

Regelung in Energienetzen mit Kraft-Wärme-Kopplung zur hohen Ausnutzung erneuerbarer Energien

Vom Promotionsausschuss der
Technischen Universität Hamburg-Harburg
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

Pascal Dubucq

aus

Hamburg

2018

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. G. Ackermann

2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. G. Schmitz

Vorsitzender der Prüfung: Prof. Dr.-Ing. A. Kather

Tag der mündlichen Prüfung: 14.02.2018

urn:nbn:de:gbv:830-88218634

Für Svenja und Ava

Kurzfassung

Regelung in Energienetzen mit Kraft-Wärme-Kopplung zur hohen Ausnutzung erneuerbarer Energien

Die verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien erfordert eine Flexibilisierung des elektrischen Energiesystems. In der Arbeit wird durch eine Kombination von linearer Optimierung und Systemsimulation untersucht, welche Maßnahmen die Netzstabilität und die Ausnutzung der erneuerbaren Energien verbessern können. Es zeigt sich, dass Energiespeicher, Verbrauchersteuerung und ein angepasster Einsatz von Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung dazu geeignet sind. Bei der Regelung und Steuerung müssen die Wechselwirkungen zwischen Erzeugereinsatz, teilweise gesteuertem Verbrauch und Wirkleistungs-Frequenz-Regelung berücksichtigt werden. Dies wird durch das entwickelte Simulationsverfahren ermöglicht.

Abstract

Control of Energy Networks with Combined Heat and Power for a better Integration of Renewable Energies

Growing shares of intermittent renewable energy sources in power systems lead to temporal imbalances between supply and demand. In this thesis several measures to improve the power system stability and integration of renewable energies are investigated using a combination of linear optimization and system simulation. The results show that energy storages, demand response and flexible cogeneration concepts are suitable for this. Furthermore, the investigation of these measures requires a simulation approach that takes into account the interactions between the supply and demand as well as power system stability, which can be achieved by the developed simulation procedure.

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation an der Technischen Universität Hamburg-Harburg.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Günter Ackermann, dem Leiter des Instituts, möchte ich für seine Unterstützung und die hilfreichen Anmerkungen bei der Betreuung dieser Arbeit sowie ganz besonders für die hervorragenden Arbeitsbedingungen am Institut danken. Den Herren Prof. Dr.-Ing. Gerhard Schmitz und Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather danke ich für die Übernahme des Koreferats und des Prüfungsvorsitzes und für die vielen anregenden Diskussionen im Rahmen des Forschungsprojekts TransiEnt.EE.

Mein herzlicher Dank gilt außerdem den Kollegen und Studenten am Institut und im Forschungsprojekt, die mit Rat, Tat und guter Laune wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. Nicht zuletzt wegen des guten Arbeitsklimas und der vielen Diskussionen über jegliche Themen des Lebens, insbesondere mit meinem Bürokollegen Christoph Thiem, werde ich die Zeit am Institut M4 in sehr guter Erinnerung behalten. Besonders hervorheben möchte ich außerdem die wirklich tolle Zusammenarbeit mit Lisa Andresen und Ricardo Peniche im Forschungsprojekt TransiEnt.EE. Ganz besonders danken möchte ich außerdem Herrn Dr.-Ing. Christian Scharfetter, der mich schon seit Beginn meines Studiums in jeglicher Hinsicht unterstützt hat und mich letztlich überhaupt erst auf die Idee gebracht hat, eine Promotion anzustreben.

Der größte Dank gebührt schließlich meiner Familie, allen voran meiner Frau und meiner Tochter, die mir die nötige Motivation gegeben haben, diese Arbeit fertigzustellen.

Hamburg, im Februar 2018

Pascal Dubucq

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Stand der Technik und Wissenschaft und Ziel der Arbeit	3
2.1	Einfluss fluktuierender Erzeugung auf elektrische Energiesysteme	3
2.2	Energiespeicher und Lastverschiebung	6
2.3	Optimierung und Simulation von Energiesystemen	8
2.4	Ziel der Arbeit	9
3	Modelle und Verfahren	11
3.1	Methodische Vorgehensweise	11
3.1.1	Verfahrensüberblick	11
3.1.2	Betrachtetes Energiesystem	13
3.2	Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung	14
3.2.1	Kraft-Wärme-Kopplung	18
3.2.2	Validierung anhand historischer Daten	22
3.3	Dynamische Betriebssimulation	23
3.3.1	Dynamikmodell des elektrischen Verbundnetzes	24
3.3.2	Sekundärregelung	28
3.3.3	Prognosefehler	32
3.3.4	Momentanoptimierung	34
4	Kopplung von Einsatzplanung und Netzregelverhalten	37
4.1	Kraft-Wärme-Kopplung und Bereitstellung von Regelleistung	37
4.2	Entwicklung der Netzanlaufzeitkonstanten	38
4.3	Angepasste Regelung von Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung	40
4.4	Zusammenfassung der Voranalyse	42
5	Nutzung bestehender dezentraler Energiespeicher	45
5.1	Potenziale und Simulationsverfahren	45

5.2	Nutzung der rotierenden Massen von Windkraftanlagen	46
5.2.1	Verhalten einer Windkraftanlage mit Synthetic Inertia Regelung .	46
5.2.2	Wirkung der Momentanreserve aus Windkraftanlagen	48
5.3	Lastverschiebung durch thermische Speicher	50
5.3.1	Kältemaschinen mit Zweipunktregelung	50
5.3.2	Bivalent geregelte Wärmepumpensysteme	54
6	Systemverhalten bei Nutzung der betrachteten Energiespeicher	59
6.1	Simulation des Netzregelverhaltens	60
6.1.1	Netzregelverhalten bei hohem Anteil fluktuierender Erzeugung .	61
6.1.2	Einfluss der Regelleistungserbringer auf die Ausnutzung FEE .	63
6.2	Bewertung von Systemvarianten	66
6.2.1	Lastverschiebung durch Wärmepumpensysteme	67
6.2.2	Elektrodenkessel und Wärmespeicher im Fernwärmenetz	70
6.3	Kritische Betrachtung der Ergebnisse	71
7	Identifizierung besonders vielversprechender Maßnahmen	75
8	Zusammenfassung	79
A	Komponentenmodelle der Systemsimulation	81
A.1	Konventionelle Kraftwerke	81
A.1.1	Heizkraftwerke mit Entnahme-Kondensations-Dampfturbine . .	83
A.2	Drehzahlvariable Windkraftanlagen mit Blattwinkelverstellung .	85
B	Parameter und Annahmen der Simulationen	87
B.1	Parameter der Kraftwerke	87
B.2	Parametrierung des Verbundnetzmodells im Referenzstörfall .	87
B.3	Umrechnung der Netzanlaufzeitkonstanten	88
B.4	Ausbauszenario für Wärmepumpensysteme	89
C	Weitere Ergebnisse	91
C.1	Parametervariation der Synthetic Inertia Regelung	91
C.2	Potenzialabschätzungen zur Verbrauchersteuerung	92
	Literaturverzeichnis	93

Verzeichnis der verwendeten Abkürzungen und Formelzeichen

Variablen				
β	Blattwinkel	°	b	Vektor zur Definition von Nebenbedingungen
β	Verstärkungsfaktor des Sekundärreglers		c	Konstante
δ	Relative Abweichung		C	Beteiligungskoeffizient
δ^{PR}	Statik der Primärregelung		C	Auf Normgebäudevolumen bezogene therm. Kapazität J/Km ³
Δ	Absolute Abweichung		COP	Leistungszahl
Δt	Zeitschritt	s	c_p	Druckbeiwert
η	Wirkungsgrad		c_p	Spez. Wärmekapazität J/kg K
ρ	Dichte	kg/m ³	d	Durchmesser
λ	Netzkennzahl		E	Energie J
λ	Schnelllaufzahl		f	Netzfrequenz Hz
μ	Mittelwert		G	Wärmeverlust W/K
μ_{WP}	Leistungsanteil der Wärmepumpe		h	Relative Häufigkeit
σ	Standardabweichung		H	Absolute Häufigkeit
ω	Winkelgeschwindigkeit	rad/s	H	Trägheitskonstante s
A	Matrix zur Definition von Nebenbedingungen		H	Wert einer Trompetenkurve
A	Rotorfläche	m ²	J	Trägheitsmoment kg · m ²
A	Parameter einer Trompetenkurve		k	Konstante
A	Wärmeübertragende Fläche	m ²	K	Kosten €
a_s	Anteil des Erzeugerstandorts an Gesamterzeugung		K	Proportionalfaktor
			k^{S}	Startkosten €/W
			k^{sr}	Netzselbstregeleffekt %/Hz

k^V	Variable Betriebs- und Wartungskosten	€/J	-	Negative Regelleistung
			0	Installiert
M	Moment	Nm	0	Startwert
m	Masse	kg	A	Austausch
P	Elektrische Leistung	W	abr	Abregelung
p	Polpaarzahl		aus	Ausspeichern
$\dot{P}$	Leistungsänderungsrate	W/s	biv	Bivalenzpunkt
$\dot{Q}$	Wärmeleistung	W	BS	Brennstoff
R	Rotorradius	m	db	Totband
R	Korrelationskoeffizient		dyn	Dynamisch
S	Scheinleistung	VA	E	Erzeugung
s	Startzustand		ein	Einspeichern
SOC	Speicherstand (State of charge)		el	Elektrisch
t	Zeit	s	FEE	Erzeugung aus FEE
T	Parameter einer Trompetenkurve	s	FP	Fahrplan
T	Temperatur	K	geb	Gebäude
T	Zeitkonstante	s	ges	Gesamt
T^N	Netzanlaufzeitkonstante	s	G	Generator
u	Regler		i	Zählindex disponibler Erzeuger
V	Normgebäudevolumen	m ³	ist	Ist-Wert
v	Geschwindigkeit	m/s	j	Zählindex erneuerbarer Erzeuger
W	Arbeit	J	k	Zählindex Speicher
w	Ein- / Ausspeicherzustand		KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
x	Auf Nennleistung bezogene Erzeugung aus FEE		l	Zählindex steuerbarer Verbraucher
x	Vektor der Entscheidungsvariablen		L	Last
z	Betriebszustand		max	Maximalwert
Indizes			min	Minimalwert
+	Positive Regelleistung		mlz	Mindestlaufzeit

N	Netz	VN	Verbundnetz
n	Nenn-	V	Verlust
o	Obere Grenze eines Hysteresebereichs	WI	Momentanreserve aus WKA
prog	Prognose	WP	Wärmepumpe
PR	Primärregelung	W	Wind
PV	Photovoltaik	Z	Störung
ref	Referenz	Zusätzliche Kennzeichnungen	
RKA	Regelkreisabweichung	$\dot{x}$	Änderungsrate von x
rot	Rotation	$\hat{x}$	Spitzenwert von x
R	Raum	$\bar{x}$	Mittelwert von x
SLK	Spitzenlastkessel	x^*	Auf Nennwert bezogene Größe
soll	Soll-Wert	x^T	Transponierte des Vektors x
sp	Speicher	Δx	Absolute Abweichung der Größe x
SR	Sekundärregelung	δx	Relative Abweichung der Größe x
S	Start	$\sigma(x)$	Standardabweichung der Größe x
s	Standort	$E(x)$	Erwartungswert der Größe x
stat	Stationär	Abkürzungen	
TN	Teilnetz	BHKW	Blockheizkraftwerke
T	Turbine	COP	Leistungszahl einer Kältemaschine (coefficient of performance)
t	Zählindex Zeitschritt	LS	Laststeuerung (Demand Side Storage)
u	Umgebung	EE	Erneuerbare Energien
u	Untere Grenze eines Hysteresebereichs	EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
unb	Unbeeinflusst	FEE	Fluktuierende Erneuerbare Energien
unk	Unkoordiniert	GGLP	Gemischt ganzzahlig lineare Programmierung
var	Variabel	HKW	Heizkraftwerk
VLS	Volllaststunden		
VL	Vorlauf		

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	pu	Bezogene Größe (per unit)
KW	Kalenderwoche	REF	Betrachtetes Referenzsystem (Tabelle 3.1)
LPA	Lastprognose Adaption	REF35	Referenzsystem im Ausbauszenario des Jahres 2035
NB	Nebenbedingung eines Optimierungsproblems	REF50	Referenzsystem im Ausbauszenario des Jahres 2050
OPT	Optimiertes System (Tabelle 6.2)	SLK	Spitzenlastkessel
OPT35	Optimiertes System im Ausbauszenario des Jahres 2035	SOC	Dimensionsloser Speicherstand (state of charge)
OPT50	Optimiertes System im Ausbauszenario des Jahres 2050	UCTE	Europäisches Verbundnetz
PTH	Optimiertes System mit Elektrokessel und Wärmespeicher im Fernwärmenetz (Tabelle 6.2)	WPS	Optimiertes System mit Lastverschiebung durch Wärmepumpensysteme (Tabelle 6.2)
PTH35	Optimiertes System mit Elektrokessel und Wärmespeicher im Fernwärmenetz im Ausbauszenario des Jahres 2035	WPS35	Optimiertes System mit Lastverschiebung durch Wärmepumpensysteme im Ausbauszenario des Jahres 2035
PTH50	Optimiertes System mit Elektrokessel und Wärmespeicher im Fernwärmenetz im Ausbauszenario des Jahres 2050	WPS50	Optimiertes System mit Lastverschiebung durch Wärmepumpensysteme im Ausbauszenario des Jahres 2050

1 Einleitung

Die Bundesregierung hat im Rahmen ihres Energiekonzepts und durch die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes das Ziel festgelegt, die erneuerbaren Energien (EE) zur Basis der zukünftigen Energieversorgung des Landes zu machen [Bun14; WB10; Bun16]. Der zunehmende Ausbau der EE stellt jedoch eine Herausforderung für das elektrische Energieversorgungssystem dar, weil ein Großteil der Erzeugung auf Grundlage von EE wetterabhängig und dadurch nicht im gleichen Maße wie konventionelle Erzeuger steuerbar ist. Bei der Bewertung der Integration von EE muss daher neben wirtschaftlichen und klimapolitischen Zielgrößen stets auch die Versorgungssicherheit mit betrachtet werden.

Es wird eine Vielzahl an Ansätzen zur Erhöhung der Ausnutzung EE bei gleichzeitiger Erhaltung der Versorgungssicherheit diskutiert. Die Flexibilisierung von Großkraftwerken oder ein großtechnischer Zubau von Energiespeichern können als zentralorientierte Ansätze zusammengefasst werden. Demgegenüber stehen dezentrale Ansätze. Durch eine Dezentralisierung können Transportverluste reduziert oder eine Kraft-Wärme-Kopplung ohne Ausbau von Wärmenetzen ermöglicht werden. Diese Arbeit untersucht als weiteren Ansatz Maßnahmen, die eine angepasste Regelung der Teilsysteme von Energienetzen mit Kraft-Wärme-Kopplung zum Ziel haben. Dabei wird die Versorgungssicherheit durch eine Simulation der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung mitberücksichtigt. Das Hauptaugenmerk bei der Untersuchung von möglichen Maßnahmen liegt auf Potenzialen, die sich aus der gekoppelten Betrachtung von Strom- und Wärmeversorgung ergeben. Im Einzelnen sind dies Wärmespeicher, sowohl in Verbrauchernähe als auch im Fernwärmenetz, ein optimierter Einsatz der in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Anlagen und eine Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch eine Ansteuerung von Verbrauchern und Windkraftanlagen.

Die angeführten Ansätze zur besseren Ausnutzung erneuerbarer Energien zu untersuchen ist Ziel des Forschungsprojekts TransiEnt.EE [And+17], in dem das dynamische Verhalten des Energieversorgungssystems der Stadt Hamburg simuliert wird. In einem der Teilprojekte ist das elektrische Netz und der regelungsorientierte Ansatz Schwerpunkt der Untersuchungen. Auf Basis dieses Teilprojekts ist die vorliegende Dissertation entstanden.

2 Stand der Technik und Wissenschaft und Ziel der Arbeit

2.1 Einfluss fluktuierender Erzeugung auf elektrische Energiesysteme

Bei der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) ist die Obergrenze der Erzeugung durch das aktuelle Angebot des Primärenergieträgers gegeben, während das Angebot fossiler Primärenergieträger zumindest mittelfristig nur durch wirtschaftliche Faktoren begrenzt ist. Da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern nach dem EEG Einspeisevorrang besitzt und zudem nahezu ohne Grenzkosten erfolgt, verringert sich bei gegebenem Strombedarf mit dem Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten die Jahreserzeugung aus fossilbetriebenen Kraftwerken. Die Hauptaufgabe dieser Kraftwerke verlagert sich somit von der Bereitstellung von Energie hin zu der Erbringung von Systemdienstleistungen zur Stabilisierung des elektrischen Netzes [DT14].

Eine Ausnahme bilden dabei Erzeuger in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), da diese meist wärmegeführt betrieben werden. Dem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung ist durch diese notwendige überwiegend fossil bereitgestellte Stromerzeugung in KWK eine Obergrenze gesetzt. So sind schon im Jahr 2020 bei einem Anteil EE von 35 % in Deutschland Überschüsse von 2 TWh, also 0,4 % des Strombedarfs zu erwarten, die bei weiterer Erhöhung des EE-Anteils ohne entsprechende Gegenmaßnahmen weiter steigen [ZMN12].

Wirkleistungs-Frequenzregelung

Eine der wichtigsten Voraussetzungen für die Versorgungssicherheit elektrischer Energiesysteme ist der ständige Ausgleich der erzeugten und benötigten Wirkleistung durch die Wirkleistungs-Frequenz-Regelung [Bev14].

Bevor Regelleistung aktiviert wird, werden Ungleichgewichte der Wirkleistungsbilanz durch die an das elektrische Netz starr gekoppelten und mit der Netzfrequenz proportional drehenden rotierenden Massen ausgeglichen, was als Momentanreserve bezeichnet wird. In konventionellen Kraftwerken werden typischerweise Synchrongeneratoren eingesetzt, sodass die Drehzahl von Turbine und Generator direkt proportional zur elektrischen Netzfrequenz ist. Dagegen sind die meisten Erzeuger auf Grundlage von FEE über Wechselrichter an das elektrische Netz angeschlossen. Ihre rotierenden Massen sind, sofern vorhanden, nicht an die Netzfrequenz gekoppelt und sorgen folglich auch nicht für einen Ausgleich kurzfristiger Leistungsungleichgewichte [Bev14]. Der Einfluss dieser verringerten rotierenden Masse zeigt sich schon heute in kleineren Netzen mit hohem Anteil FEE wie in Irland, wo vom Übertragungsnetzbetreiber zur Sicherung der Frequenzstabilität eine Obergrenze für die Erzeugung aus nicht synchronen Generatoren von 50 % festgelegt wurde [Cre+13].

Eine Möglichkeit trotz hohem Anteil FEE eine ausreichende Momentanreserve im elektrischen Netz zu gewährleisten, ist das Konzept der virtuellen Synchronmaschine [Hes07], bei dem die Wechselrichter in Abhängigkeit der Netzfrequenz so gesteuert werden, dass das Verhalten von Synchrongeneratoren nachgebildet werden kann [Tho+09]. Bei WKA wird dieses Steuerungskonzept meist als Synthetic Inertia bezeichnet, wobei durch die signifikante Rotationsträgheit der Rotorblätter ein Energiespeicher ähnlicher Größenordnung wie die Schwungmassen konventioneller Kraftwerke vorhanden ist [SB13]. Es treten nur während der Aktivierung der Steuerung Verluste auf, weil durch das Abbremsen der Rotoren die auf die aktuelle Windgeschwindigkeit optimierte Drehzahl verlassen wird. Dieses Konzept wird in Kanada bereits eingesetzt, wo das technische Regelwerk der Übertragungsnetzbetreiber von Windparks mit einer installierten Leistung über 10 MW durch den Einsatz von Wind Inertia die Bereitstellung einer Generatorzeitkonstante von 3,5 s fordert [Hyd09]. Neben der Nachbildung des Verhaltens von Synchronmaschinen kann es vorteilhaft sein, die spezifischen Vorteile der Wechselrichter in gekoppelten Erzeugern und Speichern in der Frequenzregelung zu nutzen, da die Leistungsantwort bei Veränderung der Netzfrequenz in der Steuerung eingestellt werden kann, was bei Synchronmaschinen nicht möglich ist [DA15; Dem+12].

Die Anforderungen an die Aktivierung der Regelleistung ist durch den Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) spezifiziert und zeitlich gestaffelt in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung [UEU09] (Abbildung 2.1). Die Primärregelung wird auto-

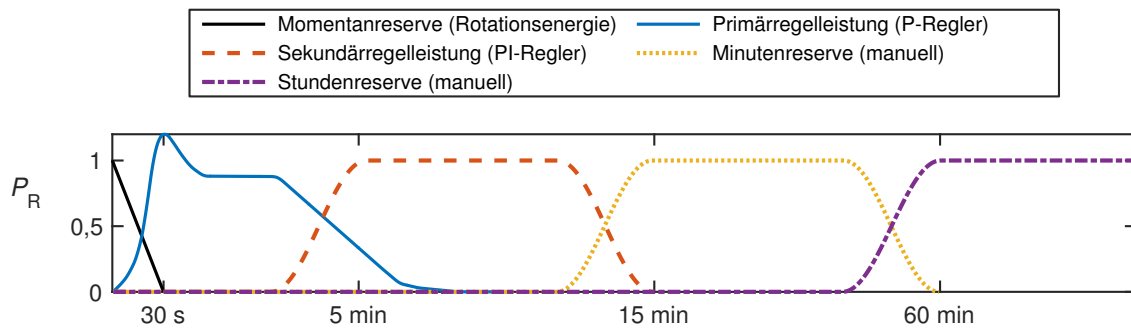


Abbildung 2.1: Schematischer Ablauf des Abrufs von Leistungsreserven in der Wirkleistungs-Frequenzregelung.

matisch aktiviert und muss spätestens 30 Sekunden nach Beginn einer Störung vollständig zur Verfügung stehen. In dieser kurzen Zeit können konventionelle Kraftwerke nicht angefahren werden, deshalb kann die Primärregelleistung nur von bereits am Netz befindlichen konventionellen Kraftwerken erbracht werden. Typische Erbringer von Primärregelleistung sind thermische Grundlastkraftwerke, die durch die ständige Androsselung oder das Kondensatanstauverfahren die Leistungsreserve vorhalten [Sch15]. Die Sekundärregelleistung muss innerhalb von fünf Minuten vollständig aktiviert sein und wird heute typischerweise von Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt [Sch15]. Gasturbinen sind zur Erbringung von Sekundärregelleistung typischerweise nur in der Lage, wenn sie sich bereits vor der Störung am Netz befinden. Eine Ausnahme bilden Gasturbinen, die ursprünglich als Strahltriebwerk entwickelt wurden und daher sehr kurze Startzeiten besitzen. Die automatisch und zentral aktivierte Sekundärregelleistung wird von der Minutenreserve abgelöst, die manuell und vorrangig nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten aktiviert wird.

Alternative Erbringer von Regelleistung

Die Bereitstellung von Regelleistung mit Erzeugern auf Basis von FEE wird gegenwärtig erprobt. Allerdings ist dabei eine ständige Drosselung sowie meist die Bündelung von Erzeugungseinheiten in einen Regelleistungspool zur Bereitstellung von Regelleistung nötig, um auch mit kleinen und dezentralen Anlagen die technischen Bedingungen für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt zu erfüllen. Diese Poolung wird in Deutschland bereits für alle drei Regelenenergiearten umgesetzt [50H+15b]. Als Anbieter innerhalb eines Pools können grundsätzlich verschiedenste Anlagen wie Windenergie-, Photovoltaik-,

Biogasanlagen, Blockheizkraftwerke (BHKW), Notstromaggregate und flexible Lasten eingesetzt werden. In Dänemark und Großbritannien nehmen Windenergieanlagen bereits direkt am Regelleistungsmarkt teil [Bra+14]. Auch die prinzipielle Eignung von Photovoltaikanlagen für die Primärregelung wurde bereits gezeigt [ULE14]. Besonders einfach umzusetzen ist bei allen wechselrichtergekoppelten Anlagen die Abregelung, also die Bereitstellung von negativer Regelreserve, die insbesondere im Vergleich zu konventioneller Erbringung in thermischen Kraftwerken deutlich dynamischer erfolgen kann [Mil+15].

2.2 Energiespeicher und Lastverschiebung

Der Bedarf an Energiespeichern zur Realisierung einer Energieversorgung mit hohen Anteilen EE ist Gegenstand einer Vielzahl von aktuellen Studien [Bab15; Kan14; Oeh12; Har12; NPS10], die zu teils sehr unterschiedlichen Ergebnissen für den Speicherbedarf kommen. Eine entscheidende Annahme, die diese Unterschiede verursacht, ist der jeweils zu Grunde gelegte Ausbaustand der EE. Die Alternative zum Einsatz von Speichern ist grundsätzlich eine Kombination aus flexiblen thermischen Kraftwerken und einer Überkapazität an FEE. Wird eine vollständig auf EE basierende Stromerzeugung gefordert, ergibt sich ein entsprechend hoher Speicherbedarf, da nur noch Anlagen mit biogenen Brennstoffen und Speicher im Lastfolgebetrieb arbeiten. Der zweite Grund für die Unterschiede ist die Forderung der vollständigen Integration des fluktuierenden Energieangebots. In [Har12] wird mittels eines kostenbasierten Optimierungsmodells gezeigt, dass eine Kombination aus Speichereinsatz und Überkapazität von fluktuierenden Erzeugern mit der Möglichkeit von Abregelung die wirtschaftlichste Lösung darstellt.

Potenziale der Sektorkopplung

Da sie im Vergleich zu Speichern für elektrische Energie typischerweise deutlich geringere Investitionskosten besitzen, sind Wärmespeicher auch im heutigen Energieversorgungssystem sowohl in Form von Großwärmespeichern in Fernwärmenetzen als auch in Form von kleinen verbrauchernahen Pufferspeichern häufig vorhanden. In Kombination mit KWK-Anlagen ermöglichen Wärmespeicher eine Flexibilisierung der Stromerzeugung ohne die Deckung des Wärmebedarfs zu gefährden [KL14]. Ist zusätzlich ein Elektrokessel oder ein Elektroströmungserhitzer vorhanden, kann die Flexibilität der An-

lage weiter erhöht werden [AG14]. Je nach aktueller Angebotssituation am Strommarkt kann die Wärmelastdeckung so aus elektrischer Energie oder aus dem Primärenergieträger der KWK-Anlage gedeckt werden und es können im besten Fall gleichzeitig Erlöse am Regelenenergiemarkt erwirtschaftet werden [Pie+15].

Mit Hilfe eines Optimierungsmodells, welches die variablen Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung minimiert, konnte in [Oeh12] gezeigt werden, dass der Einsatz von Wärmespeichern die integrierbare KWK-Wärmemenge steigern und den Einsatz von thermischen Kraftwerken verringern kann. Dies hat aber nicht zwangsläufig positive Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen, da durch die Wärmespeicher eine höhere Auslastung von Steinkohle-KWK-Anlagen zu Lasten von GuD-KWK-Anlagen entstehen kann. Wechselwirkungen zwischen einem durch den Einsatz von Wärmespeichern veränderten Kraftwerkseinsatz und der Stabilität des elektrischen Netzes sind nicht Teil der Untersuchung.

Die thermische Kapazität der Wassermassen im Fernwärmenetz kann ebenfalls als Energiespeicher genutzt werden. Im Rahmen einer Betriebsoptimierung aus Sicht des Fernwärmebetreibers kann sie eingesetzt werden, um die Stromerzeugung in Spitzenlastzeiten zu verschieben [KBF07]. Die Zwischenspeicherung im Fernwärmenetz kann auch eingesetzt werden, um einen Ausgleich zwischen der Erzeugung aus FEE und dem Strombedarf zu schaffen [Rec14] oder in Heizkraftwerken während der Heizperiode Primärregelleistung zu erbringen, sodass nur im Sommer die sonst notwendige mit Verlusten behaftete Androsselung des Turbinenventils notwendig wird [Mee01]. Die Einspeicherung erfolgt in allen Fällen durch eine Erhöhung der Vorlauftemperatur, die mit einer Erhöhung der Einspeiseleistung einhergeht. Durch die zusätzlichen Temperaturwechsel entstehen allerdings erhöhte Beanspruchungen in den Betriebsmitteln des Wärmenetzes, was zu erhöhten und schwierig zu quantifizierenden Wartungs- und Instandhaltungskosten führt.

Lastverschiebung

Durch die zeitliche Verschiebung von flexiblen Lasten können auch Verbraucher ähnlich wie Energiespeicher zur Erhöhung der Flexibilität im Stromnetz sorgen. Während Verbrauchersteuerung bisher in Europa hauptsächlich bei industriellen Großverbrauchern umgesetzt wird, fordert die Europäische Kommission neben Energieeffizienzmaßnahmen auch explizit eine Aktivierung der kleineren Verbraucher [THL10]. Potenzialabschätzungen für die Nutzung verbrauchernaher Energiespeicher in Deutschland wurden bereits in

zahlreichen Studien durchgeführt. Für das hier betrachtete System der Hansestadt Hamburg wurde im Rahmen des Forschungsprojekts TransiEnt.EE eine weitere Abschätzung der technischen Potenziale durchgeführt [And+17]. Ein Vergleich der in diesen Studien ermittelten Ergebnisse ist ebenfalls in [And+17] zu finden. Es ist nicht davon auszugehen, dass durch eine weitere Potenzialabschätzung die Genauigkeit der Prognose oder der Stand der Forschung verbessert werden kann. Dagegen beschäftigen sich nur wenige Arbeiten mit dem optimalen Einsatz und den Auswirkungen von Lastverschiebung auf Kosten und Emissionen von Energiesystemen mit hohem Anteil FEE.

In [Koc12] und [Sta06] wird auf Grundlage dynamischer Simulationsmodelle das zeitliche Verhalten von steuerbaren Verbrauchern untersucht. In [Koc12] wird zusätzlich eine umfassende Analyse des statistischen Verhaltens von verbrauchernahen Energiespeichern durchgeführt. Der Fokus liegt dabei jedoch auf der Untersuchung verschiedener regelungstechnischer Ansätze zur Realisierung einer solchen netzdienlichen Steuerung von verteilten Energiespeichern. In [Sta06] werden Potenziale zur Lastverschiebung durch die Nutzung von verbrauchernahen Wärmespeichern untersucht. Neben Pufferspeichern wird auch die thermische Kapazität von Gebäuden und Kälteanwendungen berücksichtigt. Die Analyse dieser Potenziale ergibt, dass ihre vollständige Nutzung für die Deckung des Regelleistungsbedarfs in Deutschland ausreichen würde [Sta06]. Der optimale Einsatz in Bezug auf die Integration FEE sowie auf Kosten und Emissionen des Gesamtsystems ist nicht Teil dieser beiden Arbeiten.

2.3 Optimierung und Simulation von Energiesystemen

Die meisten bisher genannten Studien zur Untersuchung des Einsatzes von Energiespeichern im Kontext der Energiewende verwenden ein numerisches Optimierungsmodell als Analysewerkzeug [Bab15; Kan14; Ada+12; Oeh12; Has12; Har12]. Die Wahl des besten Speichereinsatzes in Bezug auf die Zielgrößen Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit führt zunächst auf ein mehrdimensionales Optimierungsproblem mit den Zielgrößen CO₂-Emissionen und Kosten. Da diese im Vergleich zu eindimensionalen Optimierungsverfahren mathematisch deutlich aufwendiger sind [Ehr05], erfordern sie eine starke Vereinfachung der berücksichtigten Nebenbedingungen im Falle der Untersuchung eines Energieversorgungssystems [PR04]. Durch die Berücksichtigung von CO₂-Zertifikatspreisen kann das Problem auf ein eindimensionales Optimierungsproblem ver-

einfacht werden, wobei durch Parametervariation der CO₂-Zertifikatspreise die Gewichtung der Zielgrößen Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit verändert werden kann. In den aktuelleren der genannten Studien wird die gemischt-ganzzahlig-lineare Programmierung verwendet, da sie die Abbildung von Zustandswechseln wie zum Beispiel des Betriebszustands eines konventionellen Kraftwerkes erlauben. Nichtlineare Zusammenhänge, wie die Abhängigkeit des Kraftwerkswirkungsgrads vom Betriebszustand, können mit Hilfe von zusätzlichen binären Variablen abschnittsweise linearisiert werden. Allerdings führen sie durch zusätzliche Variablen und Nebenbedingungen zu einer Erhöhung der Komplexität des Problems und erschweren daher die Lösung [Ber+13]. Die dritte energiepolitische Zielgröße der Systemstabilität wird daher meist nur in Form von stark vereinfachten Nebenbedingungen berücksichtigt. Häufig wird eine summarisch vorzuhaltende Regelreserve gefordert, um unvorhergesehene Leistungsstörungen ausregeln zu können. Alternativ kann eine mit der jeweiligen Wahrscheinlichkeit gewichtete Summe verschiedener Szenarien des Problems optimiert werden. Es kann so das numerische Optimum unter Berücksichtigung der Unsicherheit gefunden werden. [Bru16] untersucht verschiedene Formulierungen dieses Ansatzes und stellt fest, dass deterministischen Modelle zur Einsatzoptimierung übermäßig konservativ in Bezug auf die vorgehaltenen Leistungsreserven sind.

Die meisten Untersuchungen zu den Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stabilität elektrischer Netze basieren auf reinen Systemsimulationen. Nur in wenigen Arbeiten werden sowohl eine numerische Optimierung als auch eine Systemsimulation durchgeführt [Koc12; Umm09; Dan00]. In diesen drei Untersuchungen beinhaltet die Systemsimulation jedoch nur das elektrische Netz, sodass keine Betrachtung des Nutzens von Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmespeichern durchgeführt wird. Die Optimierung ist dabei jeweils ein vorgelagerter Schritt der Systemsimulation, die das Ziel verfolgt, die Abläufe auf den Energiemärkten abzubilden und so einen realistischen Einsatz der Kraftwerke in der Systemsimulation zu ermöglichen.

