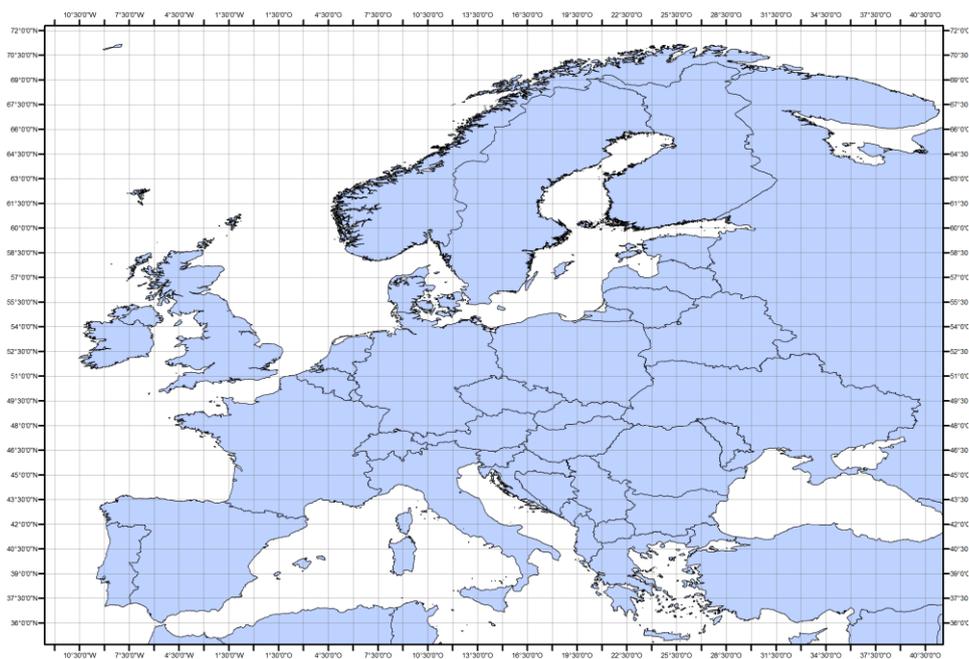


Abbildung A-1: Übersicht zum verwendeten Georaster der Daten von ECMWF (2015) für Europa

⁵⁷ In der Meteorologie werden mit aktuellen Modellen aus vorliegenden historischen Wetterbeobachtungen konsistente Datensätze des atmosphärischen Zustandes, sogenannte Reanalysen, erzeugt, da sich die Wettermodelle im Zeitverlauf weiterentwickeln und somit die Ergebnisse aus numerischen Wettermodellen zu unterschiedlichen Zeitpunkten nicht mehr untereinander konsistent sind, wenn sich das Modell weiterentwickelt (DWD 2017).

Die zeitliche Auflösung der Daten liegt bei sechs Stunden, wobei für alle drei Stunden noch Vorhersagewerte geliefert werden, so dass man eine dreistündliche Auflösung erhält. Für MICOES-Europe werden die Daten von der Auflösung von drei Stunden linear bzw. mittels Spline auf stündliche Werte interpoliert.

Folgende Daten werden von (ECMWF 2015) verwendet:

- 2 metre temperature in K,
- 10 metre U wind component in m/s,
- 10 metre V wind component in m/s sowie
- surface net solar radiation in J/m².

A.2 Ableitung von synthetischen Einspeisezeitreihen für Windkraftanlagen

Der Wind lässt sich durch seine Geschwindigkeit und seine Richtung beschreiben bzw. als Vektor, der in die Richtung des Windes zeigt und dessen Länge der Windgeschwindigkeit entspricht. Von (ECMWF 2015) werden die u und v-Komponenten des Windes (also der Vektor) verwendet. Die u-Komponente ist dabei die West-Ost-Komponente und die v-Komponente entspricht der Nord-Süd-Komponente. Die Windgeschwindigkeit $v_{10\text{ m}}$ in Metern pro Sekunde lässt sich dann gemäß Gleichung (51) als Wurzel von $u^2 + v^2$ ermitteln (Kraus 2004).

$$v_{10\text{ m}} = \sqrt{u^2 + v^2} \quad (51)$$

Die Berechnung der Windstromerzeugung aus der Windgeschwindigkeit orientiert sich an Brodersen (2008). Da die Daten von ECMWF (2015) für eine Höhe von 10 Metern gegeben sind ($h_{10\text{ m}} = 10$), muss die Windgeschwindigkeit $v_{10\text{ m}}$ im ersten Schritt gemäß Gleichung (52) auf die Nabenhöhe h_H umgerechnet werden.