2.4 Ziel der Arbeit

Die Ergebnisse von [Oeh12] zeigen, dass eine gekoppelte Optimierung von Strom- und Wärmebereitstellung große Potenziale zur Verbesserung der Integration EE in das bestehende Energieversorgungssystem birgt. Simulationen des elektrischen Netzes unter

Einfluss großer Anteile fluktuierender Erzeugung zeigen weiterhin, dass die Stabilität der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung durch die deutlich reduzierte Momentanreserve bei hohen Anteilen nicht synchroner Erzeugung gefährdet sein kann [UBA14]. Eine Analyse dieser Kopplung zwischen Stabilität des elektrischen Netzes und optimalem Einsatz von Energiespeichern ist das erste Ziel dieser Arbeit. Der verfolgte Ansatz sowohl ein Optimierungsmodell zu verwenden als auch eine Simulation von Strom- und Wärmeversorgung durchzuführen ist neu und erlaubt daher eine umfassendere Analyse der auftretenden Wechselwirkungen als dies in bisherigen Arbeiten der Fall ist. Das zweite Ziel der Arbeit ist es anhand des Energiesystems von Hamburg und verschiedenen Fallstudien, Maßnahmen zur besseren Ausnutzung EE zu untersuchen. Die dabei betrachteten Maßnahmen sind im Einzelnen

- die Bereitstellung von Regelleistung durch EE und die Nutzung der rotierenden Massen von Windkraftanlagen zur Erhaltung der Momentanreserve,
- die Bereitstellung von Regelleistung und eine Lastverschiebung durch Nutzung verbrauchernaher Energiespeicher und
- ein auf das Angebot aus FEE abgestimmter Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung.

3 Modelle und Verfahren

3.1 Methodische Vorgehensweise

Aus der simultanen Betrachtung von Strom- und Fernwärmenetzen ergibt sich, dass eine experimentelle Untersuchung nur schwer zu realisieren ist, da hierzu gezielte Eingriffe in die Energieversorgungsnetze in Zusammenhang mit umfangreichen Messungen im Netzverbund nötig wären. Es wird daher zur Untersuchung des betrachteten Systems ein Simulationsmodell verwendet.

Ziel der Modellbildung ist die Wiedergabe der Wirkleistungsflüsse in Strom-, und Fernwärmenetz. Das entwickelte Modell soll weiterhin die veränderte Regelbarkeit des Gesamtsystems abbilden, die sich durch den veränderten Kraftwerkseinsatz bei hoher Einspeisung aus FEE ergibt.

Die betrachteten Systeme der Strom- und Fernwärmeversorgung besitzen deutlich von einander abweichende Zeitkonstanten. Während elektromagnetische Ausgleichsvorgänge im Bereich von Millisekunden ablaufen, liegen Ausgleichsvorgänge der thermischen Energie in großen Fernwärmenetzen im Bereich von Stunden [Mee01]. Zusätzlich erfordert das jahreszeitlich schwankende Angebot von erneuerbaren Energieträgern und dem Wärmebedarf einen Betrachtungszeitraum eines ganzen Jahres. Da im Fokus der vorliegenden Arbeit Einschwingzeiten im Sekunden- und Minutenbereich stehen, werden keine elektromagnetischen Vorgänge betrachtet. Die Untersuchung der Netzstabilität wird auf die Wirkleistungs-Frequenzregelung beschränkt. Für diesen Zeitbereich kann das stark vermaschte europäische Verbundnetz als Punktnetz mit einer gemeinsamen Netzfrequenz aller Knoten modelliert werden.

3.1.1 Verfahrensüberblick

Die Stromerzeugung in Kraftwerken wird durch die Situation an den Märkten für elektrische Energie bestimmt. Eine rein physikalische Modellierung der Komponenten des Stromversorgungssystems erlaubt also keine Bewertung der veränderten Situation durch zusätzliche fluktuierende Einspeisung. Es wird daher zunächst ein an der Praxis orientiertes Verfahren zur Tageseinsatzplanung der Stromerzeuger verwendet, um die Sollwerte

der Kraftwerke zu ermitteln (Abbildung 3.1). Das dafür verwendete Optimierungsmodell verwendet die gemischt-ganzzahlig lineare Programmierung (GGLP) und wird in Kapitel 3.2 vorgestellt.

Um die Auswirkungen des veränderten Kraftwerkseinsatzes auf die Dynamik des elektrischen Netzes und den geschlossenen Regelkreis der Leistungs-Frequenz-Regelung zu ermitteln, wird eine nichtlineare Modellierung benötigt. Dieser Teil der Untersuchungen wird mit Hilfe der Sprache Modelica durchgeführt, die eine Beschreibung durch differential-algebraische Gleichungssysteme erlaubt. Die ersten beiden Schritte des Verfahrens erlauben so die Analyse der Kopplung zwischen Einsatzplanung und Netzregelverhalten bei hohem Anteil FEE (Kapitel 4). Die Bestimmung von Energiespeicherpotenzialen in Kapitel 5 nutzt ebenfalls Modelica für die Simulation nichtlinearer Vorgänge (Abbildung 3.1, Mitte).

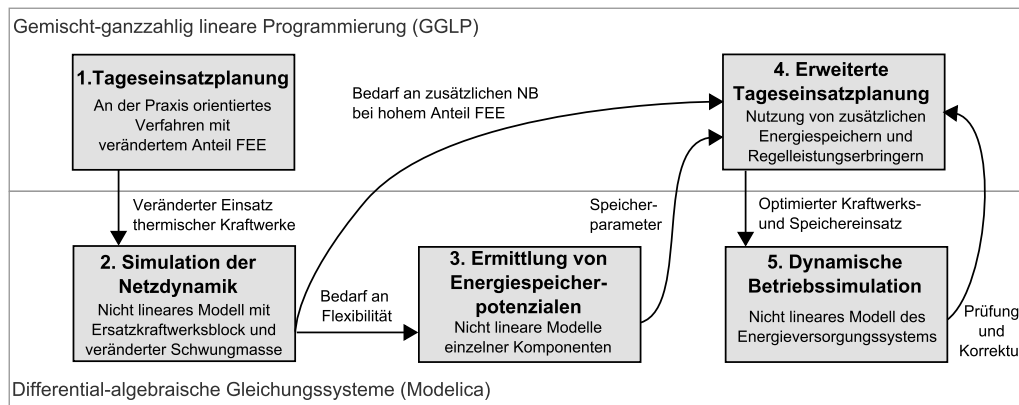


Abbildung 3.1: Überblick über das verwendete Simulationsverfahren.

Schließlich soll die Nutzung der so ermittelten Energiespeicherpotenziale im Sinne eines Tests unter realistischen Bedingungen bewertet werden, wozu die beiden Verfahren kombiniert werden (Kapitel 6). Ein Teil der ermittelten Potenziale kann durch eine entsprechende Steuerung in der vorausschauenden Einsatzplanung verwendet werden. Ein anderer Teil kann durch die Bereitstellung von Regelleistung die Netzstabilität sicherstellen. Übernehmen Energiespeicher einen Teil der Regelung, verändert das die Nebenbedingungen der Tageseinsatzplanung. Beispielsweise kann bei hoher Einspeisung aus FEE der Einsatz thermischer Kraftwerke nur durch die Notwendigkeit bestimmt sein, Regelleistung bereitzustellen. Eine alternative Erbringung dieser Regelleistung durch Energiespeicher erlaubt dementsprechend eine Reduzierung des Einsatzes von Primärenergieträgern. Zusätzlich zu der Möglichkeit diese Wechselwirkungen zu untersuchen ermöglichen

die Ergebnisse der nichtlinearen Betriebssimulation eine Prüfung und Anpassung des linearen Optimierungsmodells.

3.1.2 Betrachtetes Energiesystem

Als Folge der reinen Wirkleistungsbetrachtung ist keine Lastflussrechnung der elektrischen Energieversorgung möglich und notwendig. Die elektrische Energieversorgung des betrachteten Teilnetzes wird durch einen fiktiven Kraftwerkspark modelliert, der in seiner Zusammensetzung dem Kraftwerkspark im Gebiet der Bundesnetzagentur entspricht und auf die Verhältnisse des betrachteten Netzes von Hamburg skaliert wird. Dies erleichtert die Übertragung der Ergebnisse auf andere Städte in Deutschland. Darüber hinaus können auf Grund dieser Annahme Zukunftsszenarien für die Zusammensetzung des Kraftwerk- und Speicherarks aus anderen Studien verwendet und die Ergebnisse verglichen werden. Der Einfluss des Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien auf das Energiesystem soll im Folgenden anhand von drei Ausbauszenarien der erneuerbaren Erzeugung untersucht werden. Diese sind

- REF12, basierend auf dem tatsächlichen Stand des deutschen Kraftwerksparks im Jahre 2012 [50H+15a],
- REF35, mit einem mittleren Ausbaustand EE entsprechend des Kraftwerksparks im Ausbauszenario 2035b aus [50H+15a] und
- REF50, mit hohem Ausbaustand EE, wobei gegenüber dem Szenario REF35 die installierte EE-Leistung entsprechend dem Ausbauplan der Bundesregierung nach EEG-Gesetz fortgeschrieben wird [Bun14].

Über die elektrische Jahresarbeit im Jahr 2012 von 629,8 TWh in Deutschland [AGE15] und 12,87 TWh in Hamburg [Str13] werden diese Literaturdaten auf die Verhältnisse im betrachteten Hamburger Netz skaliert. Für das Hamburger Fernwärmenetz wird angenommen, dass das im Jahr 2012 von Vattenfall Wärme GmbH beantragte Kraftwerksprojekt für den Standort Wedel [Vat12] umgesetzt und das Steinkohlekraftwerk durch ein Gas- und Dampfkraftwerk ersetzt wird. Die Eigenschaften des sich so ergebenden Kraftwerksparks sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst.

Tabelle 3.1: Definition des untersuchten Kraftwerksparks in den drei betrachteten Ausbauszenarien.

Energieträger	Art	Leistung in MW _{el} (MW _{th})		
		REF12	REF35	REF50
Uran	Nuklear Kraftwerk	254	0	0
Braunkohle	Dampfkraftwerk	445	191	191
Steinkohle	Dampfkraftwerk	39	24	24
Steinkohle	Heizkraftwerk (Ost, Block 1)	206 (290)	206 (290)	206 (290)
Steinkohle	Heizkraftwerk (West, Block 1)	151 (220)	0	0
Steinkohle	Heizkraftwerk (West, Block 2)	138 (165)	0	0
Erdgas	GuD-Heizkraftwerk (Ost, Block 2)	125 (180)	125 (180)	125 (180)
Erdgas	GuD-Heizkraftwerk (West)	0	470 (220)	470 (220)
Erdgas	GuD-Kraftwerk	322	77	77
Erdgas	Gasturbinen	2×60	3×60	3×60
Erdgas	Spitzenlastkessel (Ost)	(320)	(320)	(320)
Erdgas	Spitzenlastkessel (Zentrum)	(340)	(340)	(340)
Erdgas	Spitzenlastkessel (West)	(180)	(180)	(180)
Mineralöl	Dampfkraftwerk	58	17	17
Mineralöl	Gasturbine	26	0	0
Abfall	Müllverbrennungsanlage	33 (115)	33 (115)	33 (115)
Variabel	Pumpspeicherkraftwerk	131	260	260
Biomasse	Dampfkraftwerke & Motoren	133	196	227
Laufwasser	Wasserkraftwerk	90	86	86
Sonnenstrahlung	Photovoltaik	677	1225	1378
Wind	Onshore-Windpark	634	1816	2582
Wind	Offshore-Windpark	6	378	639
Summe		3588	5284	6495

3.2 Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung

Die Stromerzeugung wird neben physikalischen Grenzen maßgeblich durch die Situation an den Strommärkten bestimmt. Während die langfristige Versorgungssicherheit an den Terminmärkten gesichert wird, hat der Spotmarkt die Aufgabe für den nächsten Tag eine möglichst günstige Erzeugung zur Deckung der prognostizierten Last zu gewährleisten. Das Verhalten von Preisbildung und Kraftwerkseinsatz kann über die lineare Programmierung abgebildet werden [Gen13]. Da thermische Kraftwerke eine bestimmte Mindestleistung haben, muss unterschieden werden, ob das Kraftwerk gerade in Betrieb ist (nur dann ist die Leistung des Kraftwerks durch die kraftwerkstypische Mindestleistung beschränkt) oder nicht. Diese Eigenschaft macht das Problem zu einem gemischt-ganzzahligen Opti-

mierungsproblem der Form

$$\min \left\{ Kx \mid Ax \leq b, x \geq 0 \right\} \quad (3.1)$$

indem ein Teil der Entscheidungsvariablen x Ganzzahlen sind. Ziel der Optimierung ist es durch Variation der Entscheidungsvariablen die variablen Gesamtkosten der Stromerzeugung zu minimieren, ohne dabei Nebenbedingungen wie die Mindestleistung eines Kraftwerkstyps zu verletzen. Die Optimierung wird mit einer zeitlichen Auflösung Δt von einer Stunde durchgeführt, wobei jeweils ein Tag geschlossen unter Verwendung von Prognosen optimiert wird. Der verwendete Vektor der Entscheidungsvariablen x enthält die elektrische und thermische Leistung, die vorgehaltene Primär- und Sekundärregelleistung, den Betriebszustand z , den Startzustand s und den Speicherzustand w :

$$x^T = [P^T, \dot{Q}^T, P_{\text{PR}}^T, P_{\text{SR}+}^T, P_{\text{SR}-}^T, z^T, s^T, w^T]. \quad (3.2)$$

Betriebszustand, Startzustand und Speicherzustand sind dabei binär 0 oder 1. Die Vektoren in Gleichung 3.2 enthalten jeweils die Größe pro Kraftwerks- oder Speichereinheit i und Zeitschritt t :

$$P^T = [P_{1,1}^T \dots P_{i,1}^T \dots P_{1,t}^T \dots P_{i,t}^T]. \quad (3.3)$$

Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der variablen Gesamtkosten. Diese werden angenähert aus der Summe aus Erzeugungskosten $K_{i,t}^E$ und Kosten $K_{i,t}^S$, die bei jedem Start der Kraftwerkseinheit i anfallen (Gleichung 3.4).

$$K = \sum_t \sum_i (K_{i,t}^E + K_{i,t}^S) \quad (3.4)$$

Dabei setzen sich die Erzeugungskosten in jedem Zeitschritt aus den spezifischen Kosten k_i^V und der aktuellen Kraftwerksleistung $P_{i,t}$ zusammen:

$$K_{i,t}^E = k_i^V \cdot P_{i,t} \cdot \Delta t, \quad (3.5)$$

wobei die spezifischen Kosten aus Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikatskosten zusammengesetzt sind und Δt die Länge des Zeitschritts ist. Die Kosten, die beim Start des Kraftwerks durch zusätzliche Feuerungsleistung und Wartungsaufwände anfallen, kön-

nen in linearer Form angegeben werden:

$$K_{i,t}^S = k_i^S \cdot P_{i,0} \cdot s_{i,t}. \quad (3.6)$$

Dieser Ansatz vernachlässigt den Umstand, dass Wartungsaufwände in der Realität für eine hohe Anzahl Startvorgänge sprunghaft ansteigen können, ist aber in der Kraftwerkseinsatzplanung mittels GGLP üblich. In Gleichung 3.6 bezeichnet k_i^S die vom Kraftwerkstyp abhängigen Kosten je Start und $P_{i,0}$ die installierte Leistung des Kraftwerks [Kum+12]. Wechselt der Betriebszustand z von Null auf Eins, soll s den Wert Eins annehmen. Dies wird als eine Nebenbedingung je Zeitschritt und Kraftwerkseinheit formuliert:

$$z_{i,t+1} - z_{i,t} \leq s_{i,t}, \quad (3.7)$$

wobei $z_{i,t} = 1$, wenn das Kraftwerk i in Zeitschritt t in Betrieb ist. Die Deckung des Strombedarfs je Zeitschritt P_t^L ist eine weitere Nebenbedingung des Problems:

$$P_t^L = \sum_i P_{i,t} + \sum_j P_{j,t}^{\text{FEE}}, \quad (3.8)$$

wobei der steuerbare Kraftwerkspark nur die Residuallast decken muss, also die Last abzüglich der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung. Diese setzt sich zusammen aus der Windenergie-, Photovoltaik- und Laufwassererzeugung, die jeweils mit Hilfe von Erzeugungszeitreihen aus dem Jahr 2015 angenähert werden und je nach Ausbaustand des betrachteten Zukunftsszenarios auf die neue installierte Leistung skaliert werden:

$$P_{j,t}^{\text{FEE}} = x_{j,t} P_{j,0}^{\text{FEE}}. \quad (3.9)$$

Die verwendeten Zeitreihen der Photovoltaik- und Winderzeugung werden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht [Tra2016; Amp2016; 50H16; Ten16]. Die Einspeisung der Laufwasserkraftwerke wird analog zu [ZMN12] mit einem typischen saisonalen Verlauf angenähert. Um im Bedarfsfall eine Abregelung erneuerbarer Erzeugung zu ermöglichen, enthält das Optimierungsmodell einen Block mit negativer installierter Leistung in Höhe der Kapazität der FEE und Erzeugungskosten oberhalb des teuersten Erzeugers, sodass die Abregelung auf die notwendigen Zeitschritte reduziert wird.

Die Mindest- und Maximalleistung der Kraftwerke wird durch die Gleichung 3.10 be-

grenzt.

$$P_{i,t}^{\min} \cdot z_{i,t} + P_{i,t}^{\text{PR}} + P_{i,t}^{\text{SR}-} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max} \cdot z_{i,t} - P_{i,t}^{\text{PR}} - P_{i,t}^{\text{SR}+}. \quad (3.10)$$

Sie wird also durch die jeweiligen technischen Leistungsgrenzen $P_{i,t}^{\min}$ und $P_{i,t}^{\max}$ und die vorgehaltene Primär- und Sekundärregelleistung begrenzt. Die Primärregelung kann nur von Kraftwerken bereitgestellt werden, die in Betrieb sind und ist auf einen Maximalwert $P_i^{\text{PR},\max}$ begrenzt:

$$P_{i,t}^{\text{PR}} \leq z_{i,t} \cdot P_i^{\text{PR},\max} \quad (3.11)$$

Die vorgehaltene Sekundärregelleistung muss innerhalb von $t_{\text{SR}} = 5 \text{ min}$ zur Verfügung stehen:

$$P_{i,t}^{\text{SR}+} \leq \dot{P}_i^{\max} \cdot t_{\text{SR}} \cdot z_{i,t} \quad (3.12)$$

$$P_{i,t}^{\text{SR}-} \leq \dot{P}_i^{\max} \cdot t_{\text{SR}} \cdot z_{i,t}. \quad (3.13)$$

Für Anlagen zur Stromerzeugung in KWK oder aus biogenen Brennstoffen, die nur teilweise durch die Verhältnisse an den Strommärkten bestimmt sind, werden die Zeitreihen der Mindest- und Maximalleistung gesondert modelliert (Kapitel 3.2.1). Pumpspeicherkraftwerke sind zusätzlich durch eine obere und untere Speichergrenze begrenzt:

$$E_k^{\min} \leq E_{k,t} \leq E_k^{\max}. \quad (3.14)$$

Die gespeicherte Energie $E_{k,t}$ ergibt sich in Abhängigkeit des Startwerts $E_{k,0}$ zu Beginn des Optimierungsintervalls aus der ein- und ausgespeicherten Leistung. Dabei werden unterschiedliche Wirkungsgrade und Leistungen für das Ein- und Ausspeichern berücksichtigt:

$$E_{k,t} = E_{k,0} + \left(\sum_t P_{k,t}^{\text{ein}} \cdot \eta_k^{\text{ein}} - \sum_t P_{k,t}^{\text{aus}} \cdot \frac{1}{\eta_k^{\text{aus}}} \right) \cdot \Delta t. \quad (3.15)$$

Mit Hilfe der ganzzahligen Variablen $w_{k,t}$ wird verhindert, dass gleichzeitig ein- und aus-

gespeichert wird:

$$P_{k,t}^{\text{aus}} \leq w_{k,t} \cdot P_{k,0}^{\text{aus}}, \quad (3.16)$$

$$P_{k,t}^{\text{ein}} \leq (1 - w_{k,t}) \cdot P_{k,0}^{\text{ein}}. \quad (3.17)$$

Die Dynamik der Erzeuger wird durch die Forderung berücksichtigt, dass eine maximale Änderungsrate der Leistung $\dot{P}_i^{\text{max}}$ nicht überschritten werden kann:

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \dot{P}_i^{\text{max}} \cdot z_{i,t} \cdot \Delta t \quad (3.18)$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \dot{P}_i^{\text{max}} \cdot z_{i,t-1} \cdot \Delta t \quad (3.19)$$

Schließlich wird gefordert, dass eine Regelreserve vorgehalten werden muss:

$$\sum_i P_{i,t}^{\text{PR}} \geq P^{\text{PR}, \text{soll}}, \quad (3.20)$$

$$\sum_i P_{i,t}^{\text{SR}+} \geq P^{\text{SR}, \text{soll}}, \quad (3.21)$$

$$\sum_i P_{i,t}^{\text{SR}-} \geq P^{\text{SR}, \text{soll}}. \quad (3.22)$$

Nach Vorgaben des Verbands europäischen Netzbetreiber (ENTSO-E) ergibt sich für das betrachtete System ein Bedarf von $P^{\text{PR}, \text{soll}} = 11 \text{ MW}$ an Primärregelleistung und 56 MW an Sekundärregelleistung. Dabei wird die gesamte im Verbundnetz vorgehaltene Primärregelleistung von 3000 MW über den Energiebedarf auf die einzelnen Regelzonen skaliert. Für die vorgehaltene Sekundärreserve wird die von der ENTSO-E empfohlene Auslegungsformel

$$P^{\text{SR}, \text{soll}} = \sqrt{a \cdot \hat{P}^{\text{L}} + b^2} - b \quad a = 10 \text{ MW}, \quad b = 150 \text{ MW}. \quad (3.23)$$

verwendet [UEU09].

3.2.1 Kraft-Wärme-Kopplung

Wärmegeführter Betrieb

Für den wärmegeführten Betrieb wird der Fernwärmebedarf aufbauend auf veröffentlichten Messdaten für das betrachtete Netz [KBF07] in Abhängigkeit der Außentemperatur

ermittelt. Die Verteilung der Last auf die einzelnen Erzeuger ist in [And+17] beschrieben. Aus dem wärmeseitigen Fahrplan und den bekannten Betriebsdiagrammen der Heizkraftwerke ergibt sich jeweils eine Zeitreihe für die Grenzen der elektrischen Leistung, die in Gleichung 3.10 eingehen.

Stromgeführter Betrieb

Für den stromgeführten Betrieb wird die Lastdeckung im betrachteten Fernwärmenetz pro Erzeugerstandort als Nebenbedingung der Optimierung gefordert. Die Berücksichtigung einzelner Standorte gewährleistet, dass die Restriktionen des heutigen Netzes in Bezug auf die möglichen Massenströme berücksichtigt werden (Abbildung 3.2) ohne die nichtlinearen Transportvorgänge im Fernwärmenetz im Optimierungsmodell abbilden zu müssen. In Abhängigkeit der Außentemperatur gibt [KBF07] eine Näherungsgleichung

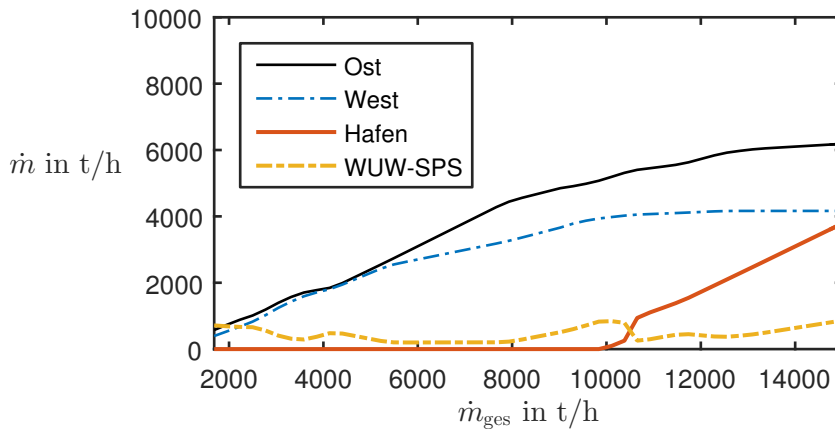


Abbildung 3.2: Aufteilung der Massenströme im betrachteten Fernwärmenetz nach [KBF07]. Der Standort Hafen befindet sich zentral in Verbrauchernähe. Weiterhin gibt es eine Wärmeumformstation am Oststrang des Netzes (WUW-SPS), die einen Leistungsaustausch mit einem Dampfnetz erlaubt.

für die Wärmeerzeugung, sowie die im Rahmen der durchgeführten Optimierung gefundene Vor- und Rücklauftemperaturen im betrachteten Netz an. Daraus lassen sich bei gegebenem Verlauf der Außentemperatur im Jahresverlauf die Anteile a_s der drei Haupterzeugungsstandorte am Gesamtwärmebedarf des Netzes berechnen. Dies wird durch die Nebenbedingung

$$\sum \dot{Q}_{i,t} = \dot{Q}^L \cdot a_s \quad (3.24)$$

sichergestellt. Die Leistungsgrenzen (Abbildung A.4) der Heizkraftwerke werden durch lineare Bedingungen zwischen der elektrischen und thermischen Leistung der Form

$$k_1 \cdot \dot{Q}_{i,t} + k_2 \cdot z_{i,t} \leq P_{i,t} \leq k_3 \cdot \dot{Q}_{i,t} + k_4 \cdot z_{i,t} \quad (3.25)$$

festgelegt. Die Brennstoffkosten in Abhängigkeit von elektrischer und thermischer Erzeugung werden mit Gleichung 3.26 approximiert, sodass sie linear in Bezug auf die Entscheidungsvariablen sind.

$$K_{BS} = k_5 \cdot \dot{Q} + k_6 \cdot P + k_7 \quad (3.26)$$

Die Parameter k_i dieser Näherungen werden mit Hilfe der Methode der kleinsten Fehlerquadrate aus den bekannten Betriebsdiagrammen der betrachteten Kraftwerke ermittelt. Die Interpolation des Brennstoffbedarfs wird dabei auf den möglichen Betriebsbereich nach Betriebsdiagramm beschränkt. Dafür ergibt sich ein maximaler Fehler der Linearisierung von 2,55 %.

Wärmespeicher werden ähnlich wie elektrische Pumpspeicherkraftwerke modelliert, die aber durch stationäre Energieverluste erweitert sind (Gleichung 3.27).

$$E_{k,t+1} = E_{k,t} - E_k^{\text{stat}} + \left(\sum_t \dot{Q}_{k,t}^{\text{ein}} \cdot \eta_k^{\text{ein}} - \sum_t \dot{Q}_{k,t}^{\text{aus}} \cdot \frac{1}{\eta_k^{\text{aus}}} \right) \cdot \Delta t. \quad (3.27)$$

Thermische Spitzenlasterzeuger werden wie Kondensationskraftwerke modelliert, wobei keine Startkosten angesetzt werden. Das beschriebene Optimierungsproblem (Gleichungen 3.1 bis 3.27) wurde in Matlab implementiert [MAT14] und mit CPLEX [IBM09] gelöst. Die verwendeten Parameter dieses Modells sind im Anhang in Tabelle B.1 zusammengefasst.

Restriktionen der Stromerzeugung aus Biomasse

Anlagen zur Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen weisen eine große Vielfalt an Brennstoffen, Anlagenkonzepten und Betriebsweisen auf. Auf Grundlage einer Betreiberbefragung ermittelt [Sch+15], dass Ende des Jahres 2012 knapp 2000 MW der insgesamt 5700 MW installierten Anlagenleistung an einer Direktvermarktung teilnahmen und

damit mit dem beschriebenen Optimierungsmodell (Gleichungen 3.1 bis 3.27) als disponibler Erzeuger abgebildet werden können.

Die verbleibenden 3700 MW werden ähnlich zu der Erzeugung aus FEE nicht im Lastfolgebetrieb eingesetzt und können als negative Verbraucher aufgefasst werden. Da keine weiteren Informationen über die Betriebsweise dieser Anlagen vorliegen, wird im Folgenden das Erzeugungsprofil dieser Anlagen auf Grundlage von sinnvollen Annahmen modelliert. Zunächst wird dafür die Annahme getroffen, dass der KWK-Anteil der Anlagen, die die EEG-Vergütung in Anspruch nehmen dem KWK-Anteil aller Anlagen zur Biomassenutzung entspricht. Dieser Anteil betrug in Deutschland im Jahr 2012 67 % bezogen auf die installierte elektrische Leistung [Gor+14]. Die Einspeisung dieser Anlagen wird über das Standardlastprofil Gas angenähert. Typischerweise werden KWK-Anlagen so ausgelegt, dass sie 60 % der maximalen Wärmelast ihres Standorts decken können [Keh+92]. Wird eine konstante Stromkennzahl unterstellt, entspricht das auf die Anlagenleistung normierte Profil der Stromerzeugung dem so modellierten Profil der Wärmeerzeugung (Abbildung 3.3).

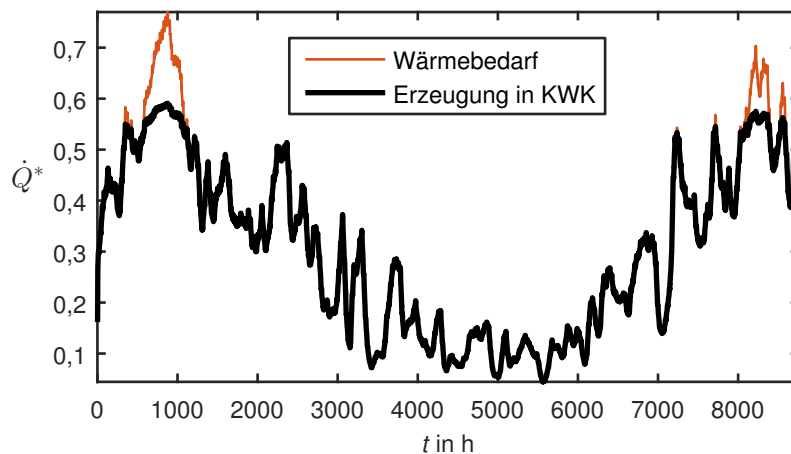


Abbildung 3.3: Angenommenes Lastprofil des Wärmebedarfs (rot) und der Wärmeerzeugung (schwarz, fett) in kleinen Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung. Das verwendete stündliche Profil wurde für die Darstellung auf Tageswerte gemittelt.

Schließlich wird für die verbleibenden 33 % der nicht steuerbaren Anlagen ein Grundlastbetrieb mit konstantem Einspeiseprofil und 8460 Volllaststunden im Jahr nach [Sch+15] angenommen. Für den Ersatzblock der Stromerzeugung aus Biomasse ergibt sich insgesamt eine untere Erzeugungsgrenze, die durch die Grundlast- und KWK-Erzeugung

ohne Direktvermarktung gegeben ist. Die obere Grenze ergibt sich aus der Summe dieses Profils mit der installierten Leistung von Anlagen in der Direktvermarktung unter Berücksichtigung einer maximalen Verfügbarkeit von ebenfalls 7885 Stunden im Jahr (Abbildung 3.4).

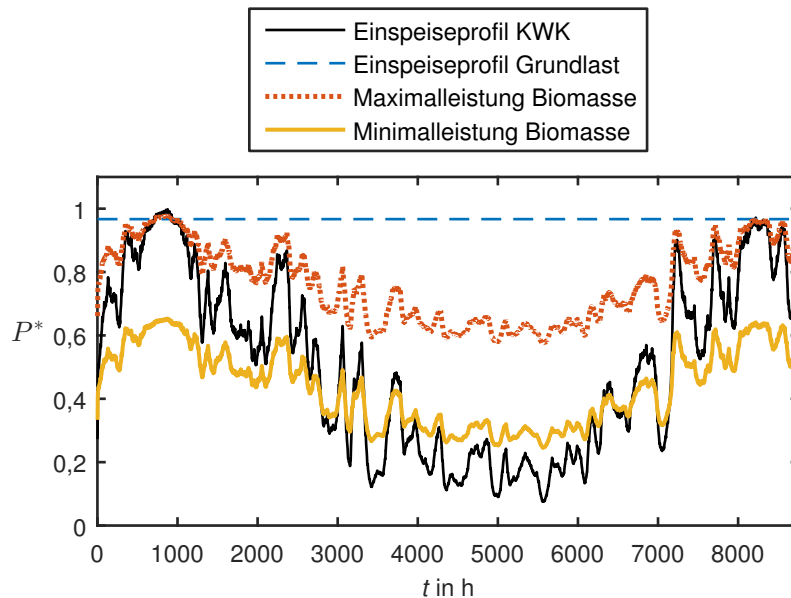


Abbildung 3.4: Modelliertes Profil für die Mindest- und Maximalerzeugung von Anlagen zur Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen. Das verwendete stündliche Profil wurde für die Darstellung auf Tageswerte gemittelt.

3.2.2 Validierung anhand historischer Daten

Zur Überprüfung der Parametrierung des Modells werden die installierten Kapazitäten des deutschen Kraftwerksparks als Eingangsgrößen gesetzt und die Ergebnisse mit historischen Daten aus [Sta15] verglichen. Zwar ist nicht davon auszugehen, dass der tatsächliche Kraftwerkseinsatz in Deutschland kostenoptimal abläuft, die recht gute Übereinstimmung der Modellergebnisse deutet jedoch daraufhin, dass die wesentlichen Eigenschaften des Energiesystems von dem Modell richtig wiedergegeben werden (Abbildung 3.5). Die Erzeugung aus Sonne, Wind und Laufwasser ist nicht mit dargestellt, da ihre Zeitreihen als Parameter in das Modell eingehen. Der maximale Fehler der Simulationsergebnisse beträgt 5,9 % bei der Stromerzeugung aus Erdgas, wobei die Erzeugung der anderen Energieträger weniger als 4 % von den historischen Daten abweicht.

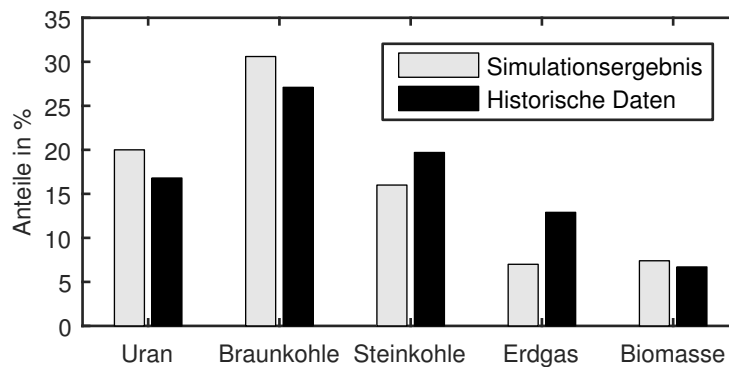


Abbildung 3.5: Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2012 (schwarz) nach [Sta15] und Simulationsergebnis (grau).

Ähnliche Modelle der Stromerzeugung auf Grundlage einer Minimierung der variablen Kosten weisen ebenfalls Probleme bei der Abbildung der Erzeugung aus Erdgas auf, wobei der Anteil typischerweise unterschätzt wird. In [Gen13] wird ein Defizit von -5% damit begründet, dass der Erdgasanteil an der KWK-Erzeugung mit rund 25 % recht hoch ist und das Verhalten dieser Kraftwerke daher nicht allein durch die Modellierung der Stromerzeugung abgebildet werden kann. Durch die Berücksichtigung der Restriktionen von Heizkraftwerken im Modell (Gleichungen 3.1 bis 3.27) ergibt sich eine höhere Auslastung der Erdgaskraftwerke. Im vorliegenden Fall wurden mangels genauerer Daten 25 % der Erdgaskraftwerke im KWK Betrieb modelliert. Eine Anpassung dieser Annahme könnte eine weitere Verbesserung der Übereinstimmung mit sich bringen. Da im Folgenden das Energiesystem von Hamburg mit einer bekannten Struktur der Fernwärmeerzeugung untersucht werden soll, wird das Modellverhalten als ausreichend gut bewertet.

3.3 Dynamische Betriebssimulation

In der Simulation ist das betrachtete elektrische Teilnetz mit dem umliegenden europäischen Verbundnetz verbunden. Durch die Einbringung von Prognosefehlern und die Abbildung der Netzdynamik inklusive Leistungs-Frequenz-Regelung erlaubt die Simulation so eine Bewertung der Regelbarkeit des betrachteten Systems durch die veränderte Erzeugungssituation (Abbildung 3.6). Grundlage der Simulation bildet die Tageseinsatzplanung mit dem beschriebenen Optimierungsmodell (Gleichungen 3.1 bis 3.27), die auf Grundlage des Wärmebedarfs in KWK und der Prognosen von Last und fluktuierender

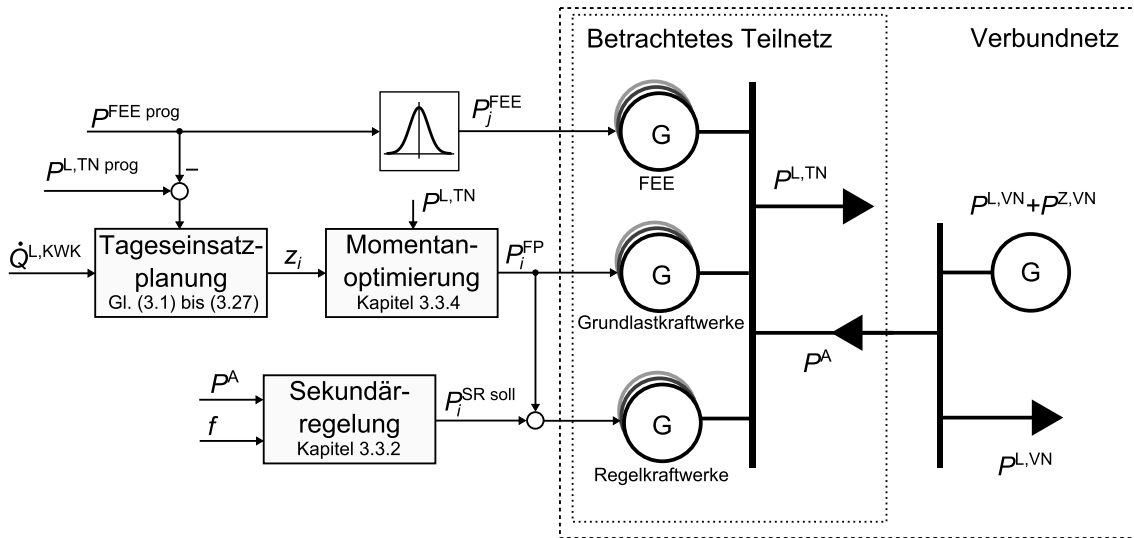


Abbildung 3.6: Systemgrenze und Komponenten der dynamischen Betriebssimulation.

erneuerbarer Einspeisung eine vorausschauende Optimierung der Betriebszustände mit einem Optimierungshorizont von 24 Stunden durchführt. Dies entspricht einer Regulierung, die in der Realität durch den Day-ahead Handel am Spotmarkt erreicht wird. Die binären Betriebszustände der Einheiten gehen in die Momentanoptimierung ein, die unter Verwendung der Lastprognose die Sollwerte der Erzeuger bestimmt. Die Momentanoptimierung wird mit einer Zykluszeit von 15 Minuten ausgeführt und bildet die Vorgänge am Intraday Markt ab. Die täglich ausgeschriebene Minutenreserve fällt ebenfalls in diesen Zeitbereich und wird daher im Rahmen der Simulation nicht gesondert betrachtet. Die Regelkraftwerke erhalten zusätzlich einen Sollwert vom Sekundärregler des Teilnetzes. Lastprognosefehler und -rauschen werden auf Seiten des Verbundnetzes zugeschlagen ($P^{Z, VN}$). Die Austauschleistung P^A zwischen Teilnetz und umliegendem Verbundnetz ist Eingangsgröße des lokalen Sekundärreglers. Gleichzeitig ist sie als Kenngröße für die Regelbarkeit des betrachteten Netzes ein wichtiges Simulationsergebnis. Die Erzeuger des umliegenden Verbundnetzes werden durch einen Ersatzkraftwerksblock abgebildet, der sich an der Primärregelleistung und Momentanreserve beteiligt.

3.3.1 Dynamikmodell des elektrischen Verbundnetzes

Um den Einfluss der FEE auf die Wirkleistungs-Frequenzregelung zu bewerten, wird das Modell in Abbildung 3.7 verwendet, welches aus [Wel80] weiterentwickelt wurde. Alle

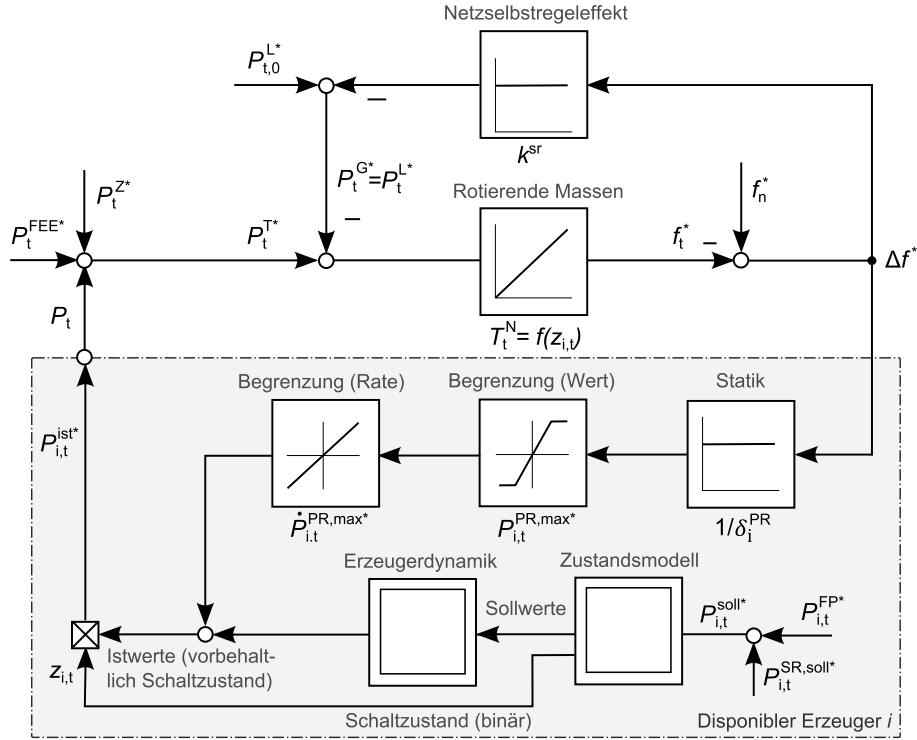


Abbildung 3.7: Dynamikmodell des elektrischen Verbundnetzes.

mit einem Stern markierten Größen sind dabei auf die elektrische Netzlast P^L und den Nennwert der Netzfrequenz f_n bezogen.

Ein Leistungsungleichgewicht zwischen der summierten Turbinenleistung (P_t^T) und Generatorleistung ($P_t^G = P_t^L$) führt zu einer Veränderung der kinetischen Energie der rotierenden Massen im Netz, die durch das summarische Trägheitsmoment J_t bestimmt wird. Dieses Verhalten kann durch ein Integrationsglied mit Zeitkonstante T_t^N abgebildet werden:

$$T_t^N = \frac{J_t \cdot (2\pi \cdot f_n)^2}{P_0^G}. \quad (3.28)$$

Dabei ist das summarische Trägheitsmoment J_t jeweils abhängig von den im Zeitschritt t am Netz befindlichen Kraftwerken, f_n ist der Nennwert der Netzfrequenz und P_0^G ist die Summe der Nennleistung der aktiven Generatoren im Verbundnetz. Das Trägheitsmoment J_t ist die Summe der auf die Netzfrequenz bezogenen Trägheitsmomente aller am Netz befindlichen Turbosätze und Verbraucher. Die Trägheitskonstante eines einzelnen

Turbosatzes wird üblicherweise definiert als

$$H_i = \frac{J_i \cdot (2\pi \cdot f_n)^2}{2 \cdot p_i^2 \cdot S_{n,i}}. \quad (3.29)$$

Typische Werte der Trägheitskonstanten für verschiedene Generatortypen finden sich zum Beispiel in [AF94]. Je nach Polpaarzahl ist die Drehzahl der einzelnen Generatoren und damit auch die in der rotierenden Masse gespeicherte Energie unterschiedlich. Aus einer Energiebilanz ergibt sich für das summierte Trägheitsmoment

$$J_t = \sum_i \frac{J_i}{p_i^2} \cdot z_{i,t} \quad (3.30)$$

Die Netzanlaufzeitkonstante ist somit unter Vernachlässigung der Beiträge aus Verbrauchern

$$T_t^N = \sum_i \frac{2 \cdot H_i \cdot S_{n,i} \cdot z_{i,t}}{P_0^G}. \quad (3.31)$$

Ein signifikanter Anteil der Lasten in elektrischen Netzen ist von der Netzfrequenz abhängig und kann nach [Wel80] durch den Netzseltstregereffekt k^{sr} modelliert werden. Die tatsächliche Netzlast P_t^L ergibt sich bei Abweichungen von der Netzfrequenz zu

$$P_t^L = P_{t,0}^L \cdot (1 - k^{sr} \cdot \Delta f), \quad (3.32)$$

wobei $P_{t,0}$ die Last bei Nennfrequenz bezeichnet. Der Wert des Netzseltstregereffekts liegt im Bereich von $k^{sr}=1-2 \text{ \%}/\text{Hz}$ und wird neben frequenzabhängigen Lasten wie Asynchronmotoren, auch durch andere Effekte, wie z.B. die Drehzahlregelung kleiner nicht an der Primärregelung beteiligter Kraftwerke bestimmt [KW06].

Um auftretende Abweichungen der Netzfrequenz von ihrem Sollwert auszuregeln, werden Primär- und Sekundärregelung eingesetzt. Die Primärregelung der Kraftwerke besitzt Proportional-Verhalten und wird über die Statik δ_i^{PR} , einen Maximalwert $P_i^{PR,max}$ und einer maximalen Änderungsrate $\dot{P}_i^{PR,max}$ abgebildet. Primärregelung kann nur durch Kraftwerke bereitgestellt werden, die im gegebenen Zeitschritt in Betrieb sind. Im Gegensatz dazu kann ein Bedarf an Sekundärregelung $P_i^{SR,soll}$ den Status $z_{i,t}$ des Kraftwerks verändern, der außerdem durch den Kraftwerksfahrplan P_i^{FP} bestimmt wird (Abbildung 3.7, unten rechts). Die Erzeugerdynamik und das verwendete Zustandsmodell für die betrachteten Kraftwerkstypen sind im Anhang unter A.1 beschrieben.

Um das entwickelte Netzdynamikmodell zu validieren, wird im Folgenden gezeigt, dass es die Anforderungen erfüllt, die von den europäischen Netzbetreibern in den Netzananschlussbedingungen [UEU09] für die Leistungs-Frequenz-Regelung gefordert werden. So wird im Fall der größten anzunehmenden Leistungsstörung (Referenzstörfall) eine dynamische Frequenzabweichung von höchstens $\Delta f^{\text{dyn,max}} = -800 \text{ mHz}$ und eine stationäre Frequenzabweichung von höchstens $\Delta f^{\text{stat,max}} = -180 \text{ mHz}$ gefordert. Die Definition des Referenzstörfalls und die sich daraus ergebenden Eigenschaften der Primärregler sind im Anhang B.2 näher erläutert. Abbildung 3.8 zeigt den mit dem vorgestellten Modell simulierten Verlauf der Netzfrequenz und die Effekte, die die Netzdynamik beeinflussen. Bei reiner Wirkung der Rotationsenergie kann das Leistungsdefizit nur vorübergehend aus der in den rotierenden Massen gespeicherten Energie gedeckt werden. Die Frequenz fällt dabei um 2 % (1 Hz) in 10 Sekunden bei einer Störung von 2 %, was der Netzanlaufzeitkonstanten $T^{\text{an}} = 10 \text{ s}$ entspricht. Bei zusätzlicher Wirkung des Netzseltstregelleffekts ergibt sich durch die reduzierte Netzlast ein neuer stationärer Endwert der Frequenz, der im dargestellten Fall einer 2 % Störung mit $k^{\text{sr}} = 2 \text{ \% / Hz}$ bei 49 Hz liegt.

Die Verläufe der simulierten Netzfrequenz bei aktiver Primärregelung im Referenzstörfall ($P^{\text{Z}} = 3 \text{ GW}$) und in einem typischen Störfall ($P^{\text{Z}} = 1,3 \text{ GW}$) entsprechen dem in [Eur04] definierten Verhalten. Insbesondere stimmen die Werte der stationären und dynamischen Frequenzabweichung, sowie die Dauer bis zum Erreichen des stationären Endwertes im Rahmen der Ablesegenauigkeit überein. Folglich gibt das Modell die Einflüsse der rotierenden Massen, des Netzseltstregelleffekts und der Primärregelung realitätsnah wieder.

Im unteren Teil von Abbildung 3.8 sind die aktivierten Leistungen im Referenzstörfall dargestellt. Direkt nach der Störung wird die gesamte fehlende Leistung P^{Z} durch das Abbremsen der rotierenden Massen gedeckt. Die dadurch abfallende Netzfrequenz führt zu einer reduzierten Netzlast und die Kurve der Lastreduktion verläuft umgekehrt proportional zur Netzfrequenz. Die Primärregelung wird innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert. Bereits etwa 18 Sekunden nach der Störung kann die aktivierte Primärregelleistung die Störleistung kompensieren und damit die Frequenz stabilisieren. Ab diesem Zeitpunkt besteht ein Leistungsüberschuss und die rotierenden Massen werden wieder beschleunigt. Die Statik der Primärregelung ist dabei so ausgelegt, dass bei 180 mHz Frequenzabweichung die Summe aus Primärregelleistung und Lastreduktion genau der Störung von 3 GW entspricht (Anhang B.2).

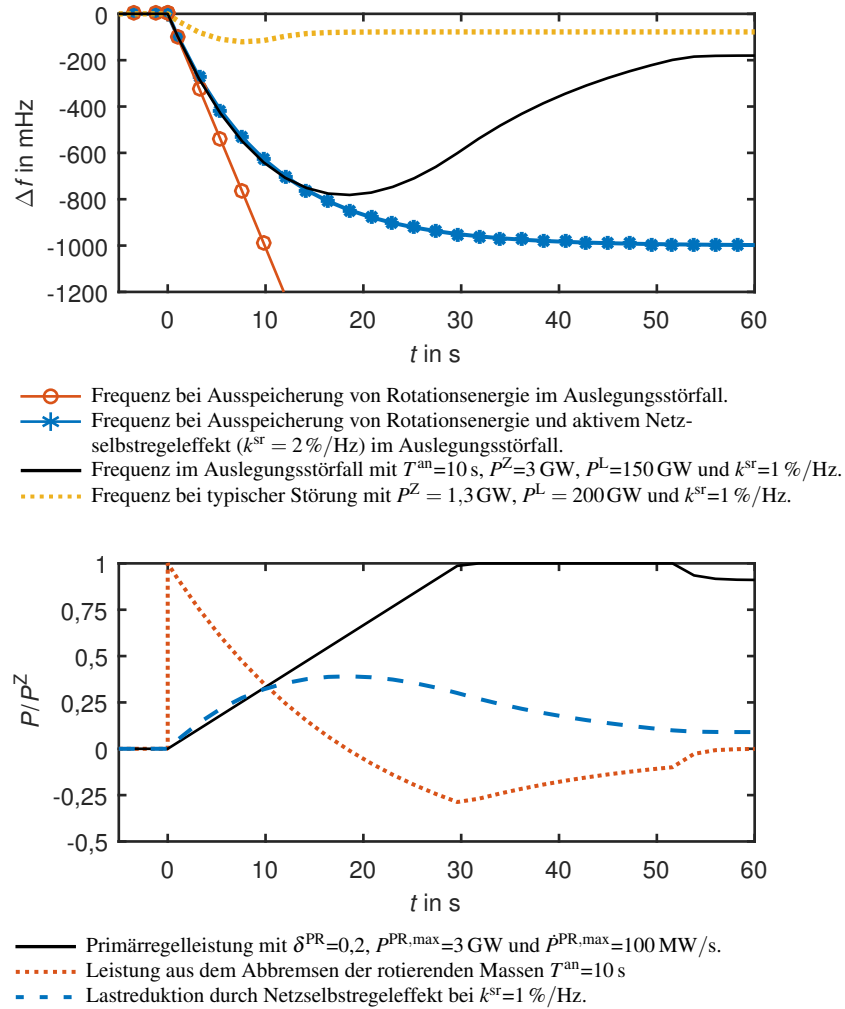


Abbildung 3.8: Validierung des Netzdynamikmodells anhand des ENTSO-E Auslegungsstörfalls (Störung bei $t = 0$) und Verhalten der Netzfrequenz bei unterschiedlichen Simulationsparametern (oben). Aktivierung von Leistungsreserven im Störfall (unten) bezogen auf die Leistung der Störung.

3.3.2 Sekundärregelung

Tritt zum Beispiel durch den Ausfall eines Generators innerhalb eines Teilnetzes des europäischen Verbundnetzes (Abbildung 3.9) die Störung ΔP^Z auf, beteiligen sich zunächst alle primäreregelten Kraftwerksblöcke im Verbundnetz an der Frequenzregelung. Das Wirkleistungs-Frequenzverhalten wird durch die oben beschriebenen Anforderungen an die Primärregelleistung bestimmt und kann durch die Netzkennzahl λ^{VN} charakterisiert

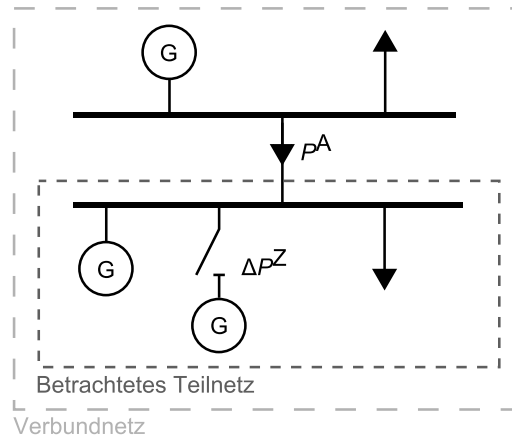


Abbildung 3.9: Austauschleistung zwischen betrachtetem Teilnetz und umliegendem Verbundnetz bei Ausfall eines Generators im Teilnetz.

werden (Gleichung 3.33).

$$\lambda^{\text{VN}} = \frac{P^Z}{\Delta f^{\text{stat,max}}}. \quad (3.33)$$

Der Beitrag der einzelnen Regelzonen an der Primärregelleistung wird vom Verband der europäischen Netzbetreiber halbjährlich in Form eines Beteiligungskoeffizienten C_i festgelegt, der anhand des Anteils der Netzlasten der einzelnen Regelzonen zu der gesamten Netzlast berechnet wird [Eur04]:

$$\lambda_i = \lambda^{\text{VN}} \cdot C_i, \quad C_i = \frac{E_i}{E_{\text{VN}}}. \quad (3.34)$$

Der absolute Beitrag eines Teilnetzes zur insgesamt aktivierten Primärregelleistung ist also kleiner als die eigentliche Störung. Insbesondere ist dieser Beitrag kleiner als der Beitrag des umliegenden Verbundnetzes, sofern das Teilnetz eine geringere Last besitzt als das umliegende Netz. Eine Störung im Teilnetz führt daher zu einem positiven Leistungsfluss P^A über die Systemgrenze des Teilnetzes (Abbildung 3.9). Die Sekundärregelung hat nun die Aufgabe, die Netzfrequenz wieder auf ihren Sollwert zurückzuführen und die vereinbarte Austauschleistung $P^{A,\text{soll}}$ zwischen den Teilnetzen wiederherzustellen. Dabei soll nur der Sekundärregler des die Störung verursachenden Teilnetzes aktiviert werden, was auf die folgende Definition der Regelkreisabweichung führt:

$$P^{\text{RKA}} = P^{A,\text{soll}} - P^{A,\text{ist}} + \lambda_i(f - f_n). \quad (3.35)$$

Im umliegenden Netz gleicht so die aus der abfließenden Austauschleistung resultierende Forderung nach Leistungsabsenkung die aus der zu niedrigen Frequenz geforderte Leistungsanhebung genau aus, und der zuständige Sekundärregler reagiert nicht (Netzkennlinienverfahren). Der Sekundärregler des gestörten Teilnetzes dagegen wird durch das veränderte Vorzeichen der Ist-Austauschleistung aktiviert. Pro Regelkreis gibt es einen übergreifenden Sekundärregler, der nach Vorgaben der ENTSO-E als Proportional-Integral Regler mit der Regelkreisabweichung als Eingangswert ausgeführt ist:

$$P^{SR} = -\beta \cdot P^{RKA} - \frac{1}{T_r} \int P^{RKA} dt. \quad (3.36)$$

Die Güte der Sekundärregelung wird nach einer Störung durch sogenannte Trompetenkurven beurteilt (Gleichung 3.37).

$$H(t) = f_n \pm A \cdot e^{-t/T} \quad (3.37)$$

In [Eur04] ist für die Begrenzung gefordert:

$$A = 1,2 \cdot \Delta f^{\text{dyn}} \quad \text{und} \quad T = \frac{900 \text{ s}}{\ln\left(\frac{A}{20 \text{ mHz}}\right)}, \quad (3.38)$$

wobei Δf^{dyn} die maximale Frequenzabweichung nach der Störung bezeichnet. Zur Verifizierung des Modells und Analyse des Netzverhaltens wurde eine Simulation durchgeführt, bei der im betrachteten Teilnetz eine Störung von $P^Z = -1 \text{ GW}$ auftritt. Die Parameter der beiden Sekundärregler wurden dabei so gewählt, dass die durch Gleichung 3.38 definierte Regelgüte eingehalten wird. Die so ermittelten Werte von $\beta = 0,5$ und $T_r = 150 \text{ s}$ liegen im typischen Bereich von

$$\beta = 0,1 \dots 1,0 \quad T_r = 30 \dots 200 \text{ s} \quad (3.39)$$

nach [Zol13]. Durch die Wahl der Zeitkonstante T_r im Bereich von Minuten wird sichergestellt, dass Primär- und Sekundärregelung ausreichend entkoppelt werden. Die ermittelten Simulationsergebnisse des Frequenzverlaufs und die aktivierten Leistungen in den beiden Teilnetzen sind in Abbildung 3.10 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Sekundärregelung in der Lage ist, die Störung innerhalb von einer Viertelstunde auszugleichen und die Frequenz auf ihren Sollwert zurückzuführen. Zunächst wird die Störung dabei durch die im gesamten Verbundnetz automatisch aktivierte Primärregelung kompensiert. Da in

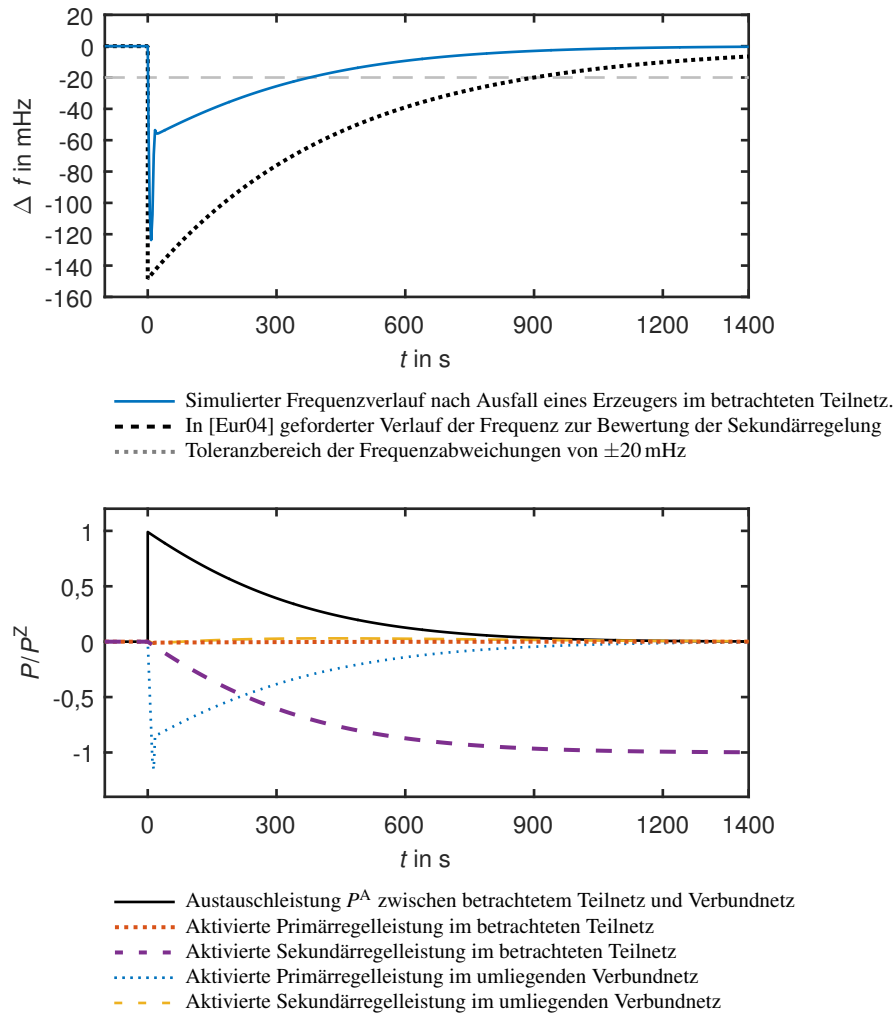


Abbildung 3.10: Netzdynamik bei Ausfall von Erzeugung ($P^Z = -1$ GW) in elektrischem Teilnetz und Leistungsausgleich mit umliegendem Verbundnetz. Die Parameter des Sekundärreglers sind in beiden Netzen $\beta = 0,5$ und $T_r = 150$ s. Die Gesamtlast vor der Störung beträgt 150 GW (Schwachlastfall). Die Last im Teilnetz beträgt 1,5 GW. Ein negatives Vorzeichen der Regelleistung entspricht in der Darstellung einer Erzeugung.

dem betrachteten Fall nur ein Prozent der Erzeugung in dem die Störung verursachenden Teilnetz liegt, ist der Anteil der lokal aktivierten Primärregelleistung vernachlässigbar und die Austauschleistung entspricht im Wesentlichen der ausgefallenen Leistung ($P^A \approx P^Z$). Durch das oben beschriebene Netzkennlinienverfahren reagiert aber nur der Sekundärregler des Teilnetzes, führt die Frequenz auf ihren Sollwert zurück und entlastet die im Verbundnetz aktivierten Primärregelreserven.

Zusammenfassend kann aus den Simulationsergebnissen in den Abbildungen 3.8 und 3.10 gefolgert werden, dass das verwendete Modell in Bezug auf Primär- und auch Sekundärregelung das Verhalten des geschlossenen Regelkreises der Leistungs-Frequenz-Regelung realitätsnah wiedergibt.

3.3.3 Prognosefehler

Abbildung 3.11 zeigt Messwerte der Netzfrequenz aus [50H16] am Tag des größten Frequenzsprungs im Jahr 2012. Die Messwerte sind etwa normalverteilt (Abbildung 3.11, unten links). Um die typischen Störungen der Wirkleistungsbilanz im Verbundnetz zu er-

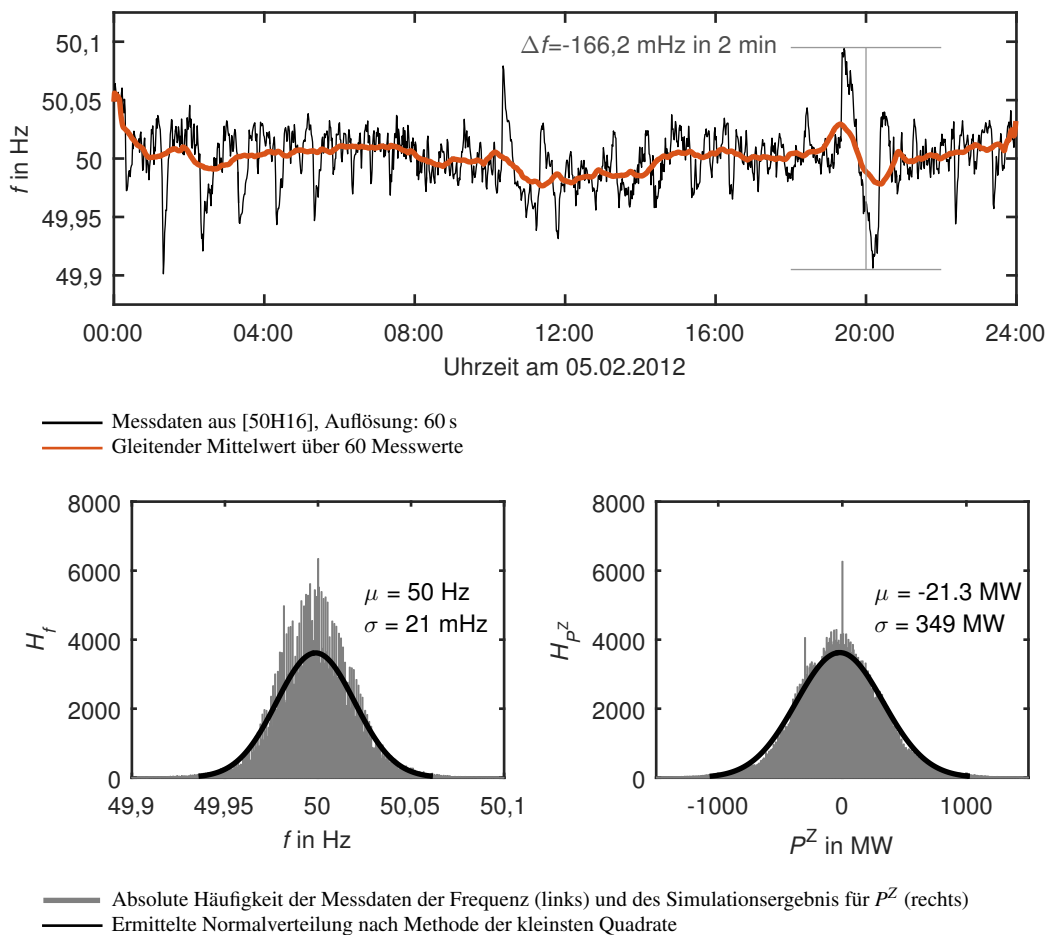


Abbildung 3.11: Netzfrequenz nach typischer Störung (oben) und Analyse der Häufigkeitsverteilungen (unten). Dargestellt sind jeweils die Werte und der Verlauf der mit der Methode der kleinsten Quadrate ermittelten Normalverteilungen für die Frequenz (Messwerte, links) und die Netzsörung (Simulationsergebnis, rechts).

mitteln, wurde das Netzdynamikmodell 3.7 numerisch invertiert und mit den dargestellten Messwerten der Netzfrequenz beaufschlagt. Obwohl das Netzdynamikmodell durch die Leistungsbegrenzungen nichtlinear ist, beträgt das Bestimmtheitsmaß einer linearen Regression zwischen der Frequenzmessung und der durch Invertierung ermittelten Zeitreihe der Netzstörung $R^2 = 0,99$. Daraus kann geschlossen werden, dass im Normalbetrieb das Netz ein nahezu lineares Verhalten hat. Für die Simulationen des Netzregelverhaltens unter 6.1 wird diese durch Invertierung des Netzmodells ermittelte Zeitreihe der Leistungsstörungen als Grundlage verwendet ($P^{Z, VN}$ in Abbildung 3.6).

Durch den Ausbau der FEE ist zu erwarten, dass die Störungen der Wirkleistungsbilanz in der Zukunft zunehmen werden, da die Einspeiseprognosen aus FEE fehlerbehaftet sein werden. Ähnlich dem heute üblichen statischen faltungsbasierten Ansatz zur Bestimmung der Regelleistung [Bru06] wird angenommen, dass alle Prognosefehler aus FEE normalverteilt und unabhängig von der aktuellen Einspeisesituation sind. Dies entspricht dem Vorgehen der dena Netzstudie [DEN10], welche zur Untersuchung des Regelenergiebedarfs in Systemen mit hohem Anteil FEE die in Tabelle 3.2 angegebenen Parameter der Normalverteilungen verwendet. Wesentlich für die Simulation ist neben der Leistung

Tabelle 3.2: Parameter der angenommenen Normalverteilungen zur Generierung von Prognosefehlern der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien nach [DT14].

	Mittelwert (μ)	Standardabweichung (σ)	Bezugsgröße	Zeitschritt (Δt)
Windenergieeinspeisung	0,11%	0,85%	P_0^W	15 min
Photovoltaikeinspeisung	0	0,85%	P_0^{PV}	15 min

die maximal erforderliche Energie zum Ausgleich der Prognosefehler. Die normalverteilten Prognosefehler der Windeinspeisung werden daher zusätzlich so umsortiert, dass die Anzahl Vorzeichenwechsel gegenüber einem weißen Rauschen ohne zeitliche Korrelation der Werte reduziert ist. Hierfür wird auf dem Intervall von 3 h bis 12 h eine Reihe gleichverteilter Zufallszahlen generiert und als Dauer zwischen zwei Vorzeichenwechseln vorgegeben. Dies entspricht dem Vorgehen in [Dan00]. Weiterhin werden die Prognosefehler von Photovoltaik- und Windeinspeisung jeweils auf das plausible Intervall $[0, P_0]$ begrenzt. Die verwendete Zeitreihe der Prognosefehler der Photovoltaikeinspeisung wird schließlich nachts (zwischen 22 und 7 Uhr) auf Null gesetzt.