$$v_H(t) = v_{10\text{ m}}(t) \cdot \left(\log \frac{h_H}{z_0} / \log \frac{h_{10\text{ m}}}{z_0} \right) \quad (52)$$

Hierbei gibt z_0 die Rauigkeitslänge in Metern an, die abhängig vom Geländetyp sehr klein ($z_0 = 0,0002\text{ m}$ auf der offenen See) oder auch sehr groß ($z_0 = 2\text{ m}$ in Stadtkernen) sein kann (vgl. Tabelle A-1).

Für die Szenarienberechnung für das Jahr 2025 konnten außerdem detailliertere stündliche Windgeschwindigkeitsdaten des COSMO-EU Modells des DWD für das Wetterjahr 2011, die durch das Fraunhofer IWES dem Lehrstuhl für Energiemanagement und Nachhaltigkeit zur Verfügung gestellt wurden, verwendet werden (DWD 2016). Diese lagen bereits für mehrere Höhenlevel vor, so dass die bis hierhin beschriebenen Schritte in der Zeitreihenerstellung entfielen.

Tabelle A-1: Übersicht zu Rauigkeitslängen in verschiedenen Geländeklassen. Quelle: (Bruhn 2001)

Geländeklasse	Rauigkeitslänge z_0	Oberflächenbeschreibung
1 See	0,0002 m	Offene See
2 glatt	0,005 m	Wattgebiete
3 offen	0,03 m	Offenes, flaches Gelände, Weidelandschaften
4 offen bis rauh	0,1 m	Landwirtschaftlich genutzte Flächen mit niedrigem Baumbestand
5 rauh	0,25 m	Landwirtschaftlich genutzte Flächen mit hohem Baumbestand
6 sehr rauh	0,5 m	Parklandschaften mit Büschen und Bäumen
7 geschlossen	1 m	Regelmäßig mit Hindernissen bedeckt (Wälder, Dörfer, Vororte)
8 Stadtkerne	2 m	Zentren von großen Städten mit hoher und niedriger Bebauung

Die vorliegenden Windgeschwindigkeitszeitreihen wurden anschließend mit einer typischen Kennlinie für eine Onshore- bzw. eine Offshore-Windenergieanlage verschnitten. In Abbildung A-2 ist die verwendete Leistungskennlinie dargestellt, die sich als Mittelung aus mehreren unterschiedlich großen Anlagen von Enercon ergibt. Dabei wird nach (Brodersen 2008) noch mit einer Normalverteilung gearbeitet, um den Fakt zu berücksichtigen, dass die Erzeugung nicht einer Einzelanlage, sondern eines ganzen Gebiets modelliert werden soll. Weiterhin wird diese Erzeugung noch mit einem Verfügbarkeitswert (95 % im Mittel mit einer geringen Streuung) multipliziert, um Nichtverfügbarkeiten durch Wartungen und Ausfälle zu berücksichtigen

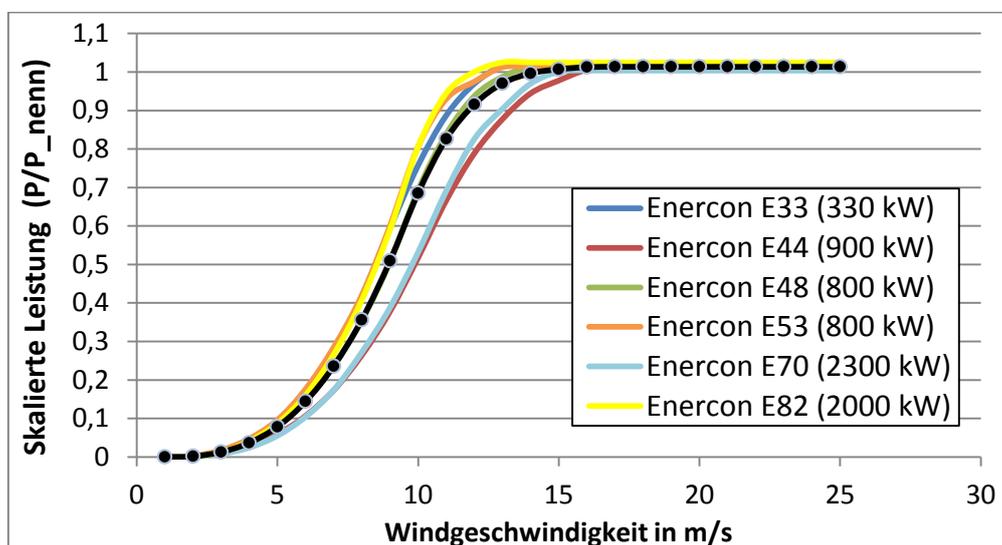


Abbildung A-2: Ermittlung einer mittleren Leistungskennlinie für eine Onshore-Windenergieanlage. Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten von (ENERCON GmbH 2009)