3.3.4 Momentanoptimierung

Die Momentanoptimierung ist im Gegensatz zu der in einem separaten Schritt durchgeführten Tageseinsatzplanung Teil der Systemsimulation in Modelica. Unter Berücksichtigung der Lastprognose und der Betriebszustände der Kraftwerke ist ihr Ziel, die Erzeuger optimal vorzusteuern und im Falle von Störungen der Leistungsbilanz die Sekundärregelleistung abzulösen. Die Lastaufteilung erfolgt dabei nach dem in [Dan00] beschriebenen Step-by-Step Algorithmus. Das Verfahren ist schematisch für die Lastaufteilung auf zwei Erzeuger und mit einem Prognosehorizont von zwei Zeitschritten in Abbildung 3.12 dargestellt. Ausgehend vom aktuellen Betriebszustand P_0 (grüner Punkt) soll ein Punkt auf

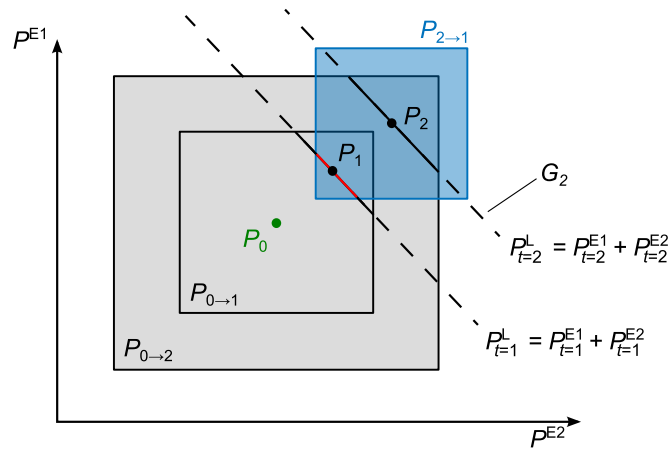


Abbildung 3.12: Verfahren der Lastaufteilung in der Momentanoptimierung. Darstellung der Lastkurven (gestrichelt), Erreichbarkeitsgebiete (grau) und Einzugsgebiete (blau) eines Systems mit zwei Erzeugern (Leistung P^{E1} und P^{E2}).

der Geraden G_2 gefunden werden, für den die Erzeugerleistung der prognostizierten Last $P_{t=2}^L$ entspricht. Im Beispiel sind zwei Zeitschritte nötig, um P_2 zu erreichen. Dabei muss P_1 so gewählt werden, dass P_2 von P_1 aus in einem Zeitschritt erreichbar ist. Zur Bestimmung von P_1 und P_2 werden im ersten Prozessschritt die Erreichbarkeitsgebiete $P_{0 \rightarrow 1}$ und $P_{0 \rightarrow 2}$ der Erzeuger unter Berücksichtigung von maximaler Änderungsrate und Leistungsgrenzen ermittelt (graue Flächen). Unter Berücksichtigung der Lastdeckung ergibt sich als Lösungsbereich im Beispiel ein Streckenabschnitt pro Zeitschritt (durchgezogene fallende Linien). Ebenso wird für den letzten Zeitschritt des Prognosehorizonts (hier Zeitschritt 2) die kostenoptimale Lastaufteilung P_2 berechnet. Hierzu wird beginnend mit dem günstigsten Erzeuger schrittweise die Last verteilt, bis die gesamte Last gedeckt ist. Im zweiten Prozessschritt wird von P_2 aus das Einzugsgebiet $P_{2 \rightarrow 1}$ berechnet (blaue Flä-

che), in dem P_1 liegen muss, damit P_2 erreicht werden kann. Die Schnittmenge aus dem Erreichbarkeitsgebiet $P_{0 \rightarrow 1}$ und dem Einzugsgebiet $P_{2 \rightarrow 1}$ mit der Nebenbedingung der Lastdeckung zum Zeitpunkt $t = 1$ ist der verbleibende Lösungsbereich (roter Abschnitt) für den kostenoptimalen Arbeitspunkt P_1 . Dieser wird den Erzeugern als Sollwert vorgegeben und der Prozess wird im nächsten Zeitschritt wiederholt.

Auf diese Weise wird für eine gegebene Lastprognose mit im Vergleich zu anderen Verfahren geringem Rechenaufwand eine kostenoptimale Lastdeckung erreicht. Im Rahmen der Betriebssimulation wird eine stündliche Prognose der Residuallast verwendet, die mit vier Zeitschritten angenähert wird. Die Sollwerte der Erzeuger aus der Tageseinsatzplanung werden also im Viertelstundentakt an die aktuelle Last angepasst. Kurzfristiger Stromhandel am Intradaymarkt und der Einsatz von Minutenreserve können so in der Betriebssimulation abgebildet werden.

4 Kopplung von Einsatzplanung und Netzregelverhalten

Mit dem beschriebenen Optimierungsmodell (Gleichungen 3.1 bis 3.27) kann der Einsatz von Kraftwerken und Speichern bei hoher Einspeisung aus EE simuliert werden. Es stellt sich die Frage, ob nicht die Tageseinsatzplanung bei einem hohen Anteil EE durch Einbeziehung des Netzregelverhaltens zu einer größeren Ausnutzung der EE oder einem wirtschaftlicheren Betrieb der Kraftwerke und Speicher führen kann.

4.1 Kraft-Wärme-Kopplung und Bereitstellung von Regelleistung

Das Simulationsergebnis der Tageseinsatzoptimierung mit dem beschriebenen Optimierungsmodell (Gleichungen 3.1 bis 3.27) ist in Abbildung 4.1 für die Woche der höchsten (links, KW 2) und niedrigsten Erzeugung aus EE (rechts, KW 5) dargestellt. Zu Beginn

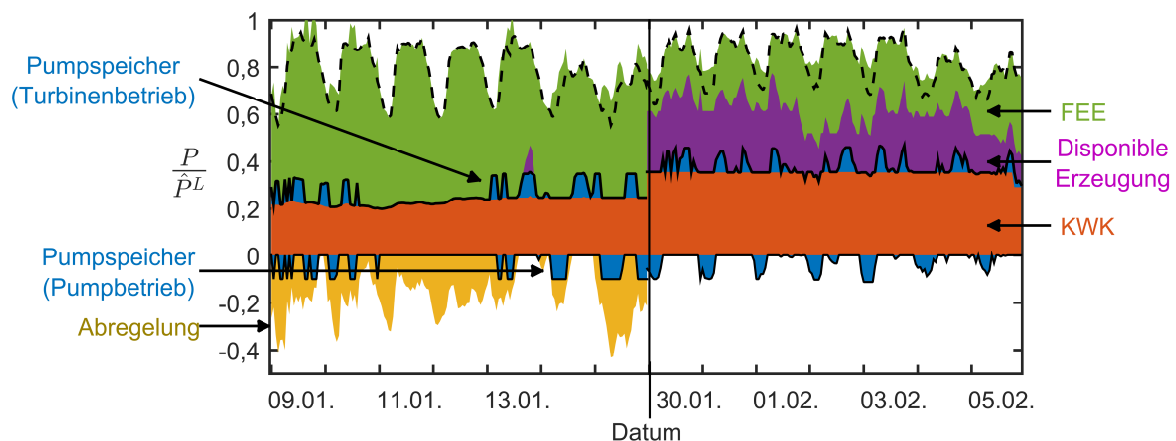


Abbildung 4.1: Simulationsergebnis der Tageseinsatzplanung bei mittlerem Anteil EE (Szenario REF35) in der Woche des höchsten (KW 2, links) und niedrigsten Anteils EE am Strombedarf (KW 5, rechts) als summarische Darstellung. — Erzeugung in KWK, — Pumpspeichereinsatz, — Disponible Erzeugung (Fossil & Biomasse), — FEE, — Abregelung von FEE, - - - Summenlast.

der Kalenderwoche zwei reicht das Angebot an FEE aus, um etwa 70 % der Last zu decken. An konventionellen Kraftwerken sind in dieser Periode nur Pumpspeicherkraftwerke und KWK-Anlagen in Betrieb. Dass gleichzeitig fluktuierende Erzeugung abgeregelt wird, macht deutlich, dass sich der Betriebspunkt der Heizkraftwerke an der minimalen Leistungsgrenze des Betriebsdiagramms befindet (Abbildung A.4). Am Freitag, dem

13.01. und Samstag, dem 14.01. jeweils zur Mittagszeit, fällt das Angebot an fluktuierender Energie etwas ab, was vom Pumpspeicherkraftwerk ausgeglichen werden kann. Der Speichereinsatz in dieser Woche ist allerdings durch die hohen Überschüsse begrenzt, da kaum Perioden zum Ausspeichern zur Verfügung stehen und daher meist die obere Grenze der Speicherkapazität erreicht ist. Die Stromüberschüsse weisen jeweils in den Nachtstunden bei geringem Strombedarf Spitzenwerte auf. Es wird deutlich, dass durch eine alternative Deckung des Fernwärmebedarfs das Angebot an FEE besser ausgenutzt werden könnte. Allerdings stellen in der dargestellten Woche nur noch die Heizkraftwerke Systemdienstleistungen bereit. Die Untersuchung einer flexibilisierten Betriebsweise von Anlagen in KWK muss daher auch eine Prüfung der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung einschließen.

In der dargestellten Woche der minimalen Erzeugung aus EE (Abbildung 4.1, rechts) wird der Speicher deutlich stärker eingesetzt und verschiebt die Überschüsse, die nachts auftreten in die Spitzenlastzeit. Auch die disponiblen Kraftwerke werden die ganze Woche über zur Lastdeckung benötigt. Die dargestellte Erzeugungssituation kann als typisch für heutige Energiesysteme bezeichnet werden. Der Anteil synchroner Generatoren ist etwa doppelt so hoch wie in der vorher diskutierten Woche. Dies macht deutlich, wie niedrig das Angebot an rotierender Reserve in Perioden hoher Einspeisung aus FEE im Vergleich zur heutigen Situation sein könnte.

4.2 Entwicklung der Netzanlaufzeitkonstanten

Durch das in Kapitel 3.3.1 beschriebene Modell lässt sich der Zeitverlauf der Netzanlaufzeitkonstanten T_t^N simulieren, der sich aus diesem reduzierten Einsatz von konventionellen Kraftwerken ergibt. Es wird zunächst angenommen, dass die FEE keinen Beitrag zur rotierenden Masse liefern ($H_i=0$ s). Für die konventionellen Generatoren wurden die empfohlenen Werte der Generatorzeitkonstanten aus [AF94] verwendet (Anhang B.3). Langjährige Messungen haben ergeben, dass die Netzanlaufzeitkonstante im UCTE-Netz im Bereich 10-12 s liegt [Eur04]. Die mit der Simulation ermittelten Verläufe sind in Abbildung 4.2 als Stundenwerte für die Systeme REF12, REF35 und REF50 (Tabelle 3.1) dargestellt. Das Simulationsergebnis im Energiesystem REF12 zeigt eine mittlere Anlaufzeitkonstante von 10,5 s. Im Gegensatz dazu ist der Einfluss der FEE in den Systemen REF35 und REF50 mit einer mittleren Anlaufzeitkonstanten von 8,3 s und 7,8 s deutlich

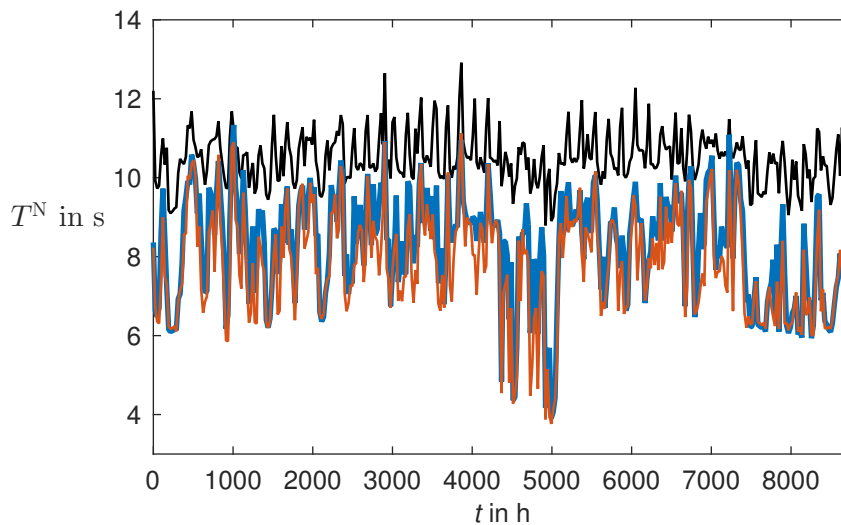


Abbildung 4.2: Einfluss der FEE auf die Netzanlaufzeitkonstante in den betrachteten Systemen REF12 (—), REF35 (—) und REF50 (—).

zu erkennen. Die Minimalwerte reduzieren sich von 7,3 s im System REF12 auf 3,1 s in den Systemen REF35 und REF50. Die Schwankungsbreite der Anlaufzeitkonstanten vergrößert sich ebenfalls von 1,4 s auf 1,8 s.

Die Ergebnisse für die beiden Systeme mit erhöhtem Anteil FEE zeigen ein recht ähnliches Verhalten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bereits im System REF35 die Erzeugung mit konventionellen Synchrongeneratoren auf das mögliche Mindestmaß reduziert ist, welches durch die Erzeugung in KWK und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen bestimmt wird. Hier zeigt sich auch die Kopplung zwischen Systemsicherheit und Integrationsmaßnahmen der FEE. Denn eine weitere Absenkung der konventionellen Erzeugung führt zwangsläufig zu einer weiter reduzierten Netzanlaufzeitkonstante und unter Umständen zu einem reduziertem Angebot an Regelleistung.

Zwar ist der Einfluss dieser reduzierten Zeitkonstanten im betrachteten Teilnetz in Bezug auf das europäische Verbundnetz vernachlässigbar, jedoch sollte in Hinblick darauf, dass auch im restlichen Netz der Anteil FEE ausgebaut wird, ein entsprechender Ausgleich angestrebt werden. Im Falle eines großen Leistungsausfalls im Netz (Abbildung 3.8) stellen die beiden Referenzsysteme REF35 und REF50 durch die reduzierte rotierende Masse weniger Momentanreserve als das System REF12 zur Verfügung. Die Simulationsergebnisse für die Bereitstellung von Momentanreserve in Abhängigkeit der vorher ermittelten Werte der Netzanlaufzeitkonstanten sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst. Die im Refe-

renzsystem bereitgestellte maximale Leistung aus Momentanreserve von 17,6 MW entspricht dem Anteil der 3 GW Störung, der auf das betrachtete Teilnetz entfällt. Durch die verringerte Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken sinkt dieser Wert im Mittel um 21,6 % im System REF35 und 26 % im System REF50. Die aus der rotierenden Masse ausgespeicherte Energie reduziert sich im gleichen Maße. Im Zeitschritt der minimalen Momentanreserve reduziert sich die bereitgestellte Leistung sogar um knapp 60 % in beiden betrachteten Systemen mit hohem Anteil FEE.

Tabelle 4.1: Einfluss der Netzanlaufzeitkonstanten auf bereitgestellte Bremsleistung und -Energie des Teilnetzes bei 3 GW Störfall im Verbundnetz.

	T^N in s	$P^{\text{rot,max}}$ in MW	$\delta P^{\text{rot,max}}$ in %	W^{rot} in kWh	δW^{rot} in %
Mittelwert REF12	11	17,6	0	65,9	0
Mittelwert REF35	8,3	13,8	-21,6	51,8	-21,4
Mittelwert REF50	7,8	13	-26	48,9	-25,9
Minimalwert REF12	7,3	12,2	0	45,7	0
Minimalwert REF35	3,1	5,14	-57,9	19,2	-40,2
Minimalwert REF50	3,1	5,21	-57,3	19,5	-39,8

Die Möglichkeiten alternative Erbringer von Momentanreserve einzusetzen wird in Kapitel 5.2 näher untersucht. Alternativ kann die Forderung einer bestimmten unteren Grenze $T_{\min}^N$ der Netzanlaufzeitkonstanten in die Tageseinsatzplanung integriert werden. Dies kann durch die zusätzliche Nebenbedingung

$$\sum_i P_{i,0} \cdot z_{i,t} \cdot H_G \geq T_{\min}^N \quad (4.1)$$

erfolgen, dabei aber zu zusätzlicher Abregelung von FEE führen.

4.3 Angepasste Regelung von Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung

Die veränderte Erzeugungssituation bei stromgeführter Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung gegenüber der üblicherweise wärmegeführten Betriebsweise ist in Abbildung 4.3 für das System REF35 dargestellt. Der Anteil der Stromerzeugung in KWK am Jahresstrom-

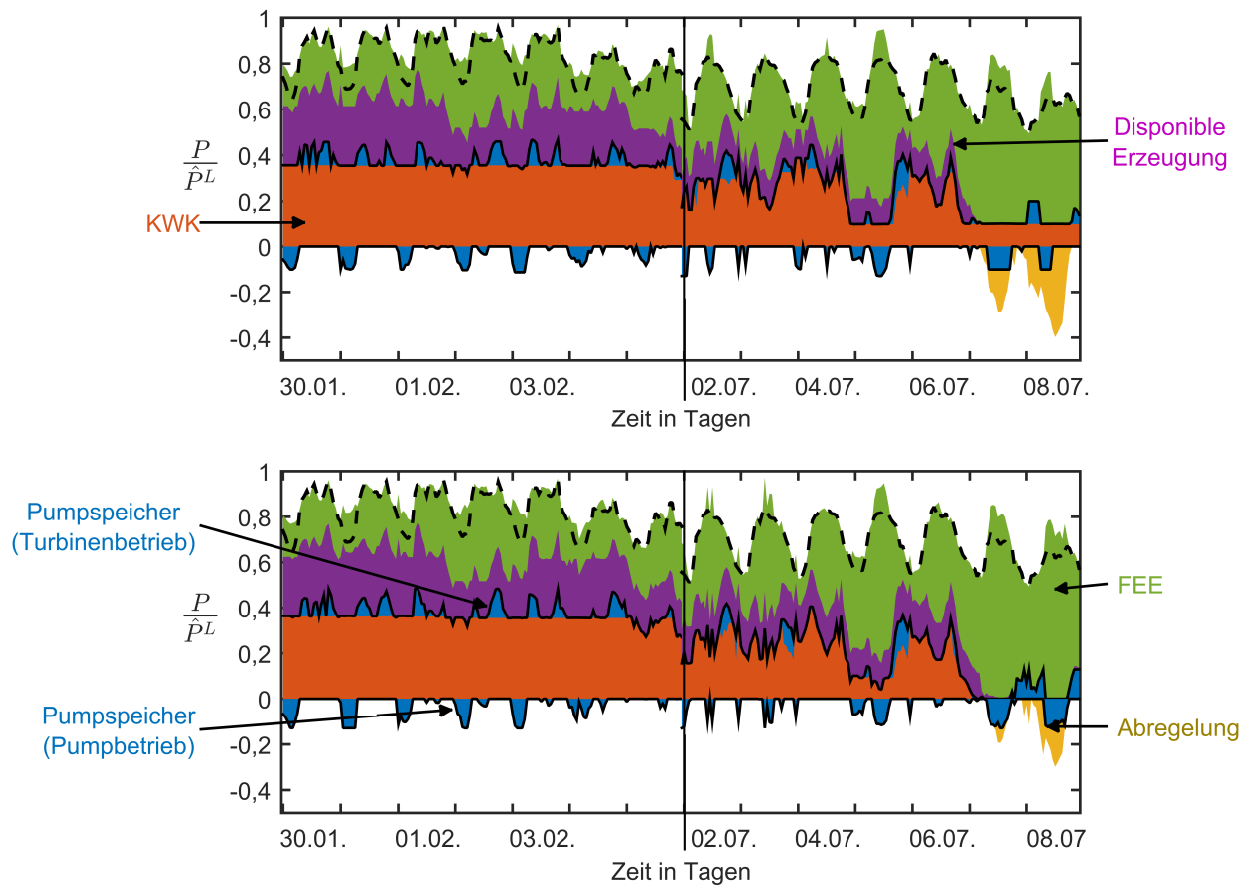


Abbildung 4.3: Auswirkungen einer wärme- (oben) und stromgeführten (unten) Betriebsweise von Heizkraftwerken bei mittlerem Anteil EE (Szenario REF35) in der Woche der höchsten (KW 5, links) und niedrigsten Fernwärmelast (KW 27, rechts) als summarische Darstellung (Simulationsergebnis). ■ Erzeugung in KWK, ■ Pumpspeichereinsatz, ■ Disponible Erzeugung (Fossil & Biomasse), ■ Fluktuierende Erzeugung (PV & Wind), ■ Abregelung von FEE, - - - Summenlast.

bedarf reduziert sich in der Simulation von 35 % auf 29 % durch die gekoppelte Optimierung. Gleichzeitig kann durch die flexiblere Betriebsweise eine Erhöhung des nutzbaren Anteils erneuerbarer Energie von 50,2 % auf 52,2 % des Strombedarfs erreicht werden.

In der Woche der niedrigsten Fernwärmelast des Jahres (Abbildung 4.3, rechts) wird im wärmegeführten Betrieb eines der beiden Heizkraftwerke ausgeschaltet. Dadurch muss die Lastdeckung auf Grund der gleichzeitig recht niedrigen Einspeisung aus FEE durch Kondensationskraftwerke gedeckt werden. Am Samstag, dem 07.07. und Sonntag, dem 08.07. der simulierten Woche steigt das Angebot an FEE und die Last fällt gleichzeitig, sodass eine Überschusssituation auftritt. Das Heizkraftwerk deckt aber weiter die Wär-

melast, da es geringere Erzeugungskosten aufweist als die Spitzenlastkessel.

Im stromgeführten Betrieb werden beide Heizkraftwerke angepasst an das Angebot aus FEE betrieben. Zu Beginn der Woche werden beide Einheiten eingesetzt. In der Überschusssituation am Ende der Woche werden beide Einheiten heruntergefahren und die Wärmelast aus Gaskesseln gedeckt. Gleichzeitig ergibt sich eine wirksamere Speichereinsatz, da in der Nacht zum 08.07. gespeichert werden kann und so der Überschuss am Sonntagmittag besser kompensiert werden kann.

4.4 Zusammenfassung der Voranalyse

Die vorgestellten Ergebnisse zeigen, dass eine gezielte Koordinierung zwischen FEE, Erzeugung in KWK sowie der Bereitstellung von Systemdienstleistungen die Ausnutzung FEE verbessern kann. Um die Wirksamkeit dieser möglichen Maßnahmen zu vergleichen, wird eine Reihe von Simulationen des Optimierungsmodells (Gleichungen 3.1 bis 3.27) für verschiedene Ausbaustände der EE durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Simulationen sind in Abbildung 4.4 dargestellt. Die installierte Leistung für die Jahre zwischen den bereits in den drei Referenzszenarien betrachteten Jahren 2012, 2035 und 2050 sind durch lineare Interpolation ermittelt.

Im Grenzfall der vollständigen Integration des FEE Angebots wird die Abregelung von erneuerbarer Energie vermieden, was durch einen entsprechenden Speichereinsatz oder Lastverschiebung ermöglicht werden könnte. Das Simulationsergebnis zeigt hier für das Ausbaujahr 2050 einen erneuerbaren Anteil von 80 %. Die historischen Werte der Jahre 2012 bis 2015 werden von dem Simulationsmodell recht gut wiedergegeben.

Ab einem erneuerbaren Angebot von etwa 50% des Strombedarfs treten Überschüsse auf, die bei heute üblicher Einsatzplanung (Referenzsysteme) nicht integriert werden können. Diese Überschüsse erhöhen sich mit dem weiteren Zubau an erneuerbarer Kapazität, so dass bei einem Angebot von 80 % des Strombedarfs nur noch 62 % integriert werden können. Der Grenzfall einer vollständigen Entkopplung der Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung erlaubt in diesem Fall noch eine Integration von 71 % EE bezogen auf den Strombedarf E_L . Wird für dieses System zusätzlich die Einhaltung einer Mindestanlaufzeitkonstante von 5 s gefordert (Gleichung 4.1) reduziert sich der nutzbare Anteil wieder auf 68 %. Diese Ergebnisse machen deutlich, dass durch die erhöhte Einspeisung FEE ein

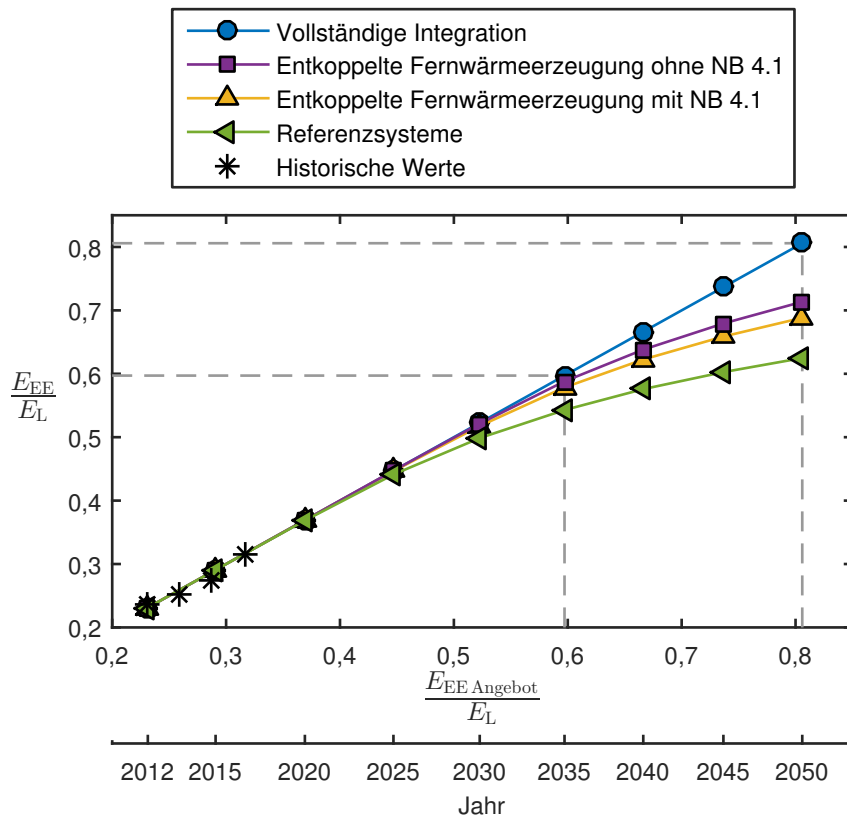


Abbildung 4.4: Verbesserung der Integration erneuerbarer Energien durch verschiedene Maßnahmen der Kraftwerkseinsatzplanung. Die Jahreszahlen beziehen sich auf den Ausbauplan der EE in Deutschland nach [50H+15a].

Verbesserungspotenzial im Stromversorgungssystem entsteht. Aus dem Ziel den nutzbaren Anteil der erneuerbaren Erzeugung zu maximieren ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden, lassen sich die folgenden Anforderungen ableiten:

- Flexible Verbraucher und Energiespeicher sollten genutzt werden, um die elektrische Last in Zeiten zu erhöhen, in denen ein hohes Angebot FEE vorhanden ist. Neben der zeitlichen Verschiebung sind zusätzliche elektrische Lasten, z.B. die Deckung von Wärmebedarf mittels elektrischer Überschussproduktion, sinnvoll.
- Die Erzeugung im Fernwärmesystem sollte angepasst an die Einspeisung FEE erfolgen.
- Um die Netzstabilität zu gewährleisten, müssen bei weiterer Absenkung der konventionellen Erzeugung alternative Erbringer von Systemdienstleistungen gefunden werden.

5 Nutzung bestehender dezentraler Energiespeicher

5.1 Potenziale und Simulationsverfahren

In verschiedenen Studien werden die Potenziale für eine Steuerung der Verbraucher zum Teil sehr unterschiedlich geschätzt (Tabelle C.1). Die wichtigste Voraussetzung für die technische Nutzung der Potenziale ist die Akzeptanz der Verbraucher. Unproblematisch sind dabei Geräte, die über thermische Speicherkapazitäten verfügen und damit eine Verschiebung des Netzbezugs ohne Beeinflussung des Verbrauchers ermöglichen [Sta06].

Weiterhin ist eine Umsetzung einfach, wenn der Strombezug durch Automatisierung weitestgehend unabhängig von dem Verbraucherverhalten ist. Man teilt Verbrauchergeräte für die Anwendung der Laststeuerung in die Kategorien „Programmgetrieben“ (z. B. Kühlschränke), „Aufgabengetrieben“ (z. B. Waschmaschinen) und „Benutzergetrieben“ (z. B. Beleuchtung) ein [LS09]. Eine Laststeuerung der programmgetriebenen Geräte schränkt die Nutzer wesentlich weniger ein als die Steuerung von Geräten der beiden anderen Arten. Deshalb werden nur diese in die Untersuchung einbezogen.

Neben Verbrauchern besitzen auch WKA durch die in den Rotoren gespeicherte kinetische Energie ein Speicherpotenzial. Insgesamt werden exemplarisch die folgenden dezentralen Energiespeicherpotenziale untersucht:

- Eine Bereitstellung von Momentanreserve durch Windkraftanlagen mit Synthetic Inertia Regelung,
- eine Bereitstellung von Primärregelleistung mit Kühlschränken als Beispiel für eine Verbrauchersteuerung mit einfacher Zweipunktregelung und begrenzter Kommunikationstechnik und
- eine Lastverschiebung durch Steuerung von Wärmepumpensystemen als Beispiel für einen Verbraucherpool mit Kommunikationstechnik, die eine koordinierte Steuerung von zentraler Stelle aus erlaubt.

Das angewandte Simulationsverfahren ähnelt dem in Kapitel 3.3 beschriebenen Vorgehen zur dynamischen Betriebssimulation (Abbildung 5.1). Ausgehend von einem nicht-

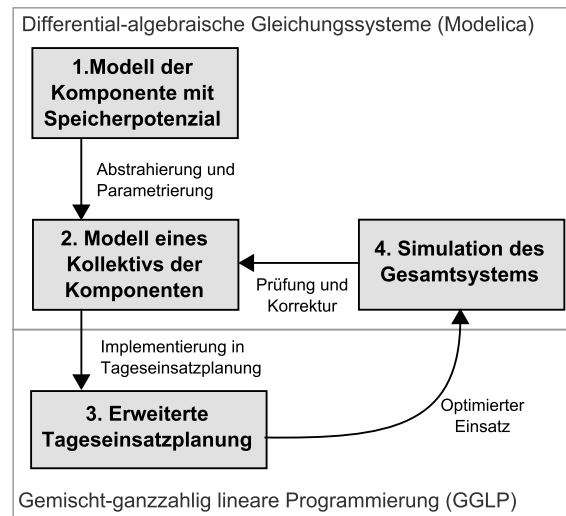


Abbildung 5.1: Überblick über das Verfahren zur Bestimmung des optimalen Einsatzes von Lastverschiebung und dezentralen Energiespeichern.

linearen Modell des untersuchten Energiespeicherpotenzials wird die Beschreibung abstrahiert, um mittels der GLP einen optimalen Einsatz der Speicher zu bestimmen. Dies ermöglicht eine Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen Energieerzeugung und Lastverschiebung. Nach der Optimierung kann ein Regler entworfen werden, der den ermittelten Einsatz umsetzt. Mit detaillierten Modellen werden die getroffenen Vereinfachungen beurteilt.

5.2 Nutzung der rotierenden Massen von Windkraftanlagen

5.2.1 Verhalten einer Windkraftanlage mit Synthetic Inertia Regelung

Zur Bestimmung der kinetischen Energie des Rotors in Abhängigkeit der aktuellen Windgeschwindigkeit und bei verschiedenen Regelungsvarianten wird ein dynamisches Modell verwendet (Anhang A.2). Für einen typischen Verlauf der Netzfrequenz nach einer Störung zeigt das Simulationsergebnis die Leistungsantwort für drei Lastfälle und zwei Varianten der Regelung (Abbildung 5.2). Bei der df/dt -Regelung wird die Frequenzänderung gemessen und über einen Proportionalfaktor dem Sollwert des Generator Drehmoments zugeschlagen. Um eine Überlastung der WKA zu vermeiden, wird das Moment dabei typischerweise auf zehn Prozent des Nennmoments begrenzt [RF15]. Diese Regelung erlaubt eine sehr dynamische Frequenzantwort, sodass die Leistung ähnlich schnell

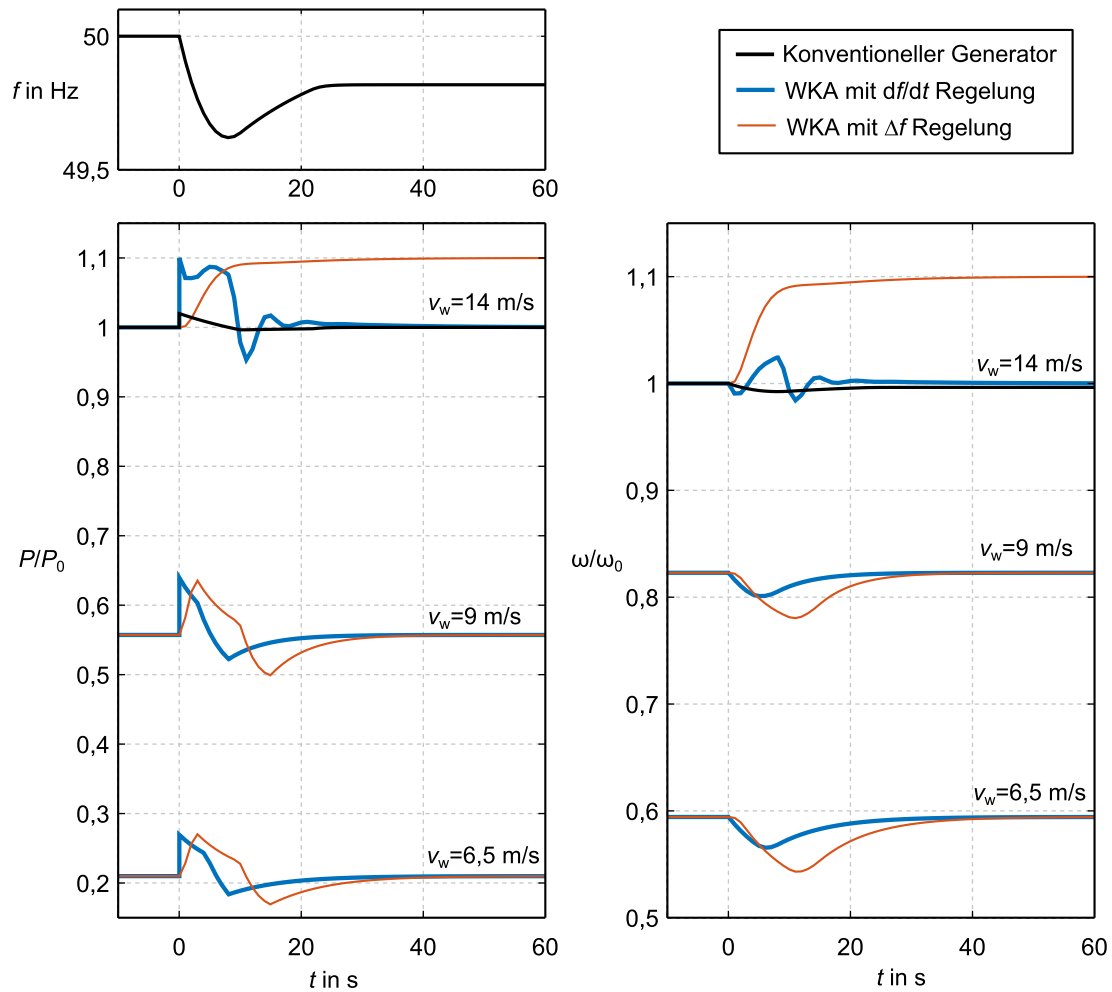


Abbildung 5.2: Simulationsergebnis der Bereitstellung von Momentanreserve nach einer Leistungsstörung durch einen konventionellen Synchrongenerator (schwarz), eine Windkraftanlage mit df/dt -Regelung (blau, fett) und einer Windkraftanlage mit Δf -Regelung (rot). Die Leistungsantwort der Windkraftanlage sind dargestellt für den Volllastfall (oben) und für zwei Teillastfälle (Mitte, unten).

zur Verfügung steht wie die eines konventionellen Generators. Die Δf -Regelung zeigt im dargestellten Simulationsergebnis zwar ein etwas verzögertes Verhalten, kann aber durch Variation der Reglerparameter ähnliche Ergebnisse erzielen (Anhang C.1). Erwartungsgemäß ist die Drehzahl und damit die in den Rotoren gespeicherte kinetische Energie bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten geringer. Sie reduziert sich von 10 % der Nennleistung im Volllastfall auf etwa 7 % im Schwachlastfall, wobei auch hier durch Anpassung der Reglerparameter das Verhalten verändert werden kann. Im Volllastfall wird der Blatt-

winkel der Anlage so angepasst, dass die Nennleistung nicht überschritten wird. Eine Aktivierung des Blattwinkels bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nenngeschwindigkeit erlaubt daher eine zusätzliche Leistungsbereitstellung bei Erhöhung der Turbindrehzahl, weil zusätzliche Energie aus dem Wind gewonnen werden kann. Wegen der kurzen Dauer ist die Überlastung für die Anlage unschädlich.

Linearisierte Beschreibung des Potenzials

Abschätzungen von [MGS12] zeigen, dass eine typische 1,5 MW Windkraftanlage etwa 200 kW zusätzliche Leistung über eine Dauer von 15 Sekunden bereitstellen kann, wobei die Drehzahl auf 75 % ihres ursprünglichen Wertes fällt. Da die Betriebssimulation keine Betrachtung der Windkraftanlagen auf Einzelanlagenebene beinhaltet, wird im Folgenden vereinfachend angenommen, dass alle Windturbinen vom gleichen Typ sind und die oben angegebene Nennleistung von 1,5 MW besitzen. Dieser Wert entspricht der durchschnittlichen Nennleistung des deutschen Anlagenbestandes im Jahr 2014 [Roh12]. Die verfügbare Momentanreserve aus WKA kann demnach mit Gleichung 5.1 geschätzt werden.

$$P_t^{\text{WI}} = \frac{P_t^{\text{W}}}{1,5 \text{ MW}} \cdot 0,2 \text{ MW}. \quad (5.1)$$

5.2.2 Wirkung der Momentanreserve aus Windkraftanlagen

Die Wirkung der Momentanreserve auf die Netzfrequenz beschränkt sich auf die ersten Sekunden nach einer Leistungsstörung. Schon zehn Sekunden nach der Störung übersteigt die Wirkung des Netzseltstregelleffekts und der aktivierten Primärregelleistung die Wirkung der rotierenden Masse (Abbildung 3.8). Eine sinnvolle Kennzahl für die Wirkung aller rotierenden Massen am Netz ist daher die Änderungsrate der Netzfrequenz nach einer Störung P^Z . Ideal würde die Leistung P^{WI} (Gleichung 5.1) unmittelbar zu Beginn der Störung eingespeist werden. Für diesen Fall ist die Änderungsrate:

$$\frac{df^*}{dt} = 1/T^{\text{N}} \cdot (P^Z + P^{\text{WI}}), \quad (5.2)$$

wobei wie im verwendeten Netzdynamikmodell (Abbildung 3.7) die Größen auf die Netzlast P^{L} und den Nennwert der Netzfrequenz f_{n} bezogen sind. Die Forderung, die heutige Versorgungssicherheit beizubehalten, legt nahe, dass die maximale Änderungsrate in den

Systemen mit hohem Anteil EE nicht höher liegen soll als im konventionellen System (REF12). Für den Referenzstörfall nach [Eur04] gilt bezogen auf den Schwachlastfall ($P^L = 150 \text{ GW}$) und ohne Momentanreserve aus WKA:

$$\dot{f}_{\text{ref,max}}^* := \left(\frac{df^*}{dt} \right)_{\text{ref,max}} = 2\%/10 \text{ s} = 0,2\%/s. \quad (5.3)$$

Das Ergebnis einer Jahressimulation des Systems REF35 ist in Abbildung 5.3 nach Größe der Änderungsrate geordnet dargestellt. Während im Vergleichssystem REF35 die maxi-

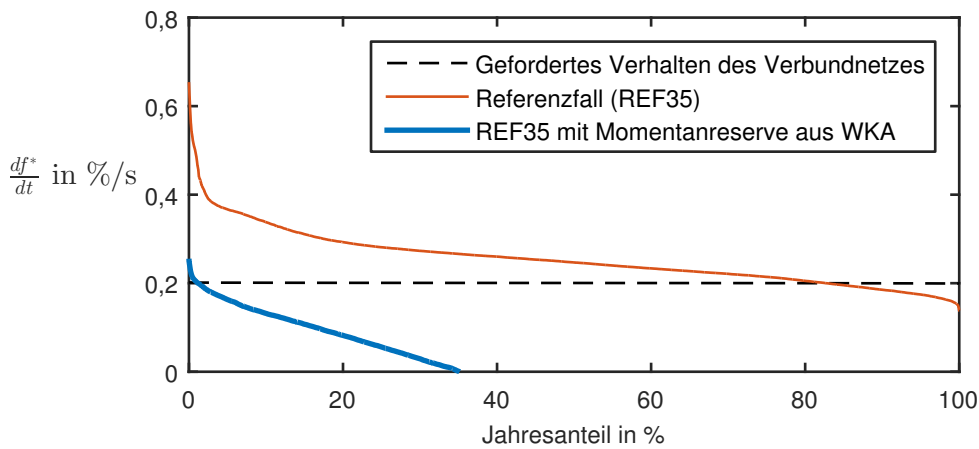


Abbildung 5.3: Geordnete Darstellung der maximalen Änderungsrate der Netzfrequenz im Auslegungsstörfall ($P^{Z^*} = 2\%$). Nach [Eur04] gilt im Auslegungsfall $\dot{f}_{\text{max}}^* = 0,2\%/s$.

male Änderungsrate im Auslegungsstörfall in 84 % der Zeit über dem Referenzwert von $\dot{f}_{\text{ref,max}}^* = 0,2\%/s$ liegt, kann durch die Nutzung der Momentanreserve aus WKA die Änderungsrate in 99 % der Zeit unter dem geforderten Grenzwert gehalten werden. Die Einhaltung einer Untergrenze der Netzanlaufzeitkonstanten durch den Einsatz konventioneller Erzeuger (Gleichung 4.1) muss nur noch in der verbleibenden Zeit erfolgen. In Zeiten eines hohen Angebots FEE kann dieser vermiedene Kraftwerkseinsatz zu einer Reduzierung der Abregelung von FEE führen. Eine Möglichkeit das verbleibende Defizit auszugleichen, ohne konventionelle Kraftwerke einzusetzen wäre ein Park von Schwungradenergiespeichern. Darüber hinaus muss kritisch hinterfragt werden, ob der gegenwärtig angenommene maximale Erzeugungsausfall von 3 GW im Verbundnetz für ein System, welches zu großen Anteilen auf dezentraler Erzeugung beruht, überhaupt sinnvoll ist.

5.3 Lastverschiebung durch thermische Speicher

5.3.1 Kältemaschinen mit Zweipunktregelung

Als Beispiel für einen thermischen Energiespeicher mit Zweipunktregelung soll ein haushaltsüblicher Kühlschrank dienen. Das Verfahren und die Ergebnisse der folgenden Untersuchung können aber ohne weiteres auf andere zweipunktgeregelte Geräte wie Klimaanlage oder Heizungssysteme übertragen werden. Es wird zunächst eine ideale Steuerung, z. B. über das Internet, unterstellt, um eine Begrenzung des Speicherpotenzials durch IKT auszuschließen. Anschließend wird eine Bereitstellung von Primärregelleistung auf Grundlage einer lokalen Frequenzmessung im Kühlschrank simuliert.

Unterstellt man eine konstante Leistungszahl des Kälteaggregats und linearisiert den Wärmeübergang, dann lässt sich die Temperatur des Kühlschranks durch die folgende Differentialgleichung beschreiben

$$\frac{dT}{dt} = \frac{kA}{m c_p} \cdot (T_u - T) - \frac{P_0 \cdot \text{COP}}{m \cdot c_p} \cdot u \quad (5.4)$$

Dabei ist u die binäre Stellgröße des Temperaturreglers, die sich über eine Hysterese aus dem Sollwert der Kühlschranktemperatur T ergibt. Einen Vergleich zwischen einer Messung an einem üblichen Kühlschrank und der Lösung von Gleichung 5.4 zeigt, dass der Zusammenhang von Leistungsaufnahme und Kühlschranktemperatur bis auf eine Leistungsspitze beim Anlauf des Kälteaggregats zutreffend wiedergegeben wird (Abbildung 5.4). Da die kleinsten betrachteten Zeitkonstanten der vorliegenden Untersuchung im Bereich von einigen Sekunden liegen, ist die Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation ausreichend.

Das Verhalten von ungesteuerten Kühlschränken ist nicht korreliert. Es stellt sich die Frage, wie lange es nach einem Steuerungseingriff dauert, bis das stationäre Verhalten eines Kollektivs von Kühlschränken wiederhergestellt ist. Dafür wird ähnlich zu dem Vorgehen in [Koc12] das Modell (Gleichung 5.4) für 1000 Einheiten mit unterschiedlicher Parametrierung simuliert. Es wird dabei ein Kollektiv von unterschiedlichen Kühlschränken unterstellt, indem die physikalischen Parameter des Modells durch Zufallszahlen variiert werden. Die verwendeten Verteilungen der Parameter beruhen auf Messungen an typischen Kühlschränken [Bix16] (Tabelle 5.1).

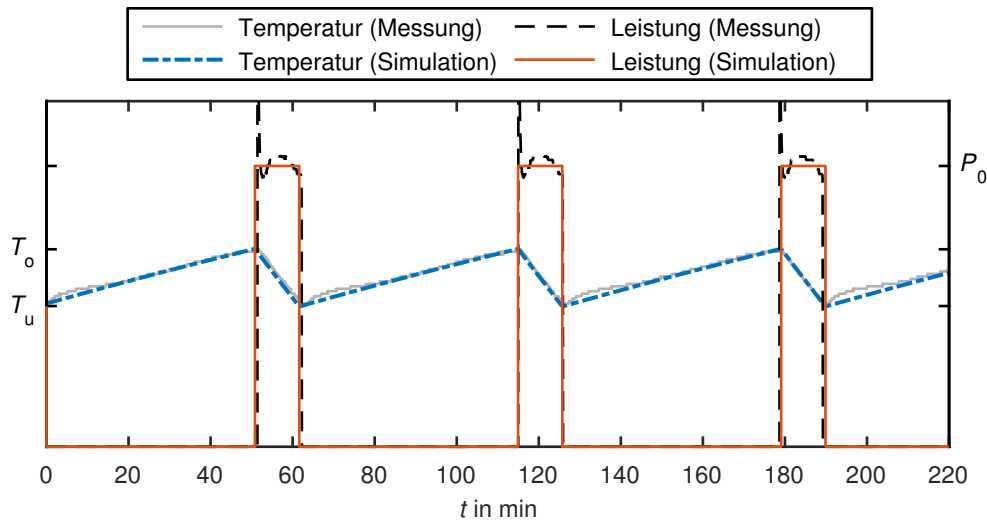


Abbildung 5.4: Leistung und Innenraumtemperatur eines üblichen Kühlschranks (Messung und Simulation) mit Anschlussleistung P_0 und Zweipunktregelung zwischen den Temperaturen T_o und T_u . Messdaten aus [Bix16].

Tabelle 5.1: Angenommene Abhängigkeiten und Parameter der unterstellten Normalverteilungen der Parameter von Gleichung 5.4 zur Beschreibung größerer Kollektive von Kühlschränken. Die Grundlage der Annahmen bilden Messungen an einer Auswahl von typischen Kühlschränken [Bix16].

Parameter	Mittelwert	Standardabweichung
T_u	21,5 °C	3 K
T_{soll}	6 °C	0,6 K
c_p	4,8 kJ/kgK	0,48 kJ/kgK
m	10 kg	1 kg
k	0,5 W/m ² K	0,05 W/m ² K
Parameter	Angenommene Abhängigkeit	
A	$A/m = 0,47 \text{ W/kg}$	
P_0	$P_0/m = 10,48 \text{ W/kg}$	

Das Simulationsergebnis für dieses Kollektiv zeigt Abbildung 5.5, wobei um das Einschwingverhalten des Kollektivs darzustellen, alle Einheiten den gleichen Startwert für die normierte Temperatur

$$T^* = \frac{T - T_u}{T_o - T_u} \quad (5.5)$$

und den Zustand des Kompressors besitzen ($T^* = 0,5$ und Kompressor in Betrieb). Die Entwicklung der normierten Temperatur und der aufgenommenen Leistung des Kollektivs

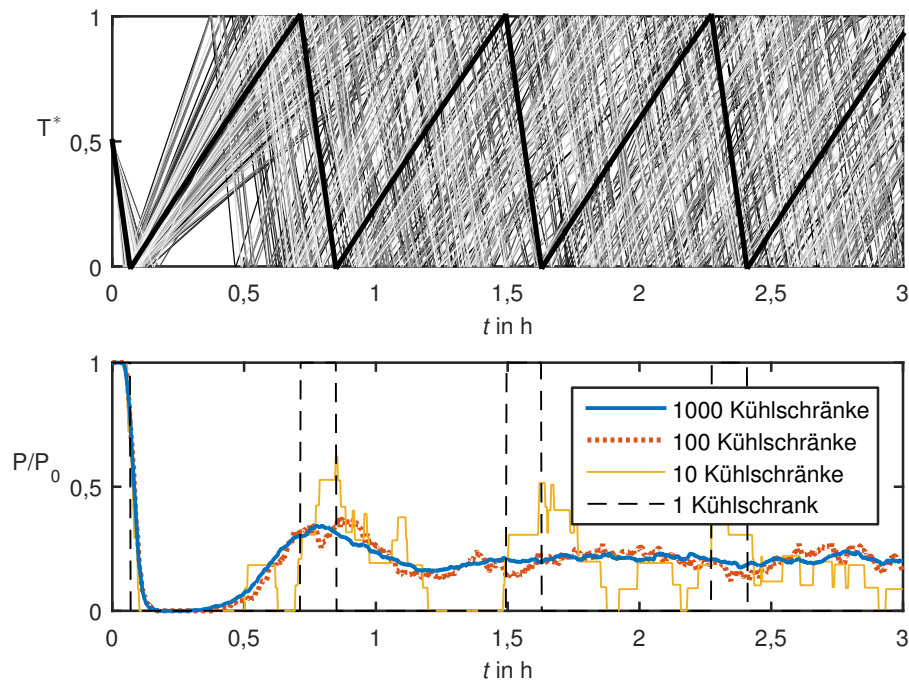


Abbildung 5.5: Einschwingverhalten von Kühlschränkkollektiven verschiedener Größe bei gleichem Startzustand ($T^* = 0,5$; Kompressor an). Oben ist das Temperaturverhalten einer einzelnen Einheit (fett), sowie 100 zufällig gewählter Einheiten aus einem Kollektiv von 1000 Einheiten dargestellt. Unten ist der Einfluss der Geräteanzahl auf das Einschwingverhalten der Leistungsaufnahme dargestellt.

(Abbildung 5.5) zeigen, dass ohne Eingriff eines übergeordneten Reglers die Einschwingzeit bei etwa 1,5 Stunden liegt. Daraus lässt sich der Schluss ableiten, dass ein geeigneter Regler für die netzdienliche Nutzung der Kühlschränke sicherstellen muss, dass durch Regeleingriffe der Zustand des Kollektivs nicht zu stark verändert werden sollte, um das Potenzial nach einem Abruf der Regelleistung möglichst bald wieder zur Verfügung zu stellen. In [Eur12] wird vorgeschlagen den Sollwert des Temperaturreglers linear abhängig von der Netzfrequenz zu verändern. So werden je nach Höhe der Störung die Einheiten zuerst beeinflusst, deren Temperatur weit entfernt von der Grenztemperatur ist. Außerdem ist keine aufwändige Kommunikation zwischen den Einheiten z. B. über eine Internetverbindung, sondern nur eine lokale Frequenzmessung notwendig.

Im eingeschwungenen Zustand beträgt die mittlere Leistung des betrachteten unkoordinierten Kollektivs 20 % der installierten Anlagenleistung (Abbildung 5.5, unten). Ein Zuschalten aller Einheiten würde also eine zusätzliche Leistung von 80 %, ein Abschalten entsprechend 20 % der installierten Anlagenleistung ermöglichen.

Mit dem von [SIF07] vorgeschlagenen Regler lässt sich die Bereitstellung von Primärregelleistung mit Kühlschränken im Referenzstörfall nach ENTSO-E simulieren (Abbildung 5.6). Zum Vergleich ist das Verhalten in einem Referenzsystem mit konventioneller

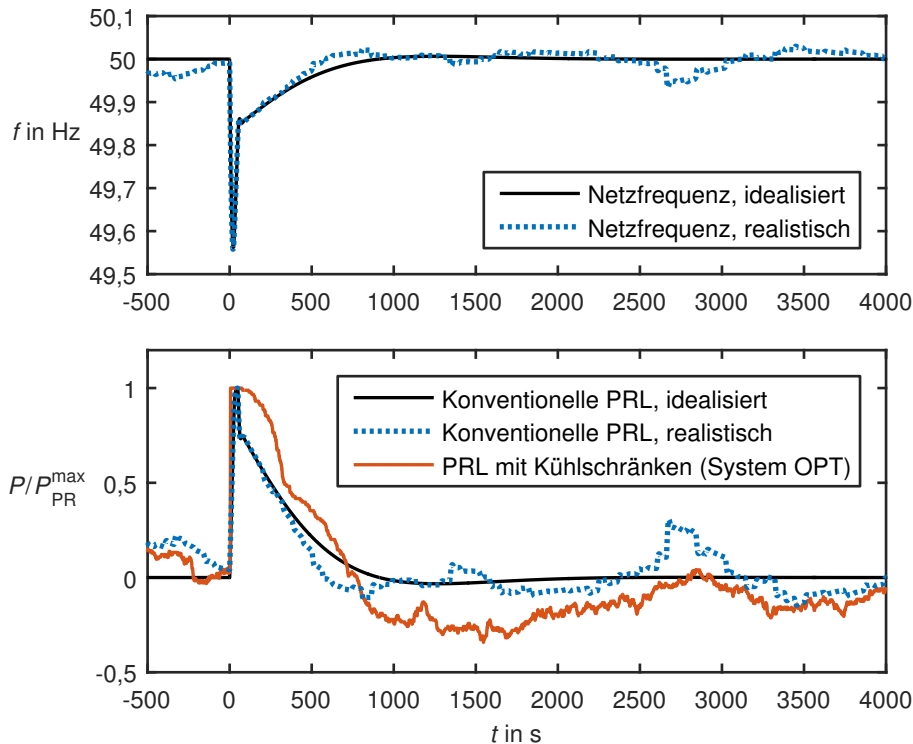


Abbildung 5.6: Simulationsergebnis der Frequenz (oben) und Primärregelleistung eines Teilnetzes (unten) bei einem Ausfall von 2% der Erzeugungsleistung im Verbundnetz und konventioneller Bereitstellung (schwarz und blau) sowie durch Steuerung von Kühlschränken (rot). Im idealisierten Fall (schwarz) ist die Netzbilanz vor und nach der Störung ausgeglichen.

Primärregelleistung dargestellt (System REF). Dabei wird zusätzlich zum Fall einer isolierten Störung (Abbildung 5.6, schwarz) ein realistischer Fall simuliert, in dem vor und nach der Störung Prognosefehler nach Kapitel 3.3.3 auftreten (Abbildung 5.6, blau gepunktet). Für ein Kollektiv von fünfhunderttausend Kühlschränken mit Primärregelung ergibt sich in der Simulation (System OPT) eine ähnliche Bereitstellung von Primärregelleistung wie im Referenzsystem. Nach der Abschätzung von [Bix16] entspricht dies etwa jedem zweiten haushaltsüblichen Kühl- oder Gefrierschrank im betrachteten System der Stadt Hamburg. Die Abschaltung der Last direkt nach der Störung führt zu einer erhöhten mittleren Temperatur der Kühlschränke und damit zu einer höheren elektrischen Last was einer Verschiebung von elektrischer Energie entspricht. Der verwendete Kühlschrankregler erzeugt bei Wiederreichen der Totzone der Netzfrequenz eine Zufallszahl, die auf

dem Intervall von 0 bis 300 Sekunden gleichverteilt ist. Entsprechend dieser Zufallszahl werden die einzelnen Kühlschränke verzögert zugeschaltet.

Aus der Simulation kann gefolgert werden, dass eine Bereitstellung von Primärregelung mit Kühl- und Gefrierschränken prinzipiell möglich ist. Aufgrund des geringen Aufwands einer Steuerung über die Netzfrequenz, sind auch andere Arten von elektrischen Verbrauchern für eine Bereitstellung von Primärregelung geeignet. Eine Übersicht über mögliche Verbrauchertypen und laufende Programme zur Erschließung dieser Potenziale findet sich in [SIF07]. Die Abschätzung in [And+17] zeigen außerdem, dass im betrachteten System von Hamburg eine Bereitstellung der Primärregelleistung durch Steuerung einer Aluminium-Elektrolyse besonders einfach umzusetzen ist.

5.3.2 Bivalent geregelte Wärmepumpensysteme

Da mit sinkender Außentemperatur der Wärmebedarf steigt und die thermische Spitzenlast nur wenige Stunden im Jahr auftritt, werden Heizungssysteme mit Wärmepumpen und Blockheizkraftwerken meist bivalent betrieben. Dabei wird bei Temperaturen unterhalb einer definierten Außentemperatur (Bivalenzpunkt) der primäre Wärmeerzeuger durch einen Spitzenlastkessel abgelöst. Hierdurch kann die Wirtschaftlichkeit des Heizungssystems gesteigert werden, da der mit höheren Investitionskosten verbundene primäre Wärmeerzeuger kleiner ausgeführt werden kann und dadurch höhere Volllaststunden erreicht. Wird der Spitzenlastkessel elektrisch betrieben, ergibt sich ein zusätzliches Potenzial zur Verbrauchersteuerung. Ergänzend zur Speicherwirkung der Gebäudemasse wird meist noch ein Warmwasserspeicher zur Entkopplung von Bedarf und Erzeugung verwendet.

Aus der Vielzahl möglicher Konfigurationen von Wärmepumpensystemen wird ein Heizungssystem mit Fußbodenheizung, einem Puffer-Speicher, einer zweipunktgeregelten Luft-Wasser-Wärmepumpe und einem elektrischen Spitzenlastkessel betrachtet (Abbildung 5.7). Die Regelung ist dabei bivalent alternativ, d.h. ab einer bestimmten Außentemperatur übernimmt der Spitzenlastkessel die gesamte Wärmebereitstellung. Der Sollwert der Temperatur im Pufferspeicher wird linear abhängig von der Außentemperatur vorgegeben und nimmt mit steigender Außentemperatur ab. Der elektrische Spitzenlastkessel wird kontinuierlich geregelt, die Wärmepumpe wird ein- oder ausgeschaltet.

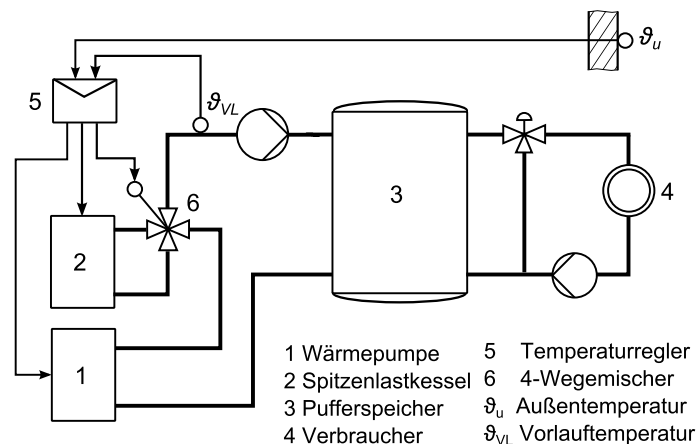


Abbildung 5.7: Schema des betrachteten Wärmepumpenheizungssystems mit Pufferspeicher und elektrischem Spitzenlastkessel.

Das Ergebnis einer Jahressimulation der Leistungsaufnahme (positives Regelleistungspotenzial) und des Speicherfüllstands (SOC) dieses Systems in Abhängigkeit der Außentemperatur zeigt Abbildung 5.8. Im Temperaturbereich unterhalb des Bivalenzpunkts (hier -6°C) wird in der Darstellung der zeitaufgelösten Zustände (graue Kreise) die kontinuierliche Regelung deutlich. Dagegen nimmt das System im Temperaturbereich zwischen Bivalenzpunkt und Heizgrenze (19°C) nur zwei diskrete Zustände an. Der Wärmebedarf ist proportional zu der relativen Einschaltdauer der Wärmepumpe. Die relative Einschaltdauer entspricht somit einem Erwartungswert $E(P)$ der Leistung eines großen Kollektivs. Dieser ist in Abbildung 5.8 für jedes Temperaturintervall von 1 K eingetragen. Die Änderung der Leistungsaufnahme mit der Außentemperatur ist im Vergleich zum Betriebsbereich des Spitzenlastkessels geringer, da ein Teil der Wärme der Umgebung entnommen wird. Außerdem nimmt die Leistungszahl der Wärmepumpe mit steigender Temperatur der Wärmequelle zu. Steigt die Temperatur über die Heizgrenze an, wird die Wärmepumpe abgeschaltet.

In ähnlicher Weise wie für die Leistung wird auch für den Speicherfüllstand ein Erwartungswert $E(\text{SOC})$ berechnet. Der Sollwert der Vorlauftemperatur wird linear abhängig von der Außentemperatur vorgegeben. Bei sehr niedrigen Temperaturen erreicht der Spitzenlasterzeuger seine Leistungsgrenze, was dazu führt, dass diese vorgegebene Vorlauf- und damit auch Speichertemperatur nicht immer erreicht wird. Bei Temperaturen im Bereich der Heizgrenze nimmt der Speicher teilweise deutlich höhere Temperaturen an als gefordert, weil durch den geringen Wärmebedarf kaum Speicherentleerung auftritt.

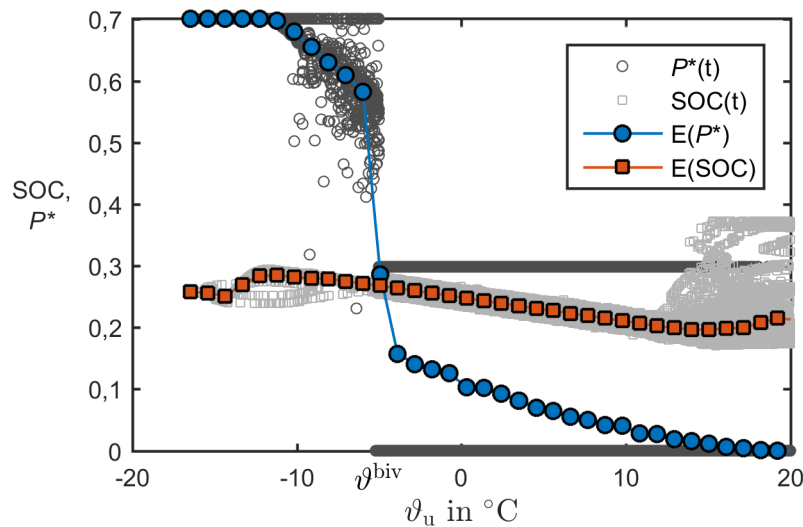


Abbildung 5.8: Ergebnis einer Jahressimulation (Ausgabeintervall 15 Min.) von Leistungsaufnahme und Speicherstand eines Wärmepumpensystems. Als Linie dargestellt ist der Erwartungswert von Leistung und Speicherstand, die Symbole geben einzelne Zeitschritte an. Der Erwartungswert ist als arithmetisches Mittel aller Werte eines von 50 Temperaturintervallen berechnet.

Verhalten eines heterogenen Kollektivs von Systemen

Es wird nun das Verhalten eines Kollektivs des vorher beschriebenen Heizungssystems untersucht. Ziel ist die Ermittlung eines Erwartungswerts von Leistungsaufnahme und Speicherstand in Abhängigkeit der Außentemperatur. Dafür werden auch hier durch die Generierung von Zufallszahlen unterschiedlich parametrisierte Instanzen des Modells genutzt. Die Annahmen für Wertebereich und Verteilung der Parameter der Simulation (Tabelle 5.2) beruhen dabei auf Herstellerangaben und einem Wärmepumpenfeldtest nach [Mia+11]. Demzugrunde liegt die Hypothese, dass alle Geräte in den Herstellerkatalogen gleich häufig im Einsatz sind, sodass von der angebotenen Produktpalette auf den Anlagenbestand geschlossen werden kann. Die angenommenen Verteilungen sind so gewählt, dass sie die Produktpalette brauchbar nachbilden. Grundlage der dargestellten Ergebnisse (Abbildung 5.9) ist eine Simulation des vorher beschriebenen Systems über ein Jahr mit insgesamt 100 Einheiten.

Vergleicht man die einzelnen Zustände der Systeme (graue Kreise und Quadrate) mit dem Erwartungswert (rote Linie mit Quadraten) des Speicherstands wird deutlich, dass nur geringe Abweichungen zwischen den einzelnen Anlagen auftreten. Anders ist es bei der elektrischen Leistungsaufnahme (graue und blaue Kreise), die um $\pm 20\%$ schwankt. Bei

Tabelle 5.2: Angenommene Abhängigkeiten und Parameter der unterstellten statistischen Verteilungen von bivalent geregelten Wärmepumpensystemen. Grundlage der Annahmen bilden Datenblätter von Herstellern (Viessmann) und die Felduntersuchung [Mia+11].

Größe	Einheit	Annahme
$\dot{Q}_n^{\text{WP}}$	kW	Poissonverteilt ($E = 9,7$)
COP	-	Normalverteilt ($\mu = 3,9$; $\sigma = 5\%$)
ΔT_{db}	K	Gleichverteilt in $[0,5; 1,5]$
ϑ_{Biv}	°C	Gleichverteilt in $[-7; -3]$
t_{mlz}	min	Gleichverteilt in $[3; 6]$
C_{geb}	Wh/Km ³	Gleichverteilt aus $\{15; 50\}$ (leichte / schwere Bauweise)
V_{geb}	m ³	Normalverteilt ($\mu = 300 \text{ m}^3$; $\sigma = 10\%$)
Abhängige Größen:		
V_{sp}	m ³	Normalverteilt ($\mu = 0,5 \text{ m}^3 / 5,4 \text{ kW} \cdot \dot{Q}_n$; $\sigma = 5\%$)
μ_{WP}	-	$\mu_{\text{WP}} = 0,39 - 0,04 \cdot \vartheta_{\text{Biv}}$
$\dot{Q}_n^{\text{SLK}}$	W	$\dot{Q}_n^{\text{SLK}} = \mu_{\text{WP}} \cdot \dot{Q}_n^{\text{WP}}$
G_V	W/K	$G_V = \dot{Q}_n^{\text{SLK}} / (\vartheta_{\text{R,soll}} - \vartheta_{\text{ref}})$
$\vartheta_{\text{R},0}$	°C	Gleichverteilt in $\vartheta_{\text{R,soll}} + [-\Delta T_{\text{db}}; +\Delta T_{\text{db}}]$
$\vartheta_{\text{sp},0}$	°C	Gleichverteilt in $\vartheta_{\text{sp,soll}} + [-\Delta T_{\text{db}}; +\Delta T_{\text{db}}]$
Parameter ohne Variation:		
$\vartheta_{\text{R,soll}}$	°C	20
$\vartheta_{\text{sp,soll}}$	°C	Linear abhängig von Außentemperatur
ϑ_{ref}	°C	-12
η_{SLK}	-	0,98

idealer Regelung könnte trotzdem der Erwartungswert des Kollektivs bereitgestellt werden, da sich die Abweichung der Einzelsysteme vom Mittelwert ausgleichen würden. Um den optimalen Einsatz der Verschiebung von Lasten aus Wärmepumpen zu ermitteln, wird das Optimierungsmodell (Gleichungen 3.1 bis 3.27) erweitert. Die Modellierung ähnelt derjenigen des Pumpspeicherkraftwerks, wobei die Ausspeicherung einem Abschalten der Wärmepumpe bzw. einer Leistungsreduktion des Spitzenlastkessels entspricht (Gleichung 5.6).

$$E_{l,t} = E_{l,0} + \left(\sum_t P_{l,t}^{\text{ein}} \cdot \eta_l^{\text{ein}} - \sum_t P_{l,t}^{\text{L}} \cdot \frac{1}{\eta_l^{\text{aus}}} \right) \cdot \Delta t. \quad (5.6)$$

Das Entleeren der Speicher ist über die lokale Last $P_{l,t}^{\text{L}}$ vorgegeben und der Netzbezug $P_{l,t}^{\text{ein}}$ kann durch das Optimierungsmodell so verschoben werden, dass die Kosten des

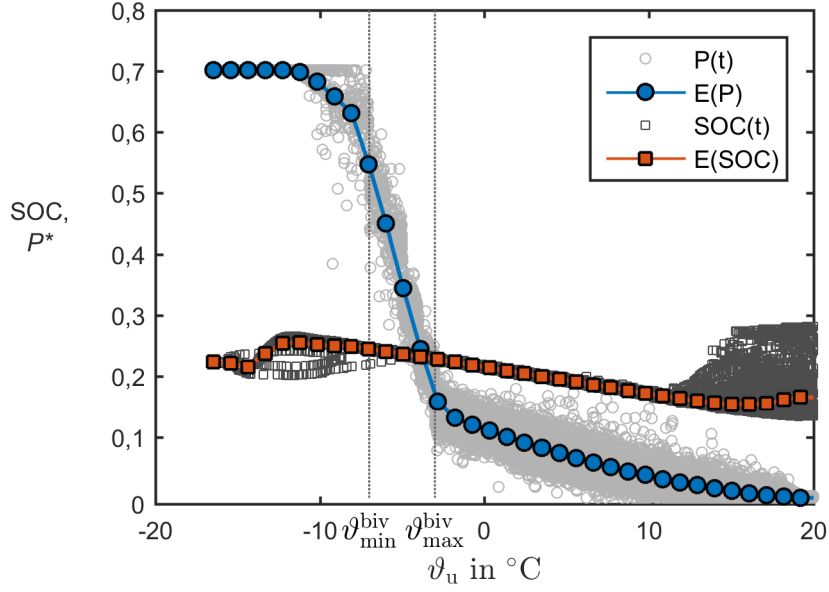


Abbildung 5.9: Simulationsergebnis des Regelleistungspotenzials eines Kollektivs von 100 Wärmepumpensystemen. Als Linie dargestellt ist der Erwartungswert von Leistung und Speicherstand, die Symbole geben einzelne Zeitschritte an.