Nachdem für alle Gitterpunkte des Georasters auf diese Weise Zeitreihen für die Windenergieeinspeisung vorliegen, werden diese anhand des historischen Bestandes an Windkraftanlagen (Stand 2011) noch für jedes im Modell abgebildete Land räumlich gewichtet, um jeweils eine Zeitreihe pro Land zu erhalten. Die Daten zur Verteilung der Windenergieanlagen stammen von The Wind Power

(2011), die Daten zu weltweit betriebenen Windparks veröffentlichen. Dabei wird für jeden Windpark die installierte Leistung angegeben⁵⁸. Der Standort lässt sich aus den dargestellten Landkarten auslesen, so dass eine Zuordnung der Windparks eines Landes zu den Gitterpunkten des von (ECMWF 2015) abgebildeten Gebiets möglich ist⁵⁹. Abbildung A-3 zeigt exemplarisch für Polen die Standorte der dortigen Windenergieanlagen im Jahr 2011.

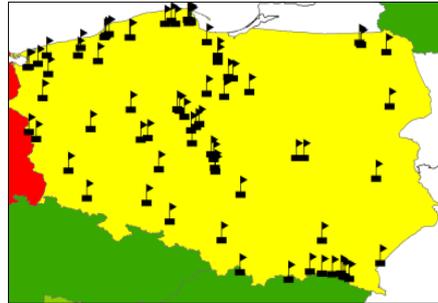


Abbildung A-3: Standorte von Windenergieanlagen in Polen. Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage der Daten von (The Wind Power 2011)

Für Länder, für die veröffentlichte Daten zur Windstromeinspeisung vorliegen (etwa Deutschland und Dänemark), werden diese historischen Zeitreihen anstelle der synthetischen Zeitreihen im Modell verwendet. Für alle anderen Länder werden die synthetisch abgeleiteten Zeitreihen verwendet. Die Güte der synthetischen Zeitreihen lässt sich anhand des Vergleichs für Länder, für die auch veröffentlichte Daten vorliegen, nachvollziehen. Abbildung A-4 zeigt, dass für Deutschland die synthetisch erzeugte Zeitreihe recht gut mit den veröffentlichten Werten übereinstimmt, so dass davon ausgegangen werden kann, dass dies auch für andere Länder, für die kein Vergleich möglich ist, zutrifft.

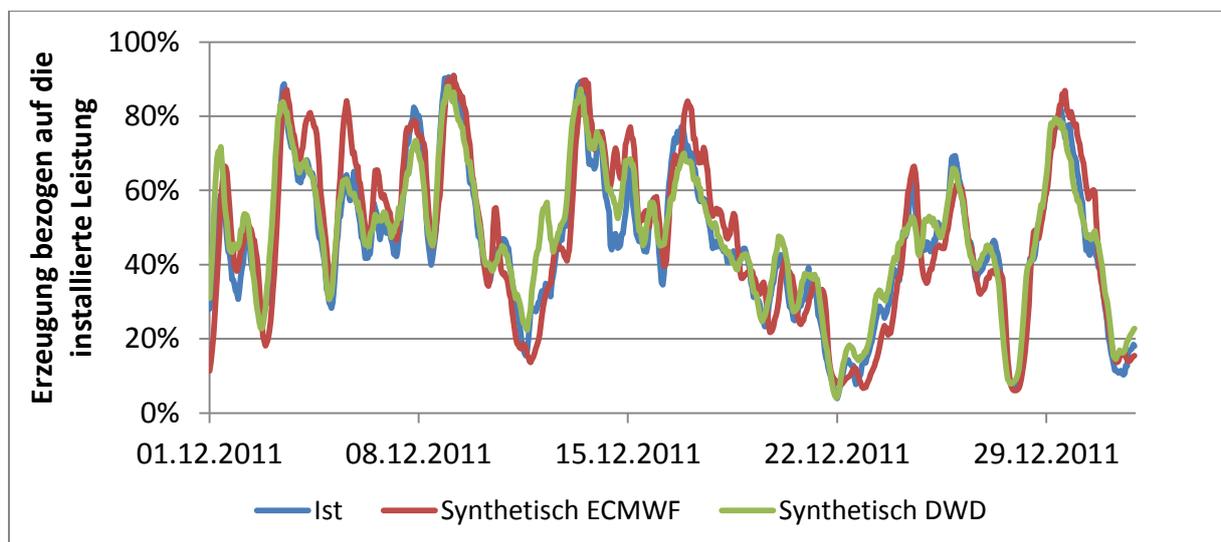


Abbildung A-4: Vergleich zwischen synthetischen Einspeisezeitreihen für Onshore Windenergieanlagen in Deutschland für die Windgeschwindigkeitsdaten von ECMWF bzw. vom DWD mit der historischen Einspeisung. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von (DWD 2016; ECMWF 2015; Netztransparenz.de 2017b)

⁵⁸ Darüber hinaus werden häufig noch zusätzlich Daten zu Inbetriebnahmejahr, Typ der Windkraftanlage, Turmhöhe, Betriebsstatus sowie Projektentwickler, Betreiber und Inhaber angegeben.

⁵⁹ Dieser Arbeitsschritt wurde von Paul Grunert durchgeführt.

A.3 Ableitung von synthetischen Einspeisezeitreihen für Photovoltaikanlagen⁶⁰

Für die Berechnung von synthetischen Einspeisezeitreihen für Photovoltaikanlagen sind alle vier der oben genannten Daten von (ECMWF 2015) notwendig. Die Leistung einer PV-Anlage hängt zwar zum größten Teil von der eintreffenden Solarstrahlung ab, jedoch spielt die Außentemperatur und die Windgeschwindigkeit für die Effizienz der Anlage ebenfalls eine wichtige Rolle. Hierbei ist zu beachten, dass die Daten zur Solarstrahlung von ECMWF (surface net solar radiation) keine Absolutwerte für einzelne Stunden darstellen, sondern jeweils über die Zeit kumulierte Werte sind. Für die Ermittlung der Einstrahlung einzelner Stundenblöcke müssen daher die Differenzen zwischen den Stützpunkten verwendet werden. Diese sind über die Zeit von drei Stunden bei dem charakteristischen Verlauf der Solarstrahlung jedoch nicht einfach linear auf stündliche Werte interpolierbar. Aus diesem Grund wird anstelle einer linearen Interpolation eine Spline-Interpolation verwendet. Des Weiteren wird sich zum Erhalt des charakteristischen Verlaufes der Einstrahlung an der theoretisch möglichen Einstrahlung, die für den jeweiligen Standort abhängig von der Sonnenhöhe möglich ist, orientiert. Hierdurch ist es möglich, die theoretisch über drei Stunden mögliche Arbeit ins Verhältnis zu der am konkreten Tag ermittelten Arbeit zu setzen. Diese ist durch mehr oder weniger starke Bewölkung entsprechend kleiner als das theoretische Maximum.

Mit dieser ermittelten stündlichen Solarstrahlungszeitreihe wird anschließend mit dem von Bruhn (2000) erstellten Modell für eine exemplarische PV-Anlage die mögliche Stromerzeugung berechnet. Als Eingangsdaten dienen dabei neben der Zeitreihe für die Solarstrahlung auch die Zeitreihen für die Außentemperatur sowie die Windgeschwindigkeit. Es wird dabei von einer Kollektorausrichtung von 180° (Süden) sowie einer Neigung von 30° ausgegangen. Diese Idealausrichtung ist in der Praxis nicht bei jeder Anlage gegeben. Da aber keine Daten zu Einzelanlagen vorlagen, die für eine exaktere Parametrisierung nutzbar gewesen wären, wird davon ausgegangen, dass die verwendete Ausrichtung die realen Anlagenausrichtungen im Mittel hinreichend gut beschreibt.

Nachdem für jeden Standort eine Zeitreihe zur möglichen PV-Stromerzeugung berechnet wurde, wird für jedes Land noch eine Gewichtung der einzelnen Zeitreihen vorgenommen und die gewichtete Zeitreihe auf die jeweilige Jahreserzeugung skaliert. In Abbildung A-5 erfolgt exemplarisch für Deutschland für das Wetterjahr 2013 ein Vergleich zwischen der synthetisch errechneten PV-Stromerzeugung und der von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Zeitreihe anhand der Jahresdurchschnittswoche. Hier ist die gute Übereinstimmung der Zeitreihen erkennbar.