Stromerzeugungssysteme minimiert werden. Die lokale Last ist der Erwartungswert der Leistungsaufnahme des unkoordinierten Betriebs:

$$P_{l,t}^L = E(P_{l,t}^{\text{unk}}). \quad (5.7)$$

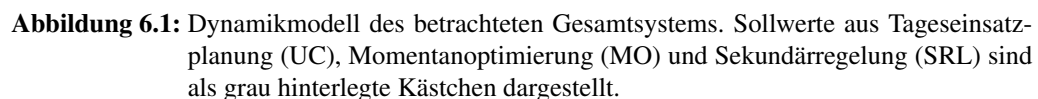
Es wird weiter gefordert, dass der Speicherstand am Ende des Optimierungszeitraums dem Speicherstand zu Beginn des Optimierungszeitraums entspricht:

$$E_{l,\text{tend}} = E_{l,0} = E(E_t^{\text{unk}}). \quad (5.8)$$

Dies verhindert, dass das Kollektiv sich zu weit von seinem unkoordinierten Zustand entfernt, was dazu führen könnte, dass die Einheiten nach dem Optimierungszeitraum synchron zu- oder abgeschaltet werden müssen und damit die Leistungsbilanz stören. Die elektrische Netzlast P_t^L aus der Leistungsbilanz (Gleichung 3.8) teilt sich auf in einen unbeeinflussten und einen beeinflussten Anteil (Gleichung 5.9).

$$P_t^L = P_t^{L,\text{unb}} + \sum_l P_{l,t}^{\text{ein}} \quad (5.9)$$

Um die Leistungs-Frequenz-Regelung sowie die Kosten und Emissionen des Systems bei Nutzung der betrachteten Energiespeicher zu untersuchen, wird das nichtlineare Gesamtmodell in Abbildung 6.1 verwendet. Es enthält neben den Erzeugern und Verbrauchern



59

Zeitreihen unterscheiden sich von dieser Prognose durch die unter 3.3.3 beschriebenen Prognosefehler, die durch MO und Regelleistung ausgeglichen werden. Dem Sekundärregler stehen dafür die in der Optimierung ermittelten Regelbänder je Kraftwerk und Speicher zur Verfügung. Zusätzlich zu der Fernwärmeversorgung (Abbildung 6.1, unten) ist ein Kosten- und Emissionsmodell für die dezentrale Wärmeversorgung enthalten, welches in [And+17] beschrieben ist und der Methodik der VDI-Richtlinie 2067 [VDI12] folgt. Die CO₂-Emissionen werden durch die Komponentenmodelle (z. B. Heizkraftwerke) zeitaufgelöst berechnet und in der Komponente Auswertung (Abbildung 6.1, oben links) summiert.

Aufgrund der großen Datenmenge bei der Simulation dieses Systems über ein Jahr werden für die folgenden Auswertungen meist einzelne besonders signifikante Tage herangezogen (Tabelle 6.1).

Tabelle 6.1: Auswahl von Tagen des betrachteten Jahres mit Relevanz für eine Simulation der Netzstabilität. Der Tag der minimalen Momentanreserve berücksichtigt das Potenzial aus WKA.

Netzsituation (Leistungen)	Tag	$P_{L,max}$ (MW)	$P_{L,min}$ (MW)	E_L (GWh)	E_W (GWh)	E_{PV} (GWh)
Maximale Residuallast	20	1910	1230	40,2	0,625	0,335
Spitzenlast Fernwärmenetz	35	1780	1360	37,7	2,23	0,991
Spitzeneinspeisung PV	111	1700	1090	34,9	12,4	6,44
Minimale Momentanreserve	185	1700	1100	34,1	4,55	6,11
Tiefstlast Fernwärmenetz	205	1680	1060	33,2	5,72	5,27
Minimale Residuallast	323	1590	1140	33	32,9	0,946

6.1 Simulation des Netzregelverhaltens

Für die nachfolgenden Simulationen wird ein optimiertes System unterstellt (Kürzel OPT) in dem

- die Momentanreserve soweit möglich durch Windkraftanlagen bereitgestellt wird,
- die Primärregelleistung vollständig durch die Steuerung von Kühl- und Gefrierschränken erbracht wird,
- die Zuweisung von Sekundärregelbändern stündlich erfolgt,

- positive und negative Sekundärregelleistung durch Anlagen zur Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen erbracht werden kann,
- negative Sekundärregelung durch Abregelung der FEE bereitgestellt werden kann und
- der Einsatz der Fernwärmeerzeuger im Rahmen einer gekoppelten Optimierung stromgeführt (Kapitel 3.2.1) und so jeweils angepasst an die Einspeiseprognosen der FEE erfolgt.

Ausgehend von diesem optimierten System werden unter 6.2 weitere Varianten wie eine Laststeuerung von Wärmepumpensystemen simuliert. Als Vergleich dienen die Referenzsysteme (Tabelle 3.1). In diesen wird die Momentanreserve und die Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke erbracht und die Erzeugung der KWK-Anlagen erfolgt wärmegeführt.

6.1.1 Netzregelverhalten bei hohem Anteil fluktuierender Erzeugung

Die Simulation der untersuchten Systeme erlaubt eine Analyse der im betrachteten Teilnetz auftretenden Störungen der Leistungsbilanz (Abbildung 6.2). Dargestellt ist die Standardabweichung der durch Prognosefehler und Sollwertabweichungen der Kraftwerke und Speicher ins Netz eingebrachten Leistungsstörungen. Im konventionellen System (REF12) liegen die Störungen im Mittel bei 40 % der nach Gleichung 3.23 vorgehaltenen Sekundärregelreserve. Durch den Zubau an FEE steigt dieser Wert auf 80 % in den Systemen REF35 und OPT35 an. Darüber hinaus nimmt die Streuung der Störungen zu. Besonders wirksam sind die Störungen am Tag der maximalen PV Einspeisung (Tag 111), wo sie die vorgehaltene Regelreserve sogar übersteigen. Zwischen den Systemen REF35 und OPT35 ergeben sich keine Unterschiede.

Um die Regelbarkeit der Systeme zu bewerten, ohne dass Zufallseffekte der stochastischen Prognosefehler das Ergebnis beeinflussen, muss die Simulationsdauer gegenüber einer Tagessimulation erhöht werden. Als Maß für die Regelbarkeit des Systems wird die Standardabweichung der Regelkreisabweichung verwendet (Kapitel 3.3.2). Eine Jahressimulation ergibt für das konventionellen System (REF12) eine Standardabweichung dieses Regelfehlers von 48 % der vorgehaltenen Sekundärregelleistung (Abbildung 6.3). Für das Referenzsystem mit mittlerem Anteil EE (REF35) liegt dieser Wert bei 63 %. Durch die

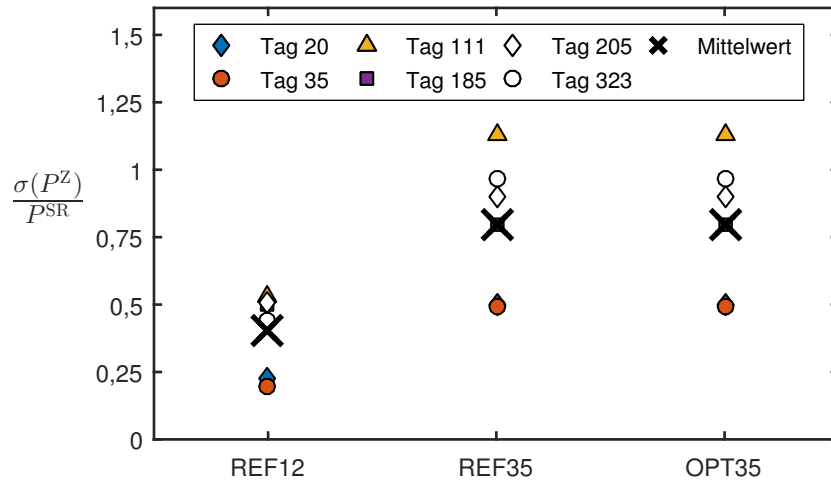


Abbildung 6.2: Simulationsergebnis der Leistungsstörungen (Standardabweichung) durch Prognosefehler der FEE und Abweichungen der Erzeuger von ihren Sollwerten an einer Auswahl von relevanten Tagen (Tabelle 6.1)

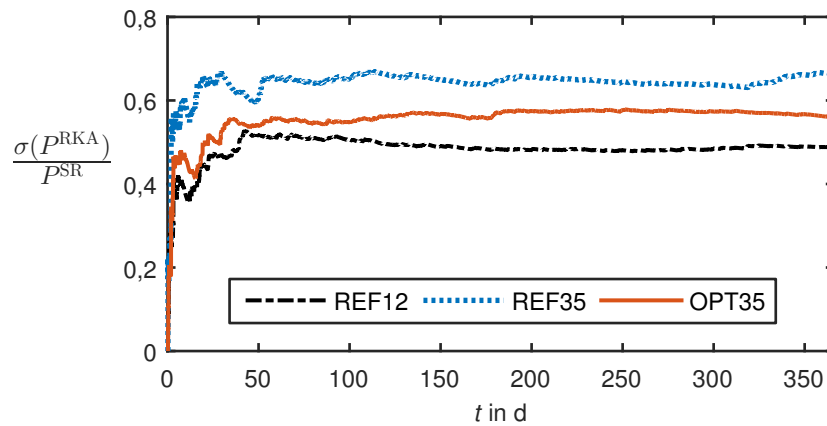


Abbildung 6.3: Entwicklung der Standardabweichung des Regelfehlers P^{RKA} auf Grund von stochastischen Prognosefehlern bezogen auf die vorgehaltene Sekundärregelleistung.

dynamische Zuweisung von Regelleistungsbändern und die Nutzung der Abregelung ist der Regelfehler im System OPT35 mit 56 % niedriger als im System REF35, aber höher als im konventionellen System. Diese Ergebnisse zeigen, dass die heute übliche Dimensionierung der SRL nach Gleichung 3.23 nicht ausreicht, um das Regelverhalten des Systems bei hohen Anteilen FEE zu erhalten. Wird im optimierten System die vorgehaltene Sekundärregelleistung gegenüber der heute üblichen Auslegung nach Gleichung 3.23 um den Faktor 1,3 erhöht, reduziert sich die Regelabweichung auf den Wert des konventionel-

len Referenzsystems (Abbildung 6.4). Im Referenzsystem muss die Vorhaltung um den Faktor 1,9 gegenüber der heute üblichen Auslegung erhöht werden.

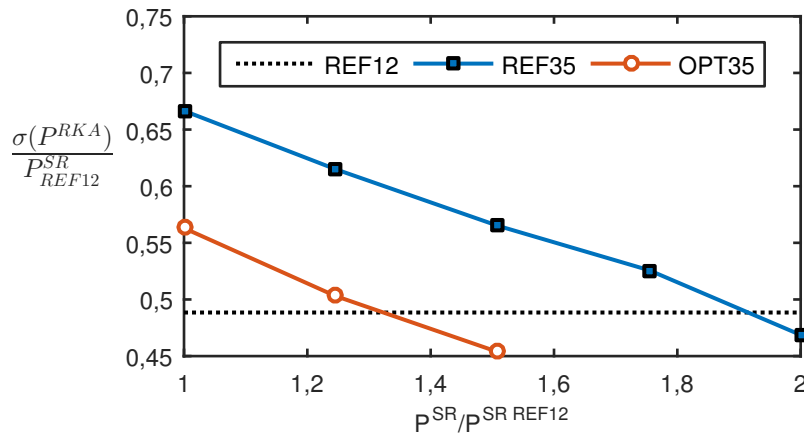


Abbildung 6.4: Reduzierung der Regelkreisabweichung im System OPT35 (orange, Kreise) und im System REF35 (blau, Quadrate) durch Erhöhung der vorgehaltenen Sekundärregelreserve. Durch die bessere Regelung wird im optimierten System weniger zusätzliche Reserve benötigt, um das Niveau der Regelabweichung des konventionellen Systems (gepunktet) zu erreichen.

6.1.2 Einfluss der Regelleistungserbringer auf die Ausnutzung FEE

Durch die stündliche Zuweisung von Sekundärregelleistungsbändern im System OPT35 im Rahmen einer Tageseinsatzplanung ist sie besser als im Referenzsystem auf die Einspeiseprognosen der FEE abgestimmt. Neben der gezeigten besseren Regelung führt dies zu einer erhöhten Ausnutzung des Angebots FEE (Abbildung 6.5). Im System REF35 wird die SRL am dargestellten Tag der minimalen Fernwärmelast durch den Pumpspeicher (negative Reserve) und ein Heizkraftwerk (positive Reserve) bereitgestellt. Im optimierten System wird für die negative Reserve die Abregelung von FEE genutzt, die positive Reserve wird in Abhängigkeit des Angebots aus FEE von Heizkraftwerken, Biomasseanlagen und dem Pumpspeicher erbracht. Zwar ergibt sich dadurch im System OPT35 eine Abregelung in der Größenordnung der vorgehaltenen Sekundärregelleistung, trotzdem ist die Ausnutzung des FEE Angebots durch den flexibleren Einsatz der Kraftwerke und Pumpspeicher deutlich besser (Abbildung 6.5, unten). Während im Referenzsystem die Erzeugung der HKW nicht weiter reduziert werden kann, weil die HKW die Wärmelast und den Regelleistungsbedarf decken, können sie im optimierten System vorübergehend

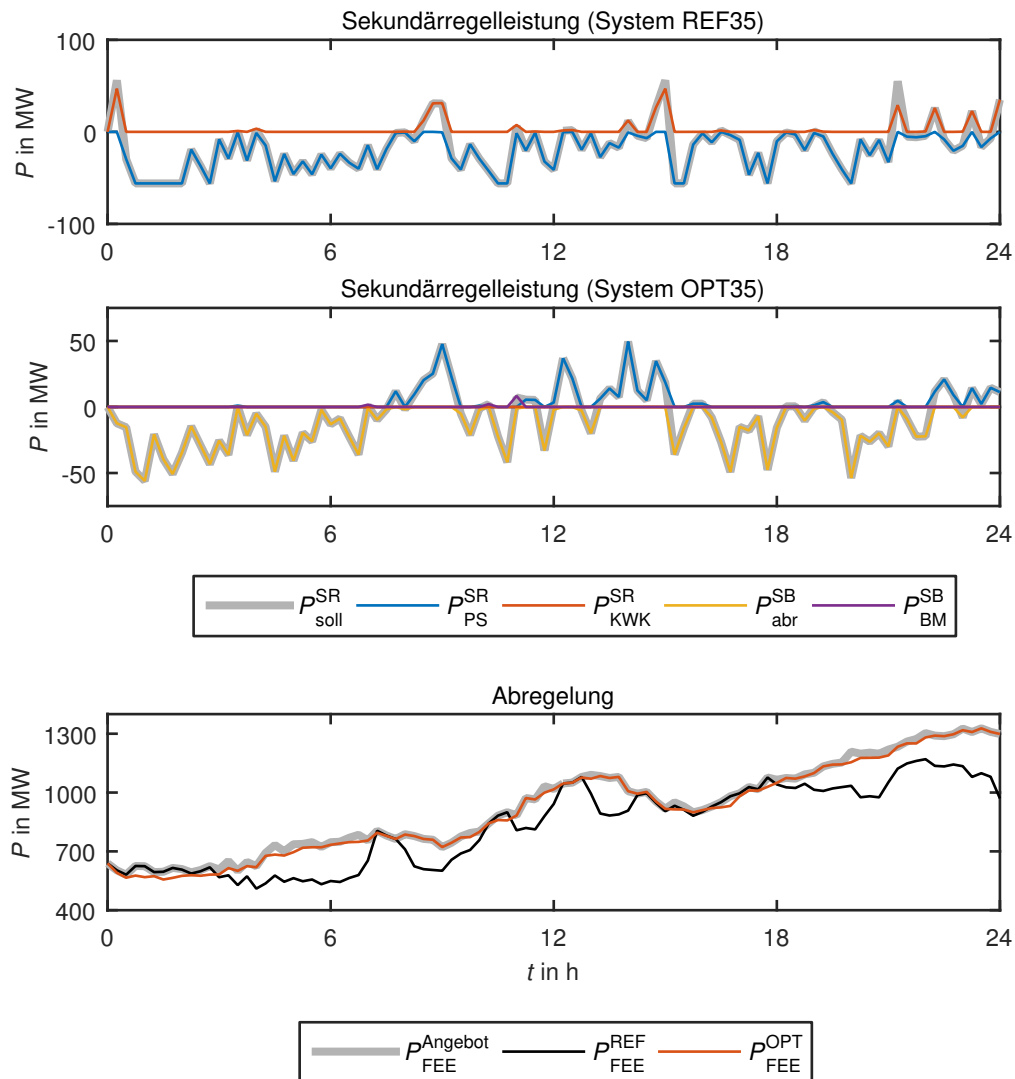


Abbildung 6.5: Auswirkungen der optimierten Zuweisung von Sekundärregelleistungsbändern im System OPT35 auf die Abregelung von FEE im Vergleich zu der statischen Zuweisung im System REF35 am Tag der minimalen Residuallast.

abgeschaltet werden. Die Wärme wird dann über Spitzenlastkessel und die Regelleistung über Pumpspeicher bereitgestellt und so das Angebot aus FEE besser als im Referenzsystem ausgenutzt.

Eine Auswertung der kostenoptimierten Zuweisung von Regelleistungsbändern über ein Jahr im Referenzsystem und im optimierten System zeigt Abbildung 6.6. Im Referenzsystem wird die PRL über fossilbetriebene Kraftwerke bereitgestellt, wobei diese Aufgabe in 80 % der Zeit die Heizkraftwerke übernehmen, die ohnehin zur Wärmelastdeckung in Betrieb sind. Im optimierten System wird die PRL vollständig über die Steuerung von

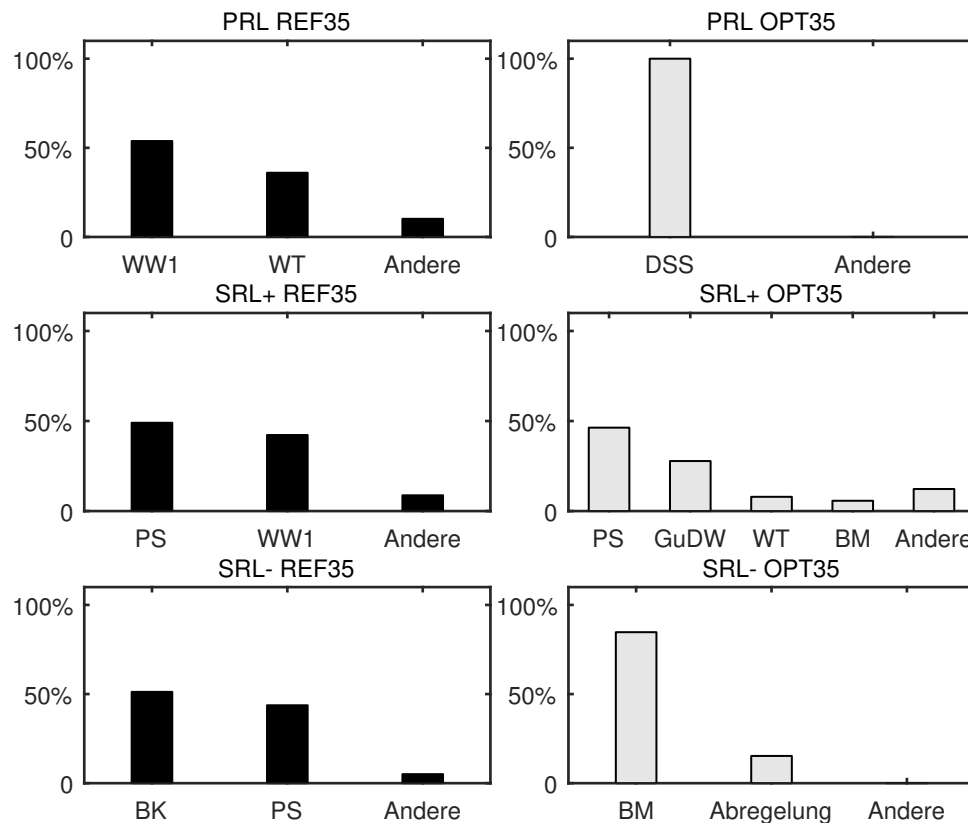


Abbildung 6.6: Jahresanteil der Vorhaltung von Primär- und Sekundärregelleistung nach Erbringer im Referenzsystem (links) und im optimierten System (rechts). Abkürzungen: WW1, Heizkraftwerk West Block 1; WT, Heizkraftwerk Ost; BK, Braunkohle; PS, Pumpspeicher; DSS, Laststeuerung; GuDW, GuD-Heizkraftwerk West; BM, Biomasse.

Kühlschränken bereitgestellt.

Die Sekundärregelleistung wird im Referenzsystem in über 50 % der Zeit durch den Pumpspeicher bereitgestellt. Zusätzlich kommt ein Heizkraftwerk (positive Reserve) und das Braunkohlekraftwerk (negative Reserve) zum Einsatz. Durch die stündliche Zuweisung variieren im optimierten System die Erbringer von positiver Sekundärregelleistung deutlich mehr. Die negative Sekundärregelleistung wird vollständig über Biomasseanlagen und die Abregelung FEE erbracht.

Das bessere Regelverhalten und die bessere Ausnutzung der FEE durch zusätzliche Freiheitsgrade in der Einsatzplanung sprechen dafür, eine stündliche Zuweisung der Regelleistungserbringer in Systemen mit hohem Anteil FEE umzusetzen. Gegen die stündliche Zuweisung spricht der hohe Aufwand einer stündlichen Auktion für die Teilnehmer. Die-

ser könnte dazu führen, dass sich das Angebot an Regelleistung bei einer entsprechenden Änderung der Marktgestaltung reduziert. In den letzten Jahren hat jedoch die Anzahl Teilnehmer an den Märkten für Regelleistung stark zugenommen [HZ15], sodass davon ausgegangen werden kann, dass auch zukünftig ein ausreichendes Angebot vorhanden sein wird. Darüber hinaus führt das bessere Regelverhalten des optimierten Systems zu einem geringeren Bedarf an Regelleistung bei gegebener Anforderung (Abbildung 6.4).

6.2 Bewertung von Systemvarianten

Durch den Ausbau EE reduziert sich der Einsatz fossiler Energieträger und damit sinken die variablen Kosten der Stromerzeugung (Abbildung 6.7). Die Investitionskosten für den Ausbau der Erzeugungskapazität führen zu höheren Gesamtkosten. Den um 3,4 % erhöhten Gesamtkosten des Systems REF35 gegenüber dem System REF12 steht eine Reduzierung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung um 46 % gegenüber. Bezogen auf die Systemgrenze des Modells, die die Wärmeversorgung enthält, liegt die CO₂-Reduktion bei 22 %.

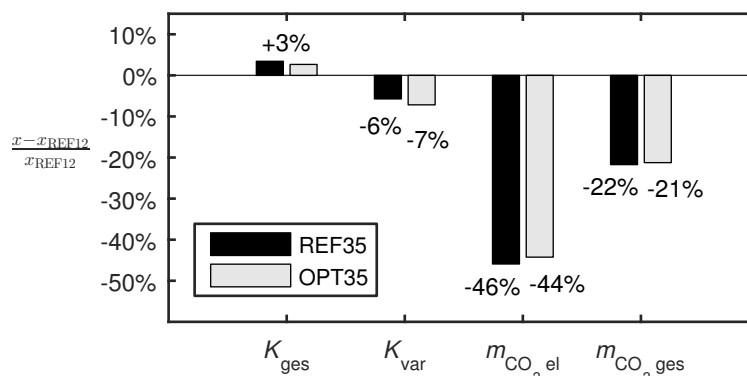


Abbildung 6.7: Simulationsergebnisse der Systeme REF35 (schwarz) und OPT35 (grau) im Vergleich zum konventionellen System REF12 (Änderung in Prozent). Dargestellt sind die Gesamt- und variable Kosten des Gesamtsystems und die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung und des Gesamtsystems.

Liegt ein hohes Angebot FEE vor, wirkt es sich positiv auf Kosten und Emissionen des Gesamtsystems aus, wenn Anlagen in KWK vorübergehend abgeschaltet werden und die Wärme ungekoppelt bereitgestellt wird. Dieser an das Angebot FEE angepasste Einsatz der Heizkraftwerke führt im optimierten System (OPT35) zu einem reduzierten KWK-Anteil an der Stromerzeugung (29% gegenüber 35% in REF35). Durch die zusätzlichen

Freiheitsgrade in der Einsatzplanung des optimierten Systems können die variablen Kosten der Stromerzeugung gegenüber dem Referenzsystem weiter reduziert werden. Gegenüber dem konventionellen System wirkt sich dies auf die Gesamtkosten mit +2,7 % im System OPT35 und +3,4 % im System REF35 nur unwesentlich aus.

6.2.1 Lastverschiebung durch Wärmepumpensysteme

Um eine Lastverschiebung durch Wärmepumpensysteme zu untersuchen, wird eine Variante des optimierten Systems mit Wärmepumpensystemen betrachtet (Kürzel WPS35, Szenariodefinition unter B.4). Dabei wird eine ideale Steuerung unterstellt, die die Gleichungen 5.7 bis 5.9 erfüllt und so die vorher ermittelten Erwartungswerte von Speicherfüllstand und Leistungsverhalten berücksichtigt (Abbildung 5.9). Durch die Minimierung der variablen Kosten resultiert die Tageseinsatzplanung in einer Lastkurve, die an die FEE angepasst ist (Abbildung 6.8). Im betrachteten System kann am Tag der maximalen PV Erzeugung die Wärmepumpenlast in die Mittagszeit verschoben und so die Abregelung von FEE vermieden werden. Noch deutlicher ist die Wirkung der Lastverschiebung am Tag der minimalen Residuallast, wo ebenfalls eine Verschiebung der Wärmepumpenlast in die Zeit des hohen Angebots FEE erfolgt.

An den Tagen der maximalen und minimalen Wärmelast ergibt sich in der Simulation keine Auswirkung auf die Ausnutzung des FEE Angebots, da bereits im Referenzsystem das volle Angebot integriert werden kann. Trotzdem führt die Möglichkeit der Lastverschiebung zu einem veränderten Lastprofil, was in einem ökonomischeren Einsatz der konventionellen Kraftwerke resultiert. Die Kostenreduktion bewirkt in diesen Situationen eine Erhöhung der Emissionen, da sie einen stärkeren Einsatz von Kohlekraftwerken gegenüber gasbefeuerten Kraftwerken nach sich zieht.

Auch die Ergebnisse einer Jahressimulation zeigen im Vergleich zum optimierten System ohne Wärmepumpensysteme eine Reduktion der variablen Kosten (Abbildung 6.9). Zwar kann die Abregelung der FEE wirkungsvoll reduziert werden, die Auswirkungen auf die Emissionen im Stromversorgungssystem sind jedoch negativ, da nicht die volle Wärmepumpenlast aus EE gedeckt werden kann. Trotzdem sind die Emissionen des Gesamtsystems gegenüber dem optimierten System ohne Wärmepumpensysteme reduziert. In der Simulation liegen die mittleren spezifischen Emissionen der Stromerzeugung

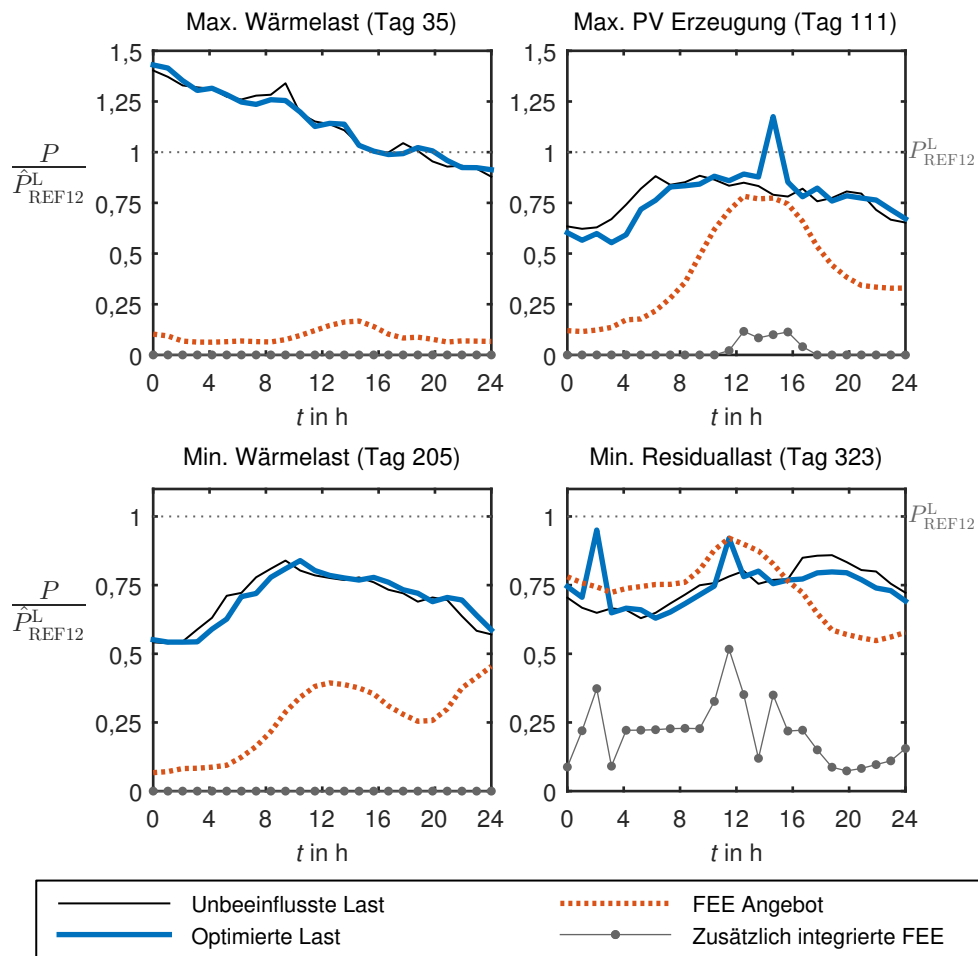


Abbildung 6.8: Simulationsergebnis der numerisch optimierten Verschiebung von Wärmepumpenlasten. Die dargestellten Profile der optimierten Last (blau, fett), der unbeeinflussten Last (schwarz, dünn), des Angebots FEE (rot, gepunktet) und der zusätzlich integrierten FEE (grau, Kreise) sind auf die Spitzenlast des konventionellen Systems (REF12) bezogen.

bei 277 g/kWh, was mit der mittleren Jahresarbeitszahl von 3,8 der Wärmepumpensysteme auf wärmespezifische Emissionen von 73 g/kWh führt. Im Gegensatz dazu liegen die spezifischen Emissionen der substituierten Ölheizungen bei etwa 270 g/kWh, was der wesentliche Grund für die Reduktion der Emissionen gegenüber dem Referenzsystem ist.

Darüber hinaus erhöht die Substitution von Ölheizungen durch Wärmepumpensystemen deutlich die elektrische Last (Abbildung 6.8, oben links). In der Simulation liegt die elektrische Spitzenlast (nicht dargestellt) um den Faktor 1,5 über der Spitzenlast des konventionellen Vergleichssystems. Dies führt zu signifikanten Energieimporten (1,7% des Jah-

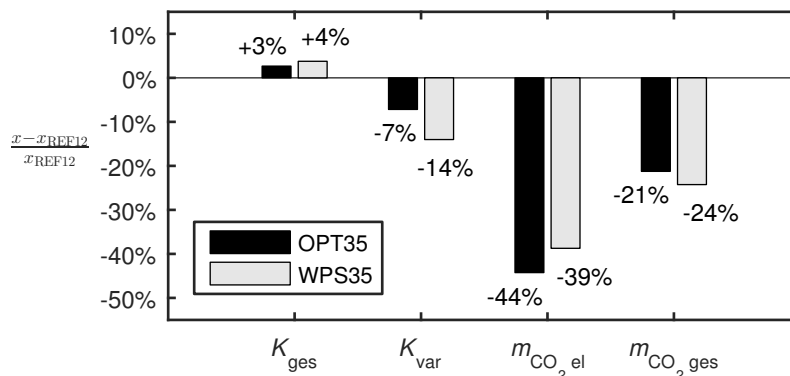


Abbildung 6.9: Auswirkungen des Zubaus von Wärmepumpensystemen mit der Option einer Lastverschiebung auf Kosten und Emissionen des betrachteten Systems.

resenergiebedarfs). Besonders problematisch ist, dass dieser zusätzliche Bedarf in Zeiten anfällt, in denen die Wärmelast und damit der Strombedarf ohnehin hoch ist. Bereits im gegenwärtigen System sind in Kälteperioden die konventionellen Kraftwerke stark ausgelastet und die Strompreise entsprechend hoch.