⁶⁰ Die Zeitreihenbearbeitung und die Automatisierung der Berechnungen wurden von Sören Graupner durchgeführt.

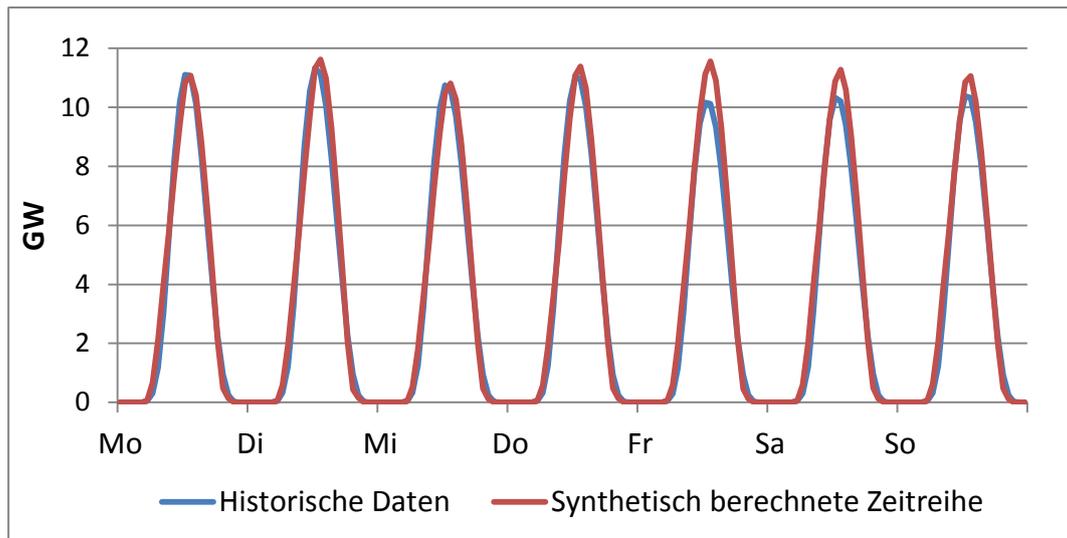


Abbildung A-5: Vergleich zwischen historischer und berechneter PV-Stromerzeugung in Deutschland für das Wetterjahr 2013 als Jahresdurchschnittswoche. Quelle: Eigene Darstellung nach (Netztransparenz.de 2017a) und eigene Berechnungen mit (ECMWF 2015) und (Bruhn 2000)

A.4 Annahmen für das Szenario für 2025

Tabelle A-2: Nettostromverbrauch in den abgebildeten europäischen Ländern in 2010 bis 2013 sowie Annahmen für 2025 in TWh_{el}. Quelle: (ENTSO-E 2015a, 2015b)

Land	2010	2011	2012	2013	2025
Niederlande	110,5	110,8	107,5	113,5	116,3
Belgien	88,6	86,4	84,4	86,2	88,9
Frankreich	512,0	477,6	487,6	495,1	517,9
Schweiz	51,2	50,4	47,1	64,9	67,8
Österreich	58,5	58,7	59,2	69,6	72,3
Tschechische Republik	63,7	63,0	62,5	62,7	65,6
Polen	143,0	145,0	145,4	145,5	177,4
Dänemark West	20,6	20,1	19,8	19,5	22,0
Dänemark Ost	14,0	13,5	13,3	13,2	14,8
Norwegen	131,2	123,1	127,9	127,8	144,0
Schweden	146,5	138,9	141,6	139,58	146,0
Finnland	87,5	84,2	84,9	84,0	96,7
Spanien	259,9	255,5	251,5	261,0	334,1
Portugal	52,1	50,5	48,9	49,1	55,4
Italien	322,4	319,8	323,7	315,9	356,7
Großbritannien	319,1	307,4	308,1	326,3	385,1
Ungarn	39,0	39,2	38,8	39,0	44,0
Slowakei	27,9	28,1	28,1	26,7	32,5
Slowenien	12,1	12,6	12,7	12,7	15,4

Tabelle A-3: Annahmen zur installierten Leistung von erneuerbaren Energien in Europa im Jahr 2025. Quelle: (ENTSO-E 2015b)

Land	Wind onshore	Wind offshore	Solar	Biomasse	Laufwasser	Geothermie/ Sonstige
AT	4,00	0,00	2,50	0,39	13,85	0,99
BE	3,73	2,31	5,15	2,02	0,13	1,56
CH	0,17	0,00	2,57	0,00	5,94	0,79
CZ	0,73	0,00	3,13	1,00	0,25	0,13
DK	3,90	3,07	1,14	3,07	0,00	0,00
ES	29,94	0,20	8,21	1,49	8,58	0,26
FI	3,00	0,50	0,10	2,29	3,15	0,00
FR	18,69	3,00	12,40	1,10	7,60	5,00
GB	12,01	25,72	2,00	3,86	1,12	3,36
HU	0,80	0,00	0,08	0,70	0,07	0,00
IT	15,00	0,65	29,78	1,05	4,69	9,30
NL	6,42	2,48	9,21	0,49	0,04	0,78
NO	1,80	0,00	0,00	0,00	6,00	0,00
PL	9,30	0,60	0,52	1,12	1,01	2,51
PT	5,82	0,00	0,74	0,25	7,11	1,45
SE	8,40	0,20	0,05	5,20	4,20	0,00
SI	0,06	0,00	0,29	0,07	1,38	0,12
SK	0,12	0,00	0,60	0,29	1,59	0,15

Tabelle A-4: Annahmen zur installierten Leistung von fossil-thermischen Kraftwerken in Europa im Jahr 2025. Quelle: (ENTSO-E 2015b)

Land	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Sonstige
AT	0,00	0,00	0,60	4,27	0,20	0,00
BE	3,05	0,00	0,00	8,05	0,00	0,00
CH	2,18	0,00	0,00	0,00	0,08	0,35
CZ	3,92	5,53	0,69	1,87	0,02	0,00
DE	0,00	12,60	21,80	29,90	1,10	0,00
DK	0,00	0,00	0,02	0,82	0,74	0,00
ES	7,58	1,40	4,39	33,24	0,00	0,00
FI	5,55	0,00	1,42	1,87	1,29	2,33
FR	56,72	0,00	2,90	7,33	0,95	0,00
GB	6,38	0,00	3,57	37,74	0,11	0,00
HU	3,00	0,66	0,02	4,95	0,41	0,00
IT	0,00	0,00	7,60	45,70	0,00	0,00
NL	0,49	0,00	4,61	20,23	0,00	0,00
NO	0,00	0,00	0,00	1,30	0,00	0,00
PL	0,00	8,01	18,58	4,11	0,00	0,00
PT	0,00	0,00	0,00	3,72	0,00	0,00
SE	7,90	0,00	0,00	0,69	1,30	0,00
SI	0,70	0,85	0,05	0,20	0,00	0,31
SK	2,84	0,20	0,20	0,88	0,26	0,47