Um den Fall zu bewerten, dass die benötigten Importe nicht zur Verfügung stehen, wird eine weitere Variante simuliert, die gegenüber dem Netzentwicklungsplan zwei zusätzliche 750 MW GuD-Blöcke aufweist. Die Investitionen in diese Kraftwerksleistung und die Wärmepumpensysteme führen zu deutlich erhöhten Gesamtkosten des Systems (Abbildung 6.10). Da die zusätzliche Kraftwerksleistung nur in wenigen Stunden des Jahres

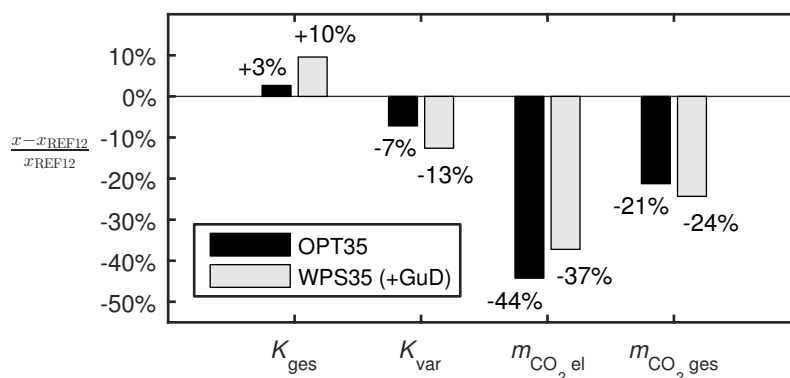


Abbildung 6.10: Simulationsergebnis der Kosten und Emissionen des Systems WPS35 mit zwei zusätzlichen 750 MW GuD-Kraftwerksblöcken.

benötigt wird, ist diese Lösung nicht anzustreben. Günstiger ist der Einsatz von Wärmepumpensystemen, die einen Gaskessel als Spitzenlastzeuger verwenden, da so der stark erhöhte Strombedarf an Tagen mit niedriger Außentemperatur vermieden werden kann.

6.2.2 Elektrodenkessel und Wärmespeicher im Fernwärmenetz

Auch im Fernwärmenetz kann durch den Einsatz von Elektrodenkesseln überschüssige Stromproduktion in Wärme gewandelt und so die Ausnutzung der FEE erhöht werden. Ausgehend von dem optimierten System wird daher der in [Erk13] vorgeschlagene Elektrodenkessel mit einer thermischen Nennleistung von 100 MW und einem Wärmespeicher mit 1,9 GWh Kapazität am westlichen Erzeugungsstandort des Fernwärmenetzes simuliert (Abbildung 6.11). Es ergibt sich ein weiterer Freiheitsgrad für den Einsatz der Heiz-

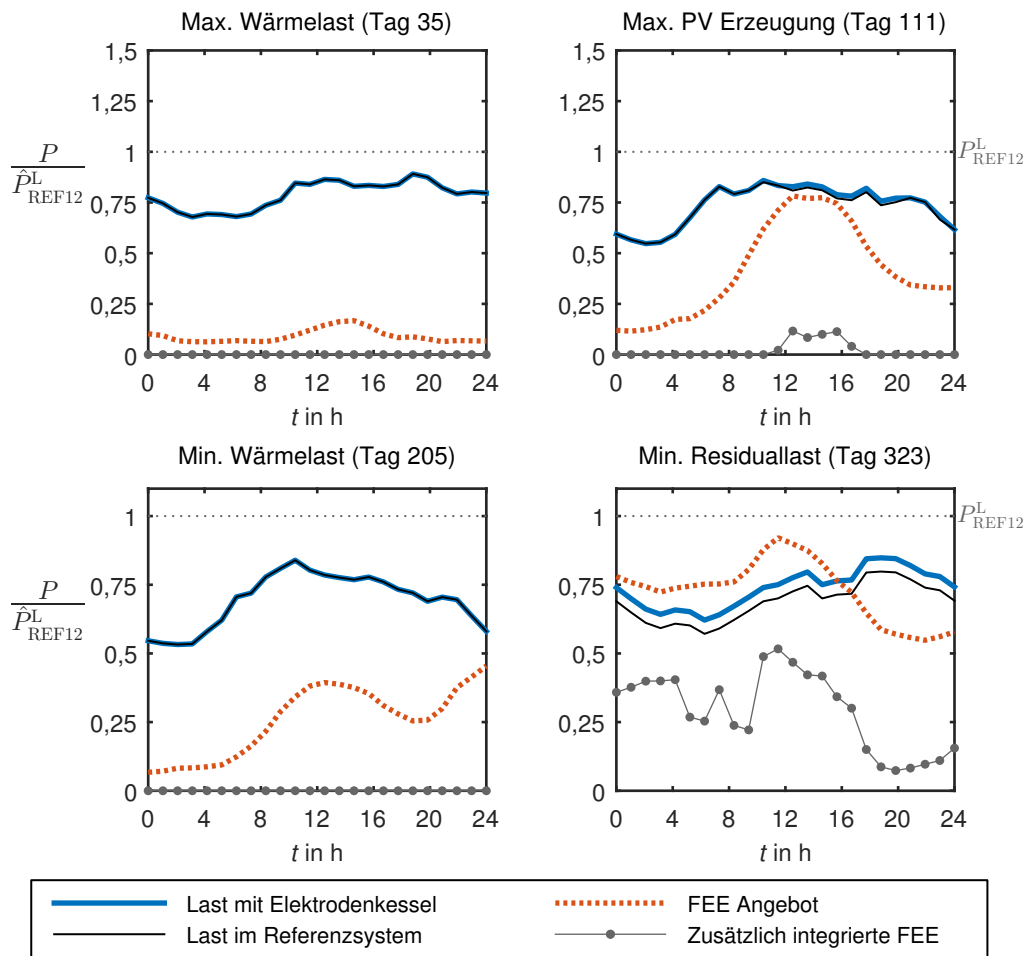


Abbildung 6.11: Simulationsergebnis des optimierten Einsatzes eines Elektrodenkessels im Fernwärmenetz. Die dargestellten Profile der Last im Referenzsystem (schwarz, dünn), der Last im System mit Elektrodenkessel (blau, fett), des FEE-Angebots (rot, gepunktet) und der zusätzlich integrierten FEE (grau, Kreise) sind auf die Spitzenlast des konventionellen Systems (REF12) bezogen.

kraftwerke, der die Ausnutzung der FEE erhöht. Allerdings ist die installierte Leistung

von 100 MW im Vergleich zur Spitzenlast von 2012 MW klein und die Maßnahme nur in Situationen mit sehr hohem Angebot FEE sinnvoll (Abbildung 6.11, rechts). Gleichwohl kann die Abregelung von FEE durch die Möglichkeit kurzfristig die elektrische Last zu erhöhen von 0,8 % des Jahresstrombedarfs im System OPT35 auf 0,2 % weiter reduziert werden. Die Investitionskosten dieser Maßnahme wirken sich auf die Gesamtkosten des Systems nur unwesentlich aus (Abbildung 6.12). Gleichzeitig erhöht sich aber der An-

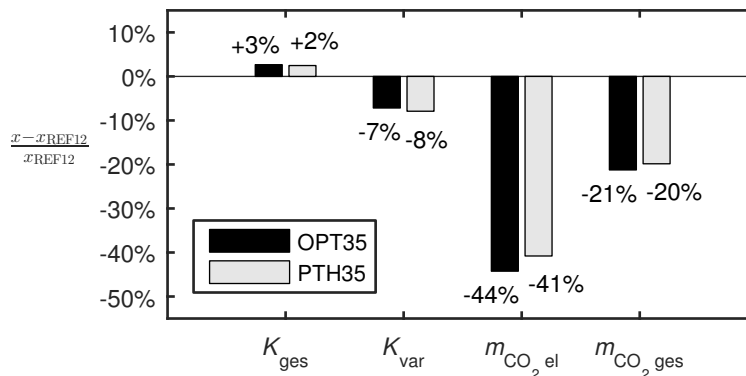


Abbildung 6.12: Auswirkungen des Zubaus eines 100 MW Elektrodenkessels mit 1,9 GWh Wärmespeicher am westlichen Standort des simulierten Fernwärmenetzes auf Kosten und Emissionen des betrachteten Systems.

teil an Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle von 18 % auf 20 % was insgesamt zu höheren Emissionen des Systems (+1,7 % bezogen auf die Emissionen der Variante ohne Elektrodenkessel) führt.

6.3 Kritische Betrachtung der Ergebnisse

Bei der Berechnung von Gesamtkosten mit der Annuitätsmethode hat der angenommene Zinssatz starke Auswirkungen auf das Ergebnis. Das optimierte System mit Nutzung von Wärmepumpen hat im Vergleich zu den anderen betrachteten Varianten höhere Investitionskosten, wodurch sich die Annahme des Zinssatzes stärker auf das Ergebnis der Gesamtkostenberechnung auswirkt, als es bei den anderen Varianten der Fall ist. Für eine Variation des Zinssatzes um $\pm 3\%$ ergibt sich sogar eine qualitative Verschiebung zwischen den Systemen mit Wärmepumpen und den Referenzsystemen (Abbildung 6.13).

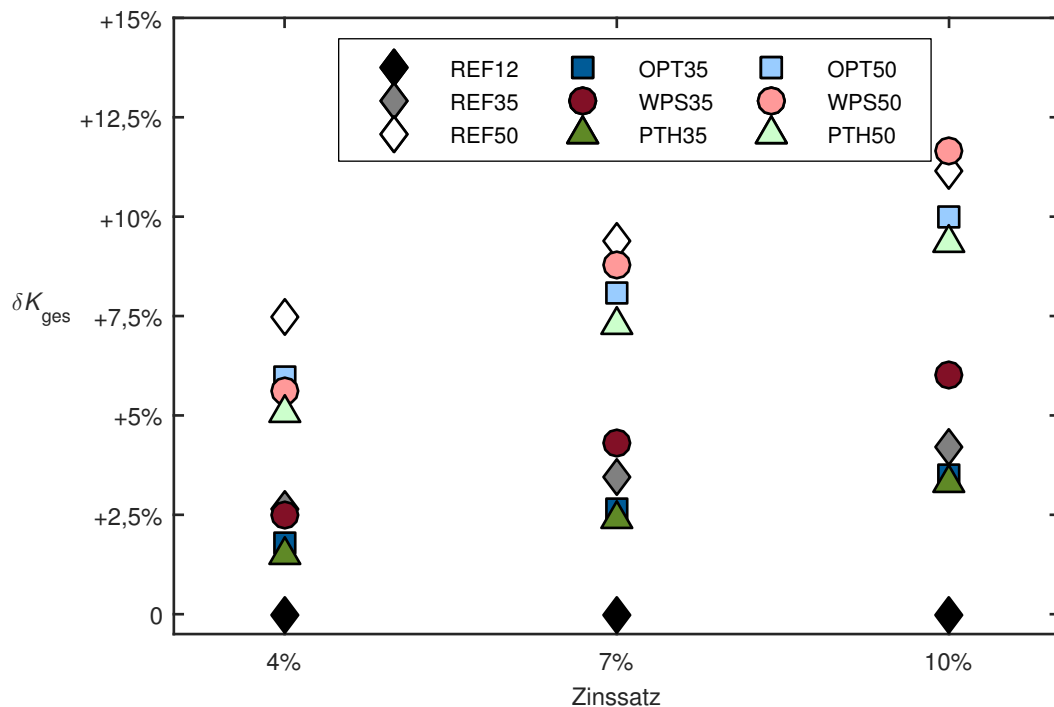


Abbildung 6.13: Sensitivität der Gesamtkosten verschiedener Varianten des betrachteten Systems (Tabelle 6.2) auf den angenommenen Zinssatz. Dargestellt sind die zusätzlichen Kosten der einzelnen Systeme im Vergleich zum konventionellen System (REF12). Die Systeme wurden für die Jahre 2012 (schwarze Raute), 2035 (dunkle Symbole) und 2050 (helle Symbole) simuliert.

Tabelle 6.2: Übersicht simulierter Maßnahmen zur Flexibilisierung in den betrachteten Systemvarianten.

Maßnahme	REF	OPT	WPS	PTH
Vorhaltung von Systemdienstleistungen verbessert	nein	ja	ja	ja
KWK-Anlagen im Fernwärmenetz stromgeführt	nein	ja	ja	ja
Zubau von Wärmepumpensystemen mit Lastoptimierung	nein	nein	ja	nein
Zusätzlich Elektrodenkessel und Wärmespeicher im Fernwärmenetz	nein	nein	nein	ja

Alle bisher vorgestellten Simulationsergebnisse basieren auf den Einspeiseprofilen der FEE des Jahres 2015. Es stellt sich die Frage, wie hoch der Einfluss der Erzeugungsprofile auf die ermittelten Ergebnisse ist. Um den Effekt der Korrelation von Last und FEE zu isolieren, werden die Profile der Jahre 2011, 2012 und 2014 so skaliert, dass sie die gleiche Energie wie das Jahr 2015 ergeben. Eine Simulation des Referenzsystems mit hohem Ausbaustand der EE (REF50) macht deutlich, dass sich die Erzeugungsprofile nur unwesentlich auf den Anteil EE am Strombedarf auswirkt (unter 2%, Abbildung 6.14). Die variablen Kosten der Stromerzeugung ändern sich etwa um 3 %, was wegen des geringen

Anteils der variablen Kosten an den Gesamtkosten (hier 16 %) ebenfalls unwesentlich ist.

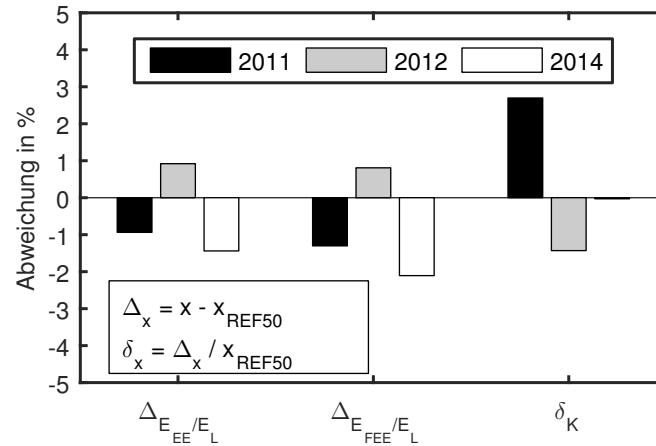


Abbildung 6.14: Veränderung der Anteile EE (links) und FEE (Mitte) am Bedarf, sowie der variablen Kosten (rechts) bei Variation der angenommenen Erzeugungsprofile der FEE gegenüber dem sonst verwendeten Profil des Jahres 2015. Verwendet wurden die FEE Profile der Jahre 2011 (hohes Windangebot), 2012 (mittleres Wind- und Solarangebot) und 2014 (hohes Solarangebot).

Im Gegensatz zu den Einspeiseprofilen haben die Erträge der FEE großen Einfluss auf die Ergebnisse. Der theoretische Anteil der FEE am Strombedarf verändert sich linear mit der Annahme der Volllaststunden (Abbildung 6.15). Die Auswirkungen auf die tatsächlich

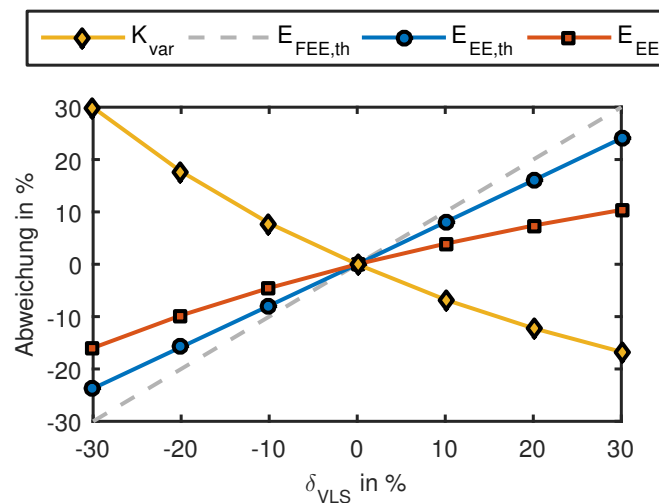


Abbildung 6.15: Sensitivität der variablen Kosten (gelbe Rauten), des FEE Angebots (grau gestrichelt), des EE Angebots (blaue Kreise) und des integrierten Anteils EE am Strombedarf (rote Quadrate) auf die angenommenen Volllaststunden der FEE.

integrierbare erneuerbare Energie sind niedriger, da die Erzeugung aus Biomasse nicht wetterabhängig ist und außerdem ein Teil der FEE abgeregelt wird. Insgesamt ergibt sich in der Simulation für 30% höhere Volllaststunden ein um 10% erhöhter nutzbarer Anteil EE. Die variablen Kosten der Stromerzeugung verhalten sich umgekehrt zu den Erträgen. Bei um 30 % erhöhten Erträgen der FEE reduzieren sich die variablen Kosten um knapp 20 %.

7 Identifizierung besonders vielversprechender Maßnahmen

Wie die Ergebnisse der Voranalyse unter 4.4 zeigen, sind bis zum Jahr 2025 keine signifikanten Stromüberschüsse durch den Zubau FEE zu erwarten. Erst wenn Überschüsse vorhanden sind, können die betrachteten Ansätze eine bessere Ausnutzung FEE bewirken. Die unter 6.2 vorgestellten Ergebnisse zeigen darüber hinaus, dass eine bessere Ausnutzung FEE nicht zwangsläufig zu einer Reduzierung der CO₂-Emissionen führt. Trotzdem wirkt sich eine Regelung des Systems, in der die Last und die konventionelle Erzeugung an die FEE angepasst sind, positiv auf die variablen Kosten aus, wie die Rechnungen schon für das Jahr 2035 zeigen (Abbildung 7.1). Das Angebot EE liegt in der Simu-

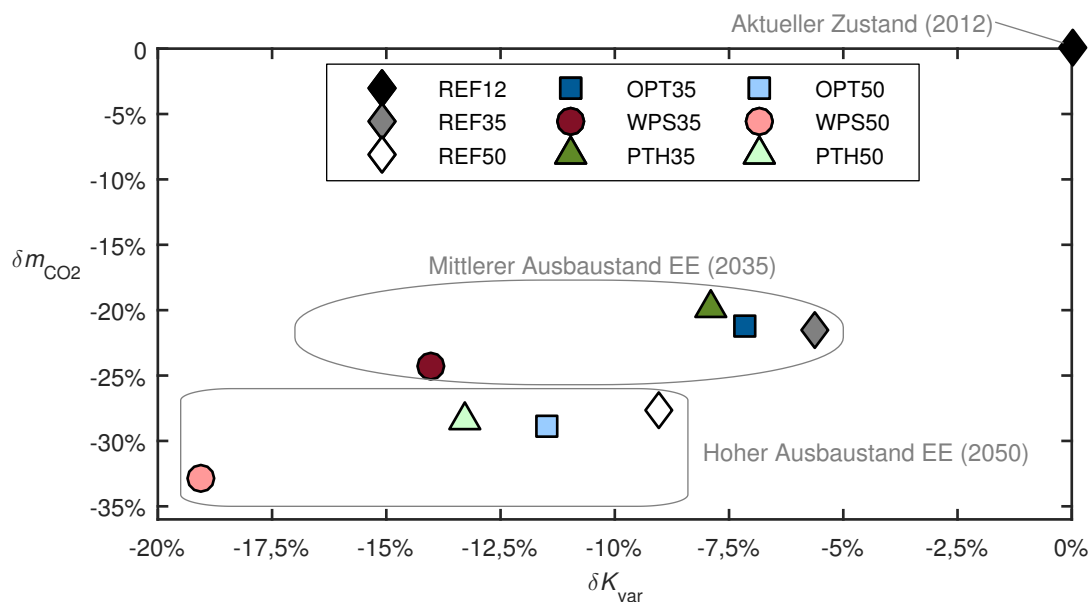


Abbildung 7.1: Variable Kosten und Emissionen verschiedener Varianten des betrachteten Systems (Tabelle 6.2) als Ergebnis von Jahressimulationen. Die Systeme wurden für die Jahre 2012 (schwarze Raute), 2035 (dunkle Symbole) und 2050 (helle Symbole) simuliert.

lation des Jahres 2035 bei 60 % und in der Simulation des Jahres 2050 bei 80 % des Strombedarfs. Alle betrachteten Maßnahmen bewirken im höheren Ausbaustand der EE eine stärkere Kostenreduktion als im mittleren Ausbaustand. Im mittleren Ausbaustand basiert die Kostenreduktion neben der besseren Ausnutzung FEE auch darauf, dass die Auslastung von Kohlekraftwerken gegenüber Gaskraftwerken steigt, was sich aber nega-

tiv auf die CO₂-Emissionen auswirkt. Die Emissionen reduzieren sich deshalb im mittlerem Ausbaustand (2035) nur im System mit Nutzung von Wärmepumpen (WPS35), wo die höheren Emissionen der Stromerzeugung durch eine effizientere Wärmebereitstellung kompensiert werden. Im hohen Ausbaustand führen alle betrachteten Maßnahmen sowohl zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen als auch der variablen Kosten.

Betrachtet man die Gesamtkosten, so zeigt sich, dass im mittleren Ausbaustand keines der simulierten Systeme eindeutig einem anderen System vorzuziehen ist (Abbildung 7.2). Wird hoher Wert darauf gelegt eine möglichst schnelle Reduzierung der CO₂-Emissionen

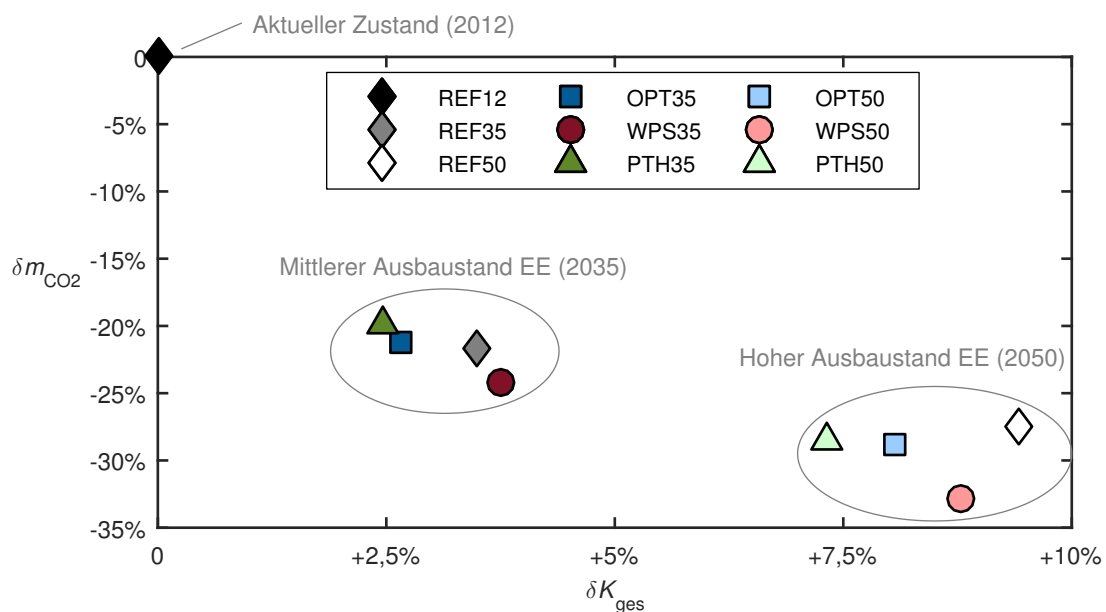


Abbildung 7.2: Kosten und Emissionen verschiedener Varianten (Tabelle 6.2) des betrachteten Systems als Ergebnis von Jahressimulationen. Die Systeme wurden für die Jahre 2012 (schwarze Raute), 2035 (dunkle Symbole) und 2050 (helle Symbole) simuliert.

zu erreichen, ist eine verstärkte Nutzung von Wärmepumpensystemen gegenüber den übrigen Maßnahmen zu bevorzugen. Werden hingegen niedrige Kosten gegenüber der Reduzierung von Emissionen stärker gewichtet, ist eine an das Angebot aus FEE angepasste Regelung und der Einsatz von Elektrodenkesseln im Fernwärmenetz auch schon bei mittlerem Ausbaustand EE sinnvoll (System PTH35, Abbildung 7.2). Auch das Referenzsystem ist im Ausbaustand des Jahres 2035 nicht eindeutig schlechter als die Varianten mit den untersuchten Maßnahmen zur besseren Regelung des Systems.

Dagegen bewirken im hohen Ausbaustand EE (helle Symbole) alle betrachteten Maß-

nahmen eine deutlich höhere Ausnutzung der EE und damit sowohl eine Kosten- als auch eine Emissionsreduktion gegenüber dem Referenzsystem REF50 (negative CO₂-Vermeidungskosten). Das Referenzsystem ist damit unabhängig von der Gewichtung der beiden Zielgrößen Kosten und Emissionen eindeutig schlechter als die Varianten mit angepasster Regelung. Auch im hohen Ausbaustand der FEE bewirkt der Einsatz von Wärmepumpensystemen die stärkste Reduktion von Emissionen, weist aber wegen der zusätzlichen Investitionen auch die höchsten Kosten der optimierten Systeme auf.

Zusammenfassend führen die verbesserte Vorhaltung von Regelleistung und der stromgeführte Einsatz von KWK-Anlagen unabhängig vom Ausbaustand EE zu Kostenreduktionen. Die negativen Auswirkungen dieser Maßnahmen auf die CO₂-Emissionen im mittlerem Ausbaustand EE sind gering (Abbildung 7.2, System OPT35). Da besonders die Erschließung der dezentralen Energiespeicherungspotenziale (Momentanreserve aus WKA, Kühlschränke, Wärmepumpensysteme) einige Zeit in Anspruch nimmt, ist eine zeitnahe Umsetzung von entsprechenden Anreizprogrammen sinnvoll.

Die Bereitstellung von Momentanreserve mit Windkraftanlagen kann dabei durch Netzanschlussbedingungen gefordert werden, wie es bereits im kanadischen Netz der Fall ist (Kapitel 2.1). Wie die Simulationen unter 5.3.1 zeigen, ist eine Bereitstellung von Primärregelleistung mit Kühl- und Gefrierschränken möglich. Prinzipiell sind alle Arten von elektrischen Verbrauchern für eine entsprechende frequenzabhängige Regelung geeignet, die über einen Energiespeicher verfügen und so eine Verschiebung der Last erlauben, ohne dass der Verbraucher dadurch negativ beeinflusst wird. Abschätzungen zeigen, dass im betrachteten System von Hamburg eine Bereitstellung der Primärregelleistung durch Steuerung einer Aluminium-Elektrolyse besonders einfach umzusetzen ist. Auch die untersuchte Bereitstellung von Sekundärregelleistung mit stündlicher Vorhaltung wirkt sich positiv auf die Systemkosten aus und ermöglicht eine Marktbeteiligung von alternativen Regelleistungserbringern wie z. B. Windkraftanlagen.

Ein Einsatz von Elektrodenkesseln und Wärmespeichern im Fernwärmenetz ist erst bei hohen Anteilen FEE sinnvoll, da sich im mittleren Ausbaustand eine Erhöhung der Emissionen bei vernachlässigbaren Kosteneinsparungen ergeben. Durch die Möglichkeit bei hohem Angebot FEE kurzfristig Strom zur Deckung des Fernwärmebedarfs zu nutzen, verbessert sich zwar im System PTH50 die Ausnutzung des Angebots FEE, der direkte Vergleich zu dem System OPT50 ohne diese Maßnahme zeigt aber, dass die Wirkung auf die Emissionen gering ist.

Um hohe Auswirkungen auf die Emissionen zu erreichen, ist in Systemen mit mittlerem und hohem Anteil EE die Nutzung von Wärmepumpen besonders sinnvoll. Neben den Einsparungen von Emissionen durch die hohe Effizienz der Wärmepumpensysteme führt die Möglichkeit der Lastverschiebung durch die vorhandenen Pufferspeicher zu einer besseren Ausnutzung der FEE. Die untersuchten bivalenten Systeme mit elektrischem Spitzenlastkessel führen allerdings zu hohen elektrischen Lasten an Tagen mit sehr niedriger Außentemperatur. Ein Zubau zusätzlicher Kraftwerkskapazität für diese wenigen Stunden im Jahr führt zu hohen Investitionskosten und ist daher nicht sinnvoll. Die Lastspitzen können aber vermieden werden, wenn bivalente Wärmepumpensysteme mit gasbetriebenen Spitzenlastkesseln eingesetzt werden. So kann das Gasnetz an Tagen mit sehr niedriger Außentemperatur zur Entlastung des elektrischen Netzes genutzt werden.

8 Zusammenfassung

Der ökologisch sinnvolle Ausbau erneuerbarer Energien führt zu Herausforderungen bei der Einsatzplanung von Kraftwerken und Speichern. Da die elektrische Last und das Angebot aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) eine nur geringe Korrelation aufweisen, erhöhen sich die Anforderungen an die verbleibenden Erzeuger im Lastfolgebetrieb. Gleichzeitig erfordert eine möglichst hohe Ausnutzung der FEE eine Reduzierung des Einsatzes von fossilbetriebenen Kraftwerken auf das mögliche Mindestmaß, welches durch die Wärmelastdeckung und die Netzfrequenzregelung bestimmt wird.

Die Bewertung der Netzfrequenzregelung bei hohen Anteilen FEE erfordert eine Simulation des betrachteten Systems. Betrachtet wird dabei das Energiesystem von Hamburg, welches ein gut ausgebautes Fernwärmenetz sowie eine Vielzahl Verbrauchersteuerungspotenziale aufweist. Der kostenoptimale Kraftwerks- und Speichereinsatz wird mit einem gemischt-ganzzahlig linearen Optimierungsproblem ermittelt, welches die Lastdeckung und die Vorhaltung von Regelreserve berücksichtigt. Basierend auf dieser Einsatzoptimierung wird eine Systemsimulation verwendet, um bei verschiedenen Ausbaustufen der FEE die Netzfrequenzregelung zu simulieren. Die verwendete Kombination aus Optimierungs- und Simulationsmodell zur Bewertung des Einsatzes von Energiespeichern in Energienetzen mit Kraft-Wärme-Kopplung stellt eine Neuerung dar. Das entwickelte Simulationsverfahren ermöglicht die Bewertung von Wechselwirkungen zwischen Kraftwerks- und Energiespeichereinsatz, Lastverschiebung und Ausnutzung des Angebots FEE.

Im Sinne einer Voranalyse wird in Kapitel 4 diese Kopplung zwischen Netzregelung, Erhöhung der Anteile FEE und Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung untersucht. Dafür wird mit Hilfe des Optimierungsmodells ein System mit unterschiedlichen Anteilen FEE simuliert. Dabei zeigt sich, dass bei heute üblicher Regelung ab einem erneuerbaren Energieangebot von 50 % des Strombedarfs nicht integrierbare Überschüsse auftreten. Während dieser Überschusssituationen beschränkt sich die Erzeugung im Lastfolgebetrieb auf Anlagen in KWK, die für die Deckung des Wärmebedarfs benötigt werden und die Regelreserve vorhalten. Eine alternative Erbringung der Wärme führt nur zu einer Reduzierung der konventionellen Erzeugung, wenn auch die Regelleistung alternativ bereitgestellt wird. Neben der Regelleistung gilt dies auch für die Momentanreserve, die im heutigen

System noch nicht vergütet wird. Die Voranalyse zeigt, dass besonders eine Kombination aus zeitweise ungekoppelter Fernwärmeerzeugung und alternativer Erbringung von Regelleistung eine hohe Ausnutzung des Angebots FEE ermöglicht.

Die Betrachtung von dezentralen Energiespeicherpotenzialen in Kapitel 5 umfasst die Bereitstellung von Momentanreserve mit Windkraftanlagen, Primärregelleistung mit Kühl- und Gefrierschränken sowie die Lastverschiebung durch Wärmepumpensysteme. Es zeigt sich, dass die benötigte Momentanreserve durch Windkraftanlagen in 95 % des Jahres gedeckt werden kann. Nur in den verbleibenden Stunden des Jahres müssen konventionelle Synchrongeneratoren eingesetzt und ggf. eine damit verbundene Abregelung FEE in Kauf genommen werden. Primärregelleistung kann dezentral durch eine lokale Messung der Netzfrequenz erbracht werden. Wegen des niedrigen Kommunikationsaufwands und der geringen benötigten Energiemengen ist eine Bereitstellung mit Kleinverbrauchern möglich, was durch eine Simulation am Beispiel von haushaltsüblichen Kühl- und Gefrierschränken gezeigt wird. Schließlich wird durch eine Simulation eines heterogenen Pools von Wärmepumpensystemen der Erwartungswert der elektrischen Last und des Speicherfüllstandes in Abhängigkeit der Außentemperatur berechnet. Dies erlaubt die Ermittlung einer kostenoptimalen Lastverschiebung unter Verwendung eines gemischt-ganzzahlig linearen Problems.

Die Ergebnisse der Systemsimulationen in Kapitel 6 zeigen, dass durch den Zubau FEE und den damit einhergehenden Prognosefehlern zusätzliche Leistungsstörungen im elektrischen System auftreten. Durch die dynamische Zuordnung von Sekundärregelleistung und einer um 30 % erhöhten Regelreserve kann die Regelabweichung im optimierten System mit mittlerem Ausbaustand EE auf das Niveau des konventionellen Referenzsystems begrenzt werden. Alle betrachteten Maßnahmen führen zu einer Reduktion der variablen Kosten des Gesamtsystems, was auf die bessere Ausnutzung des Angebots an FEE zurückzuführen ist. Allerdings führen im System mit mittlerem Ausbaustand EE außer im Falle der Wärmepumpensysteme alle Maßnahmen zu erhöhten CO₂-Emissionen. Zwar kann durch die zusätzliche Flexibilität die Abregelung FEE reduziert werden, jedoch steigt gleichzeitig die Auslastung von Kohlekraftwerken, die nach den erneuerbaren Erzeugern die geringsten Grenzkosten aufweisen. Im System mit hohem Anteil EE führen alle untersuchten Maßnahmen zu reduzierten Kosten und Emissionen. Da die Erschließung besonders der betrachteten dezentralen Speicherpotenziale einige Zeit in Anspruch nimmt, empfiehlt sich eine baldige Umsetzung entsprechender Anreizprogramme.