A.5 Ergänzende Darstellungen zu den Szenarien für 2025

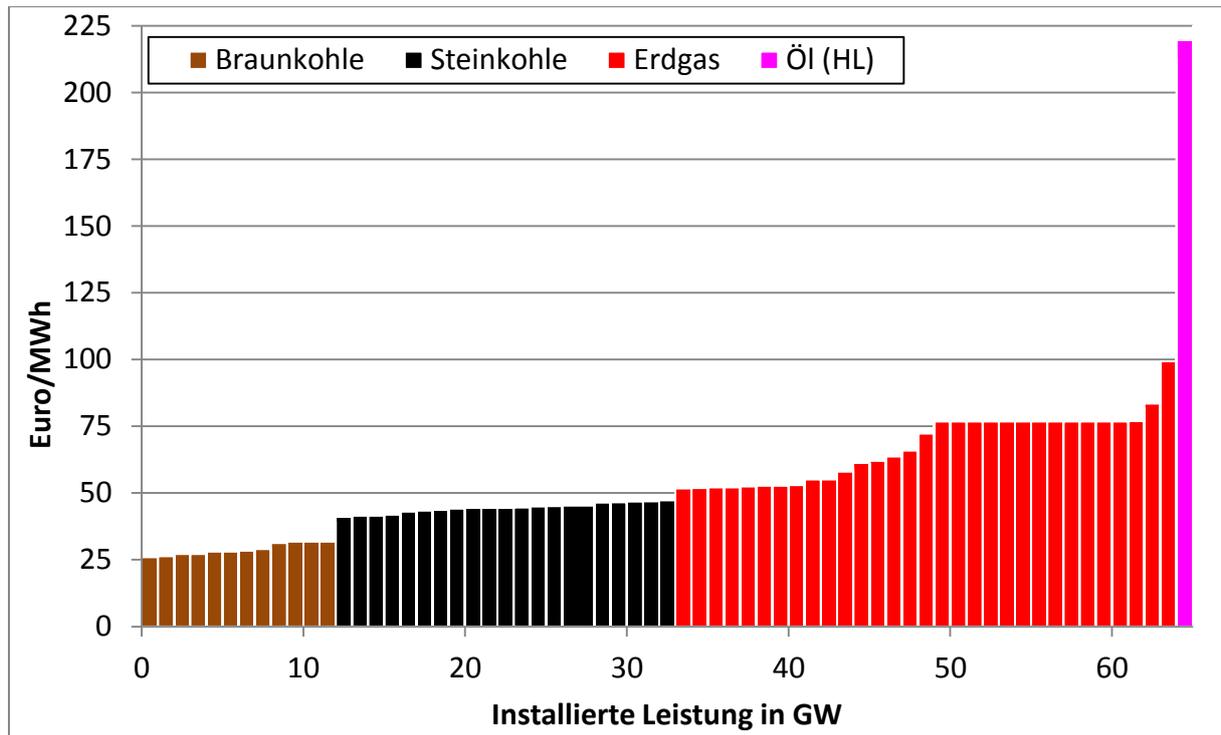


Abbildung A-6: Merit Order für Deutschland mit kurzfristigen Grenzkosten. Quelle: Modellergebnisse

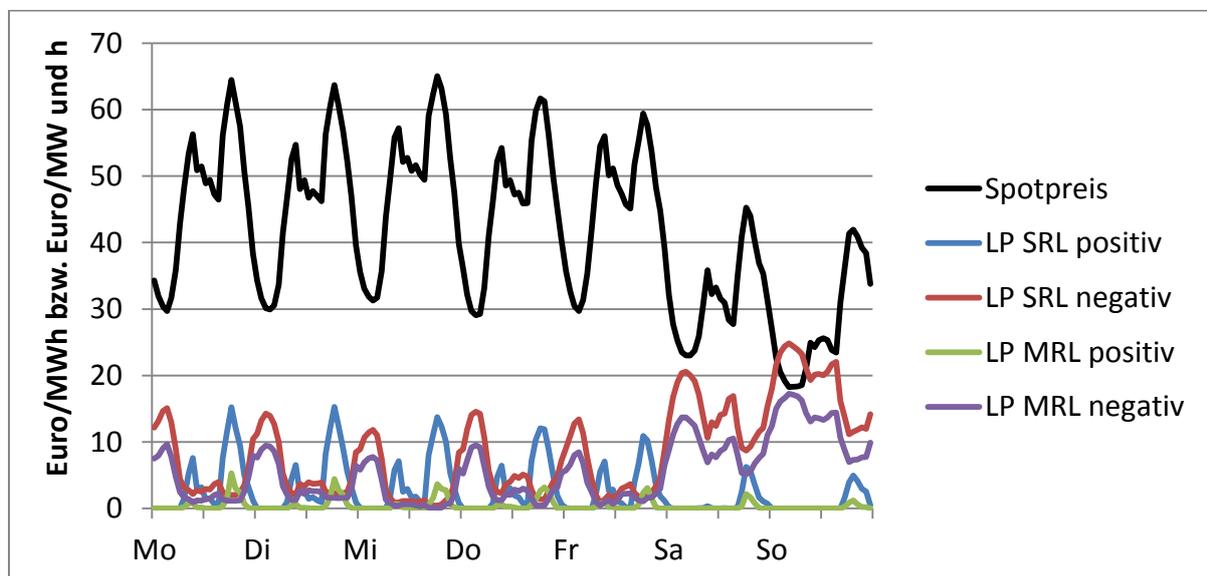


Abbildung A-7: Durchschnittliche Spotmarktpreise und Grenzleistungspreise in Deutschland im Szenario ohne Elektrokessel. Quelle: Modellergebnisse

Wissenschaftlicher Werdegang

Berufliche Tätigkeiten:

Seit Juni 2016 Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel
Abteilung Energiewirtschaft und Systemdesign
Wissenschaftliche Mitarbeiterin

2010 – 2016 Universität Leipzig, Leipzig
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät
Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement
Lehrstuhl für Energiemanagement und Nachhaltigkeit
Wissenschaftliche Mitarbeiterin

Ausbildung:

2004 – 2009 Universität Leipzig, Leipzig
Studium der Wirtschaftsmathematik mit Wahlfach Volkswirtschaftslehre
Abschluss: Diplom

1996 – 2004 Dr. Sulzberger Gymnasium Bad Salzungen, Abschluss: Abitur

Selbständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, die vorliegende Dissertation selbständig und ohne unzulässige fremde Hilfe, insbesondere ohne die Hilfe eines Promotionsberaters, angefertigt zu haben. Ich habe keine anderen als die angeführten Quellen und Hilfsmittel benutzt und sämtliche Textstellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder unveröffentlichten Schriften entnommen wurden, und alle Angaben, die auf mündlichen Auskünften beruhen, als solche kenntlich gemacht. Ebenfalls sind alle von anderen Personen bereitgestellten Materialien oder erbrachten Dienstleistungen als solche gekennzeichnet.

Leipzig, den 18.10.2017

Diana Böttger

Bibliografische Beschreibung

Böttger, Diana

Energiewirtschaftliche Auswirkungen der Power-to-Heat-Technologie in der Fernwärmeversorgung bei Vermarktung am Day-ahead Spotmarkt und am Regelleistungsmarkt

Universität Leipzig, Dissertation

201 S., 225 Lit., 102 Abb., 5 Anlagen

Referat:

Durch den Ausbau insbesondere wetterabhängiger erneuerbarer Energien steigen zukünftig die Anforderungen an die Bereitstellung von Flexibilität im Stromsektor. Wärmespeicher und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeversorgung können einen großen Beitrag zur Bereitstellung von Flexibilität an der Schnittstelle von Strom- und Wärmesektor liefern. Die vorliegende Arbeit untersucht vor dem Hintergrund von unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen, an welchen Märkten der Einsatz der Power-to-Heat-Anlagen aus Systemsicht den größten Mehrwert zur Integration von erneuerbaren Energien liefern kann.

Mithilfe des Strommarktmodells MICOES-Europe wird der stündliche Kraftwerkseinsatz aller europäischen Kraftwerke vor dem Hintergrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien untersucht. Ziel der gemischt-ganzzahligen Optimierung, die insbesondere techno-ökonomische Charakteristika thermischer Kraftwerke berücksichtigt, ist die kostenminimale Deckung des Strombedarfs im Großhandelsmarkt bei gleichzeitiger Erfüllung der Leistungsvorhaltung für Regelenergie. In Deutschland werden die größten Fernwärmenetze mit ihren zugehörigen Erzeugungsanlagen (Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Heizwerke, Wärmespeicher) abgebildet und stündlich die optimale Deckung des Wärmebedarfs berechnet. In einem Szenario für das Jahr 2025 wird die Verfügbarkeit von 1.000 MW an Elektrokesseln in großen deutschen Fernwärmenetzen angenommen. Hierbei wird deren Einsatz nur am Spotmarkt oder nur für negative Sekundärregelung dem Fall gegenübergestellt, dass die Anlagen auf beiden Märkten agieren und sich situationsabhängig zwischen ihnen entscheiden können. Es werden dabei die Fälle verglichen, bei denen Elektrokessel entweder Abgaben auf den Stromverbrauch zahlen oder keine zusätzlichen Abgaben tragen müssen.

Der Einsatz der Elektrokessel in Verbindung mit Wärmespeichern in der Fernwärmeversorgung kann den Einsatz der KWK-Anlagen so flexibilisieren, dass sich deren Stromerzeugung stärker an die Einspeisesituation der erneuerbaren Energien anpassen kann. Auf diese Weise kann in allen betrachteten Szenarien die marktbedingte Abregelung von erneuerbaren Energien verringert werden. Dabei sinken die CO₂-Emissionen der Strom- und Wärmeversorgung ebenfalls in allen Szenarien. Die größten Reduktionen sowohl bei CO₂-Emissionen als auch bei den variablen Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung werden dabei in den Szenarien mit Teilnahme der Elektrokessel am Regelleistungsmarkt erreicht. Stellen Elektrokessel negative Sekundärregelung bereit, kann hierdurch die Must-run-Erzeugung thermischer Kraftwerke in Stunden mit hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien deutlich gesenkt werden. Hierdurch ergibt sich ein großer Hebel für die Integration von Strom aus erneuerbaren Energien.