A Komponentenmodelle der Systemsimulation

A.1 Konventionelle Kraftwerke

Abbildung A.1 zeigt das verwendete Modell für konventionelle Kraftwerke welches in der Sprache Modelica implementiert wurde und Teil der frei verfügbaren TransiEnt Modellbibliothek ist [ADG17]. In dem Block Zustandsmodell wird der Zustand des Kraft-

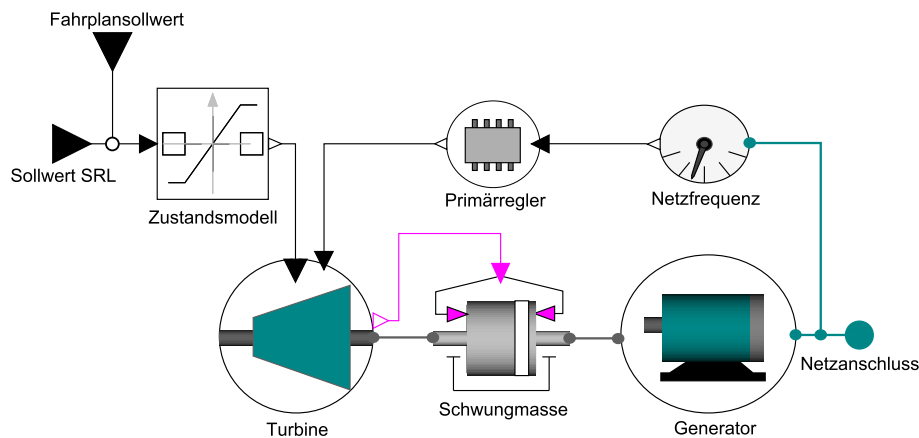


Abbildung A.1: Struktur des in der Sprache Modelica entwickelten Kraftwerksmodells der TransiEnt Bibliothek [ADG17].

werks ermittelt und davon abhängig der Sollwert auf den möglichen Bereich begrenzt. Bei Kraftwerken, die an der Sekundärregelleistung teilnehmen, setzt sich der Sollwert aus Fahrplansollwert und Sollwert der SRL zusammen. Sofern sich das Kraftwerk im Regelfähigkeitsbereich befindet, werden die Sollwerte auf den möglichen Leistungsbereich und die mögliche Leistungsänderungsrate begrenzt. Der so begrenzte Sollwert wird an das Turbinenmodell übermittelt, welches die Turbinendynamik über ein Verzögerungsglied erster Ordnung abbildet. Basierend auf der aktuellen Netzfrequenz ermittelt der Primärregler den Sollwert der Primärregelleistung, der ebenfalls an das Turbinenmodell übermittelt wird. Die Dynamik der Primärregelung wird über ein weiteres Verzögerungsglied abgebildet. Je nach Zustand des Kraftwerks wird die Schwungmasse vom Netz getrennt, sodass sich im Gesamtmodell jeweils eine Netzanlaufzeitkonstante ergibt, die auf den Zuständen aller Kraftwerke basiert.

Um das Anfahren von thermischen Kraftwerken abzubilden, müssen zusätzlich zu dem aktuellen Zustand Informationen über die Vergangenheit, wie zum Beispiel die Dauer seit

der letzten Zustandsänderung, berücksichtigt werden. Dies wird im Zustandsmodell durch die Formulierung eines endlichen Automaten mittels der Modelica StateGraph Bibliothek [Ott+05] ermöglicht. Für thermische Kraftwerke wird ein Modell mit vier Zuständen verwendet (Abbildung A.2, links). Pumpspeicherkraftwerke werden mit fünf Zuständen abgebildet (Abbildung A.2, rechts). Ein Vergleich zwischen den Simulationsergebnissen des

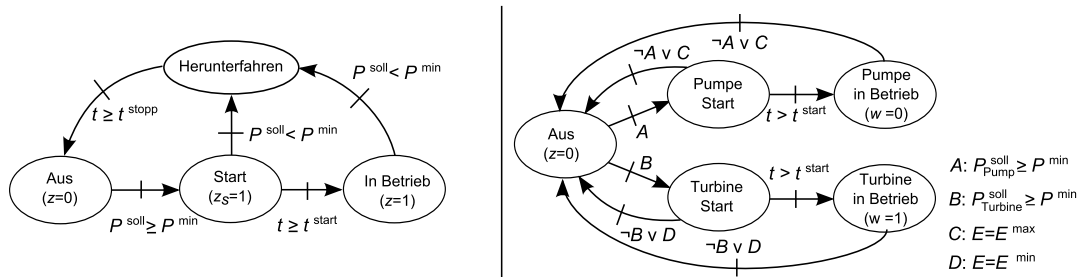


Abbildung A.2: Zustandsmodell thermischer Kraftwerke (links) und Pumpspeicherkraftwerke (rechts).

Kraftwerksmodells mit den Ergebnissen eines detaillierten thermodynamischen Modells aus [ZMN12] zeigt in Bezug auf die Bereitstellung von elektrischer Leistung eine gute Übereinstimmung (Abbildung A.3).

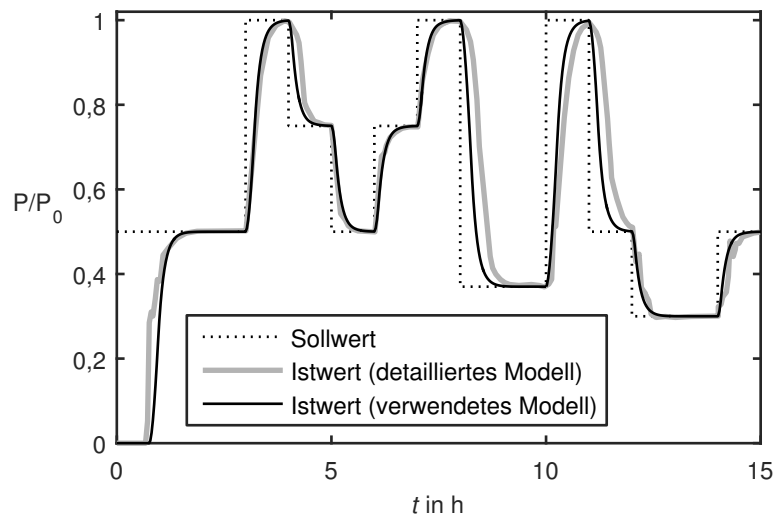


Abbildung A.3: Simulationsergebnisse der Soll- und Istleistung des verwendeten Kraftwerksmodells und Vergleich zu den Ergebnissen eines detaillierten thermodynamischen Modells eines Steinkohlekraftwerks aus [ZMN12].

A.1.1 Heizkraftwerke mit Entnahme-Kondensations-Dampfturbine

In Entnahme-Kondensations-Anlagen ist es möglich durch die Stellung des Entnahme-Ventils das Verhältnis von elektrischer und thermischer Leistung innerhalb gewisser Grenzen zu variieren (Abbildung A.4, links). Die Bestimmung der benötigten Feuerungswärmeleistung erfolgt mittels Interpolation eines Kennfelds unter Verwendung der Sollwerte der elektrischen und thermischen Leistung (Abbildung A.4, rechts). Das verwendete Zu-

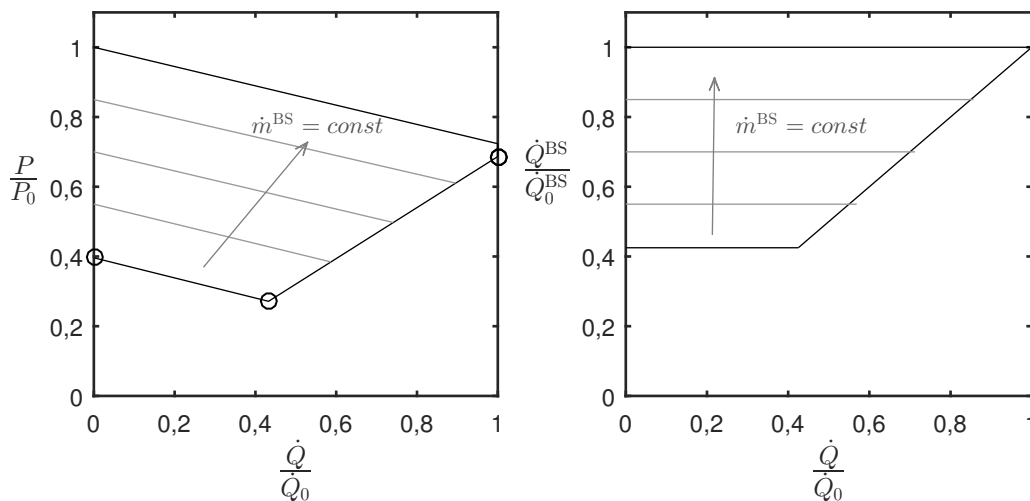


Abbildung A.4: Typische Kennfelder eines Heizkraftwerks mit Entnahme-Kondensations-Turbine.

standsmodell einer Entnahme-Kondensations-Anlage erweitert das Modell für Kondensationskraftwerke um diese Betriebsdiagramme (Abbildung A.5). Zunächst wird im Zustandsmodell mit Hilfe des Dampfverbrauchsdiagramms aus den Sollwerten von elektrischer und thermischer Leistung der Dampferzeugersollwert gebildet. Dieser wird auf den zulässigen Betriebsbereich begrenzt, wobei neben den Grenzen des Betriebsdiagramms (Abbildung A.4, links) auch die maximalen Änderungsraten berücksichtigt werden. Zusätzlich zu dem Modell des Dampfkraftwerks (Abbildung A.1) wird das dynamische Verhalten des Dampferzeugers durch ein Verzögerungsglied erster Ordnung nachgebildet. Das so umgesetzte Modell zeigt in Bezug auf die thermische und elektrische Leistung ein ähnliches Verhalten wie das detailliertere Kraftwerksmodell aus [Mee01] (Abbildung A.6).

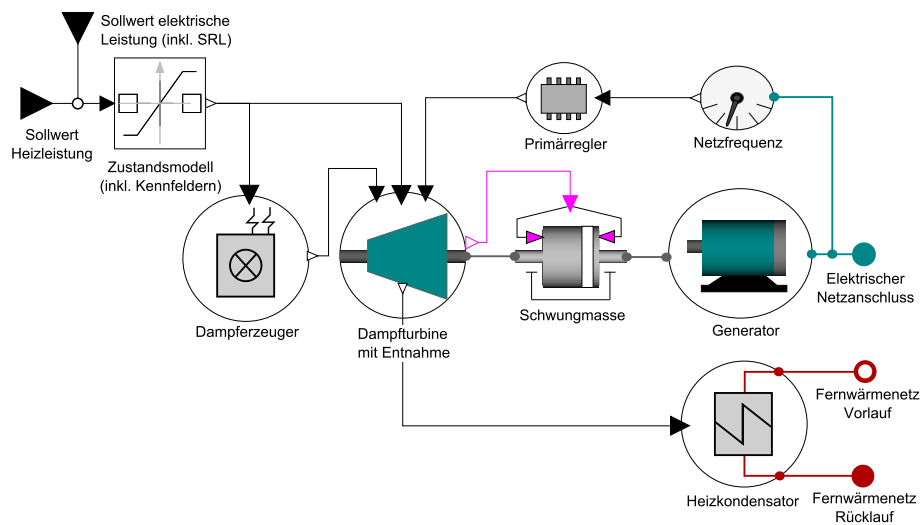


Abbildung A.5: Struktur des in der Sprache Modelica entwickelten Kraftwerksmodells der TransiEnt Bibliothek [ADG17].

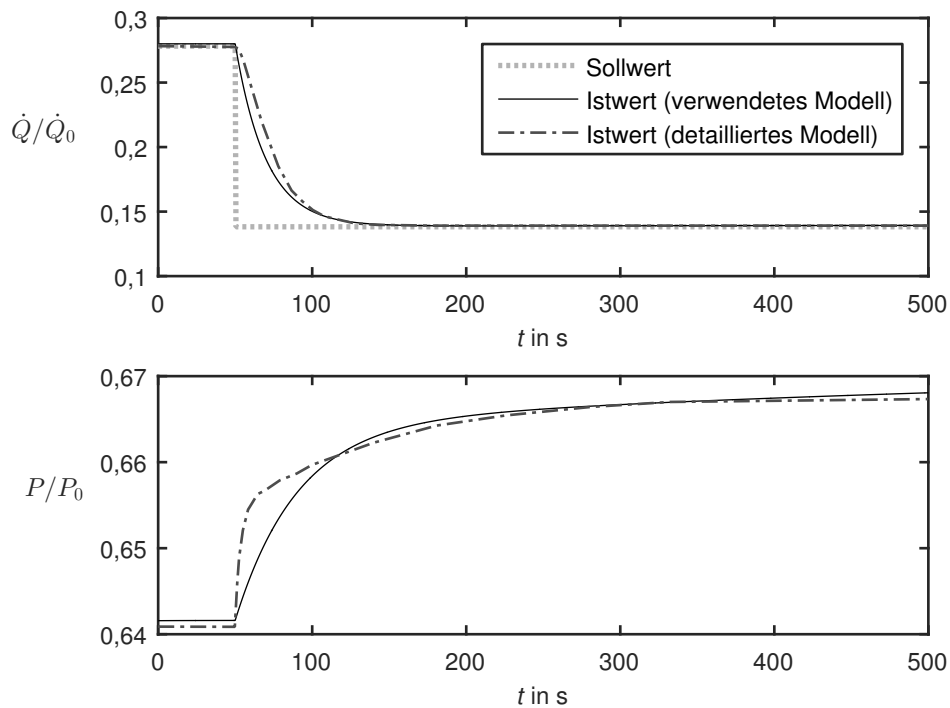


Abbildung A.6: Simulationsergebnisse der Soll- und Istleistung der thermischen (oben) und elektrischen Leistung (unten) des verwendeten Heizkraftwerksmodells und Vergleich mit den Ergebnissen eines detaillierten thermodynamischen Modells eines Entnahme-Kondensationskraftwerks aus [Mee01].

A.2 Drehzahlvariable Windkraftanlagen mit Blattwinkelverstellung

Die mechanische Leistung einer drehzahlvariablen Windkraftanlage kann geschrieben werden als

$$P^W = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \cdot c_p(\beta, \lambda) \quad (\text{A.1})$$

Dabei wird der Leistungsbeiwert c_p in Abhängigkeit von Blattwinkel β und der Schnelllaufzahl

$$\lambda = \frac{\omega R}{v_w} \quad (\text{A.2})$$

nach [Hei09] durch die folgende Näherungsgleichung modelliert.

$$c_p = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^x - c_5 \right) \cdot e^{\left(\frac{-c_6}{\lambda_i} \right)} \quad (\text{A.3})$$

und

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{d}{\beta^3 + 1} \quad (\text{A.4})$$

Ein typisches Kennfeld des Leistungsbeiwerts einer drehzahlvariablen WKA zeigt Abbildung A.7 Die optimale Schnelllaufzahl ist abhängig von dem Blattwinkel β (graue Linie

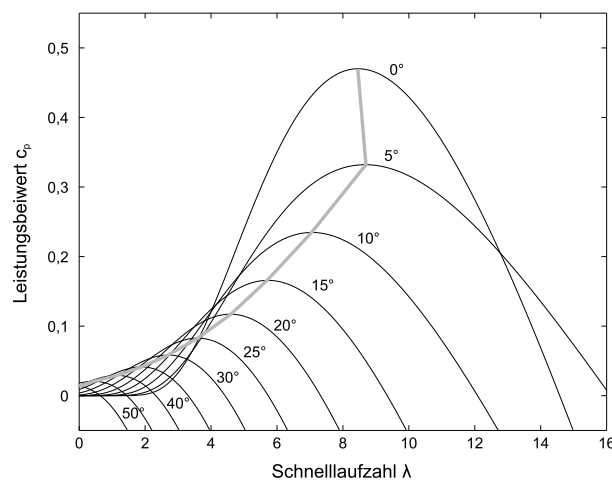


Abbildung A.7: Kennfeld einer drehzahlvariablen Windkraftanlage mit Blattwinkelverstellung.

in Abbildung A.7). Im Teillastbereich wird zur maximalen Ausbeute der im Wind enthaltenen Energie der Blattwinkel stets bei 0° gehalten. Der Drehmomentregler stellt sicher, dass stets die optimale Schnelllaufzahl erreicht wird. Der Sollwert ergibt sich mit den Gleichungen A.1 und A.2 zu

$$M_{\text{Soll}} = \frac{P^W}{\omega} = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^2 (R \omega / \lambda_{\text{opt}})^3}{\omega} = k_T \cdot \omega^2. \quad (\text{A.5})$$

Er kann also im Sinne einer einfachen Steuerung aus der aktuellen Drehzahl der Turbine und einer charakteristischen Kennzahl k_T bestimmt werden. Im Volllastbereich begrenzt der Drehmomentregler das Moment auf den Nennwert. Die aus dem Wind gewonnene Leistung wird durch die Erhöhung des Blattwinkels reduziert, um eine Überlastung der Turbine zu vermeiden. Der Blattwinkelregler ist im Modell als PI-Regler ausgeführt, das Zeitverhalten der Blattwinkelverstellung wird mit einem Verzögerungsglied erster Ordnung modelliert. Das so gestaltete Modell erlaubt die Simulation der Betriebsbereiche einer drehzahlvariablen WKA und gibt das typische Verhalten von Einspeiseleistung und Drehzahl über der Windgeschwindigkeit richtig wieder (Abbildung A.8).

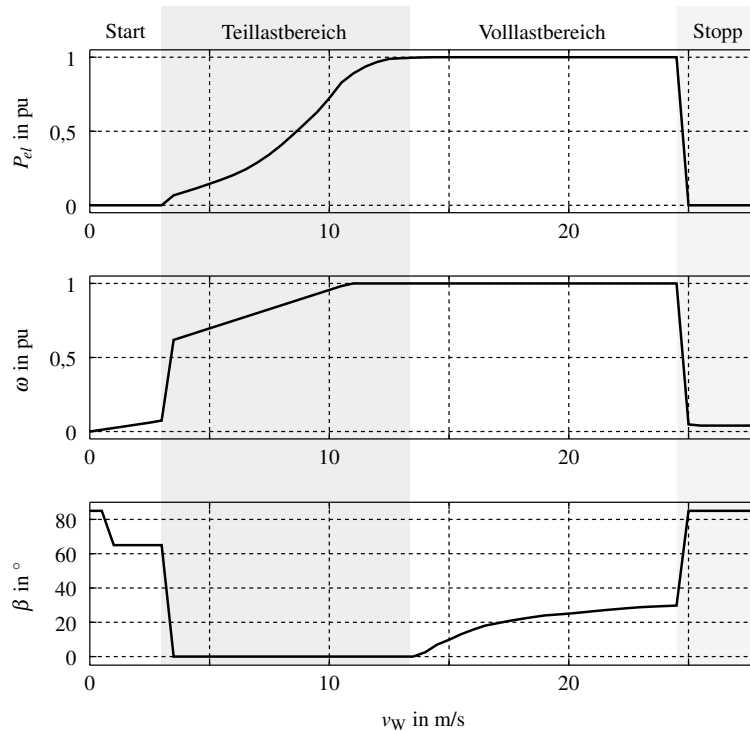


Abbildung A.8: Simulationsergebnis von Leistung, Drehzahl und Blattwinkel des verwendeten Simulationsmodells einer Windkraftanlage.

B Parameter und Annahmen der Simulationen

B.1 Parameter der Kraftwerke

Die Simulationen basieren auf den angenommenen Kraftwerksparametern in Tabelle B.1. Die angegebenen variablen Kosten der Stromerzeugung (Grenzkosten) ergeben sich aus den Brennstoffkosten und mittleren Kraftwerkswirkungsgraden nach [Kon13] und den Kosten für CO₂-Zertifikate, in deren Berechnung wiederum die brennstoffspezifischen Emissionen nach [For10] eingehen.

Tabelle B.1: Verwendete Parameter konventioneller Kraftwerke für Kraftwerkseinsatzplanung und Systemsimulation nach [DT14; Umw13; Kon13; Kum+12; For10].

Kraftwerkstyp	Minimalleistung [%]	Maximale Änderungsrate [%/min]	Var. Kosten [€/MWh]	Start-Kosten [€/MW]
Nuklear	40	5	10,9	115,4
Braunkohle	40	6	25,3	50
Steinkohle	30	8	34,5	56,3
Gas- und Dampf (GuD)	20	10	63	25
Gasturbine	20	12	122	50

B.2 Parametrierung des Verbundnetzmodells im Referenzstörfall

Mit dem Referenzstörfall sind die in Bezug auf die Netzfrequenzregelung ungünstigsten Bedingungen beschrieben, die realistisch auftreten können. Der Referenzstörfall nach [Eur04] ist durch die folgenden Annahmen definiert:

- Durch einen Störfall werden 3 GW Erzeugungsleistung plötzlich vom Netz getrennt (entspricht etwa zwei großen Kraftwerksblöcken).
- Die Gesamtnetzlast vor der Störung ist $P_0^L = 150 \text{ GW}$ (Schwachlastfall).
- Der Netzseltstregelleffekt liegt bei $k^{\text{sf}} = 1 \text{ \% / Hz}$.
- Die Netzanlaufzeitkonstante ist $T^N = 10 \text{ s}$.

Die Anschlussbedingungen fordern, dass die Primärregelung so dimensioniert ist, dass eine solche Störung eine dynamische Frequenzabweichung von höchstens $\Delta f^{\text{Dyn,max}} = -800 \text{ mHz}$ und eine stationäre Frequenzabweichung von höchstens $\Delta f^{\text{stat,max}} = -180 \text{ mHz}$ erzeugt. Im Folgenden soll die dafür notwendige Statik der Primärregelung hergeleitet werden. Nach Ende des Ausgleichsvorgangs reduziert sich die Last durch den Netzselbsteffekt um:

$$\Delta P_{\text{stat}}^{\text{L}} = P_0^{\text{L}} \cdot k^{\text{sr}} \cdot \Delta f^{\text{stat,max}} = -270 \text{ MW}. \quad (\text{B.1})$$

Die erforderliche Primärregelleistung, um die Störung zu kompensieren liegt folglich bei:

$$P_{\text{stat}}^{\text{PR}} = P^{\text{Z}} + \Delta P_{\text{stat}}^{\text{L}} = 2730 \text{ MW}. \quad (\text{B.2})$$

Die erforderliche Statik ist schließlich:

$$\delta^{\text{PR}*} = \frac{\Delta f^{\text{stat,max}}}{f_0} \cdot \frac{P_0^{\text{L}}}{P_{\text{stat}}^{\text{PR}}} \quad (\text{B.3})$$

$$= \frac{0,180}{50} \cdot \frac{150}{2,73} = 0,1978. \quad (\text{B.4})$$

B.3 Umrechnung der Netzanlaufzeitkonstanten

Tabelle B.2 enthält die angenommenen Simulationsparameter der Generatoren. Da die in [AF94] angegebenen Generatorzeitkonstanten auf die Scheinleistung bezogen sind und das Modellnetz der vorliegenden Arbeit über die Nennwirkleistung der Kraftwerke definiert ist, sind zusätzlich die angenommenen und ebenfalls aus [AF94] entnommenen typischen Werte des Leistungsfaktors angegeben.

Tabelle B.2: Angenommene Parameter der Generatoren in konventionellen Kraftwerken.

	Fossile Kraftwerke	Kernkraftwerke	Wasserkraftwerke
Trägheitskonstante	4 s	6 s	5 s
Leistungsfaktor	0,9	0,9	0,875

B.4 Ausbauszenario für Wärmepumpensysteme

Der Bundesverband für Wärmepumpen gibt in [Bun13] auf Grundlage einer Marktanalyse Prognosen für die Entwicklung des deutschen Anlagenbestands bis ins Jahr 2035. Demnach wird erwartet, dass die durchschnittliche Heizleistung des Feldbestands auf 9,73 kW sinkt und 1738 Vollbenutzungsstunden aufweist. Der Deckungsanteil der Wärmepumpe hängt beträgt bei bivalent alternativ betriebenen Systemen im Mittel 97 % [DIN03]. Dies führt auf eine durchschnittliche Wärmelastdeckung von 17,4 MWh pro System. Es wird angenommen, dass alle mit Heizöl betriebenen Heizungen durch bivalent alternativ betriebene Wärmepumpensysteme mit Luft-Wasser-Wärmepumpen ersetzt werden. Nach [MS13] wird im betrachteten System von Hamburg mit Heizöl 13 % des Wärmebedarfs von insgesamt 23 TWh gedeckt. Dies führt auf eine Anzahl von rund 170 Tausend Wärmepumpensystemen.

Ausgehend von diesen Annahmen wird ein Wärmepumpensystem simuliert, welches so kalibriert wird, dass die durch [Bun13] prognostizierte Jahresarbeitszahl von 3,8 erreicht wird. Basierend auf diesem Modell und den in Tabelle 5.2 angegebenen Annahmen für die statistischen Verteilungen und Abhängigkeiten der Parameter wird das Modell eines Kollektivs aufgebaut. Eine Darstellung der wichtigsten Größen dieses Kollektivs zeigt Abbildung B.1.

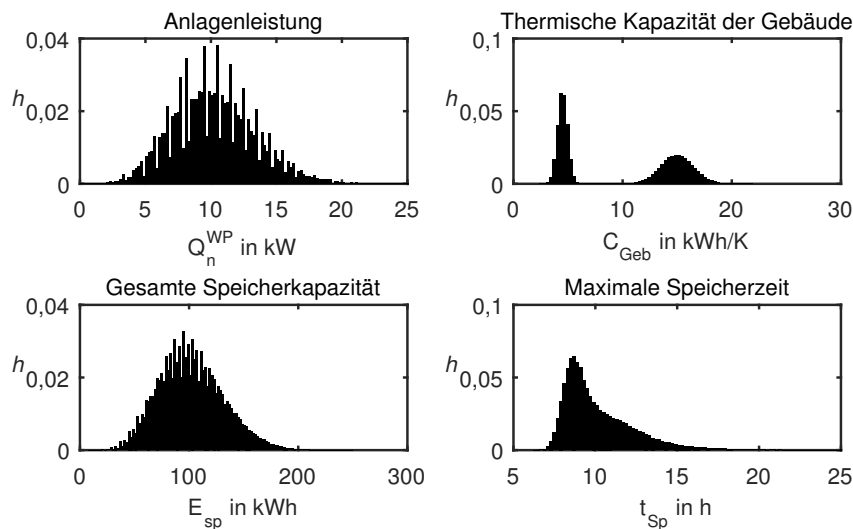


Abbildung B.1: Angenommene Verteilungen der Anlagenparameter sowie die sich daraus ergebenden maximalen Speicherzeiten des betrachteten Kollektivs von Wärmepumpensystemen.

C Weitere Ergebnisse

C.1 Parametervariation der Synthetic Inertia Regelung

Durch Anpassung der Reglerparameter lässt sich die Systemantwort der Bereitstellung von Momentanreserve mit WKA an das gewünschte Verhalten anpassen (C.1).

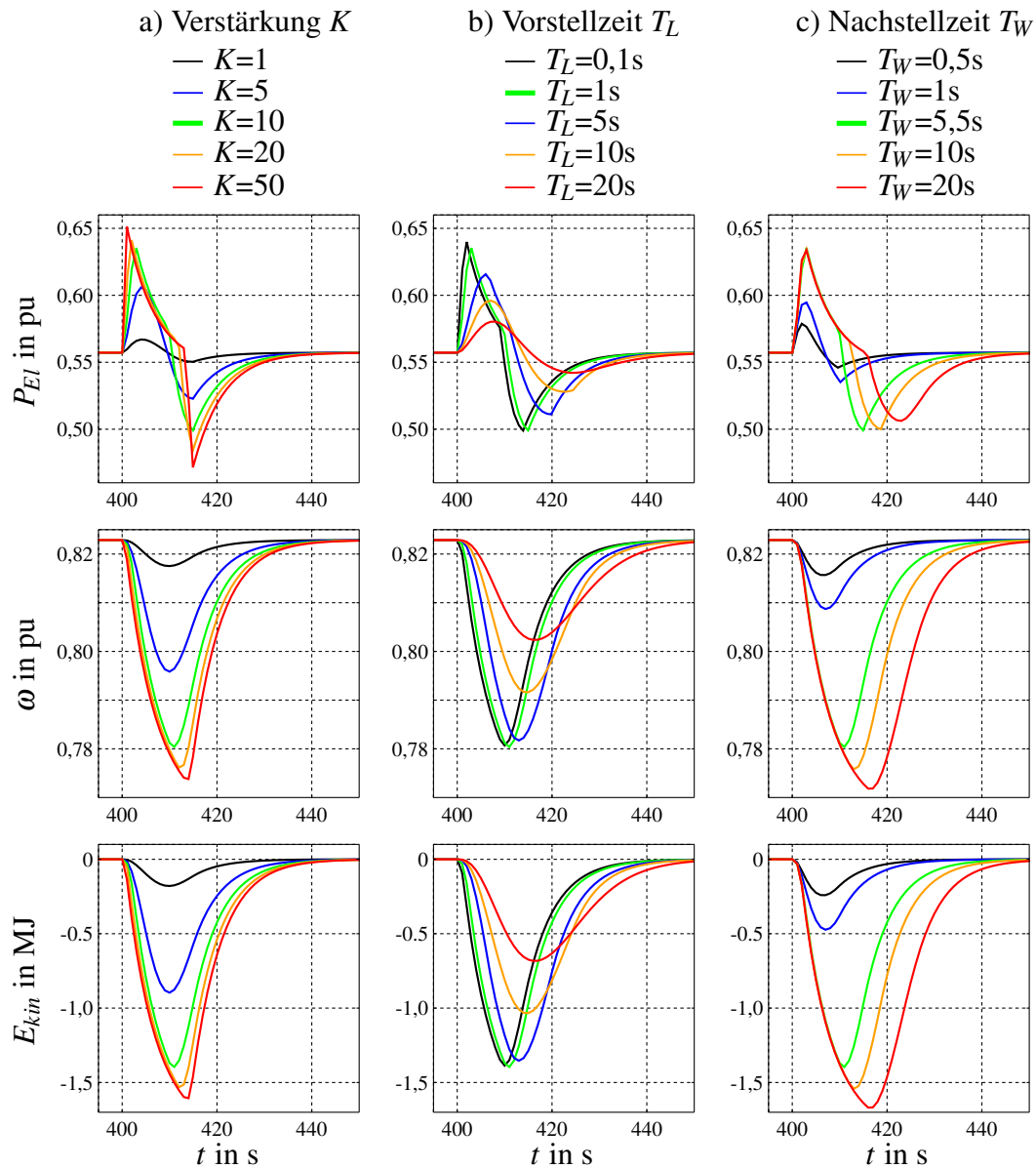


Abbildung C.1: Simulationsergebnis: Regulierung der ΔF Regelung durch Variation von a) Verstärkung K , b) Vorstellzeit T_L , c) Nachstellzeit T_W ; [Den16].

C.2 Potenzialabschätzungen zur Verbrauchersteuerung

Tabelle C.1: Vergleich der Ergebnisse von Potenzialanalysen zur Verbrauchersteuerung in Deutschland und in Hamburg. Bei getrennter Angabe von Potenzialen für positive und negative Regelleistung ist dies mit einem Vorzeichen gekennzeichnet. Angaben in GW.

Analyse	Haushalt	Gewerbe	Industrie
Stadler, [Sta06]	25+/75-		k.A.
Klobasa, [Klo07]	21	10	28
dena-Netzstudie, [DEN10]	7...35	2...14	k.A.
Stötzer, [Stö12]	11...13	7...10	k.A.
VDE Studie, theor. Pot. [Ape+12]	13	10	4,5
VDE Studie, techn. Pot. [Ape+12]	2,8	1,4	4,5
TransiEnt.EE, skaliert auf D. [And+17]	5+/26-	6+/27-	15+/7,8-
TransiEnt.EE, Hamburg [And+17]	0,12+/0,64-	0,15+/0,67-	0,38+/0,2-

Literaturverzeichnis

- [50H16] 50Hertz Transmission GmbH. *50 Hertz Kennzahlen*. 2016. URL: <http://www.50hertz.com/de/kennzahlen> (besucht am 07. 04. 2016).
- [50H+15a] 50Hertz Transmission u. a. *Netzentwicklungsplan Strom 2025 Version 2015 Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. 2015. URL: <http://www.netzentwicklungsplan.de> (besucht am 10. 08. 2017).
- [50H+15b] 50Hertz Transmission GmbH u. a. *Liste Präqualifizierte Anbieter*. 2015. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/download/anbieterliste> (besucht am 22. 07. 2015).
- [Ada+12] Franziska Adamek u. a. *VDE-Studie Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*. Techn. Ber. Frankfurt am Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2012.
- [AGE15] AGEB AG Energiebilanzen. *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern*. 2015. URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php> (besucht am 23. 11. 2016).
- [Amp2016] Amprion GmbH. *Netzkennzahlen*. 2016. URL: <http://www.amprion.net/netzkennzahlen> (besucht am 07. 04. 2016).
- [AG14] Thomas Anderlohr und Anja Graßmann. „Flexibilisierung der Betriebsweise von Heizkraftwerken durch Wärmespeicher und Elektrokessel“. In: *Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden 2014*. Hrsg. von Michael Beckmann und Antonio Hurtado. Bd. 1. Dresden: Technische Universität Dresden, 2014, S. 1–13.
- [AF94] P. M. Anderson und A. A. Fouad. *Power System Control and Stability*. 1st Ed. Piscataway, N.J. : IEEE Press : Wiley-Interscience, 1994.
- [ADG17] Lisa Andresen, Pascal Dubucq und Ricardo Garcia Peniche. *TransiEnt Modellbibliothek*. 2017. URL: <https://www.tuhh.de/transient-ee> (besucht am 01. 04. 2017).

- [And+17] Lisa Andresen u. a. *Transientes Verhalten gekoppelter Energienetze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien - Abschlussbericht des Verbundvorhabens*. Techn. Ber. Hamburg: Technische Universität Hamburg-Harburg, 2017.
- [Ape+12] Rolf Apel u. a. *Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland*. Techn. Ber. Frankfurt am Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE (VTG), 2012.
- [Bab15] Sonja Babrowski. „Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem“. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2015. ISBN: 9783731503064.
- [Ber+13] Kenneth Van Den Bergh u. a. *A Mixed-Integer Linear Formulation of the Unit Commitment Problem*. Techn. Ber. KULeuven Energy Institute, 2013.
- [Bev14] Hassan Bevrani. *Robust Power System Frequency Control*. Second Edition. Power Electronics and Power Systems. Cham: Springer International Publishing, 2014. ISBN: 978-3-319-07277-7. DOI: 10.1007/978-3-319-07278-4.
- [Bix16] Tonio Bixel. „Untersuchung der Bereitstellung von Primärregelleistung durch Anpassung der Regelung von Kühl- und Gefrierschränken im Haushalt“. Projektarbeit. Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für elektrische Energiesysteme und Automation, 2016.
- [Bra+14] Steffen Brauns u. a. *Regelenergie durch Windkraftanlagen*. Techn. Ber. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2014.
- [Bru06] Oliver Brueckl. „Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft“. Dissertation. Technische Universität München, 2006, S. 223.
- [Bru16] Kenneth Bruninx. „Improved modeling of unit commitment decisions under uncertainty“. Dissertation. KU Leuven, 2016.
- [Bun14] Bundesrepublik Deutschland. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare - Energien - Gesetz - EEG 2014)*. 2014. URL: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetz->

- fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien.html (besucht am 10.08.2017).
- [Bun16] Bundesrepublik Deutschland. *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)*. 2016. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/BJNR249810015.html (besucht am 10.08.2017).
- [Bun13] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. *BWP-Branchenstudie 2013*. Techn. Ber. Berlin: Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., 2013.
- [Cre+13] Karen Creighton u. a. „Increased Wind Generation in Ireland and Northern Ireland and the Impact on Rate of Change of Frequency“. In: *Proceedings of the 12th Wind Integration Workshop*. London, 2013.
- [Dan00] Gundolf Dany. „Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil“. Dissertation. Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 2000.
- [Dem+12] Chris Demarco u. a. *Primary and Secondary Control for High Penetration Renewables*. Techn. Ber. Power Systems Engineering Research Center, 2012.
- [DEN10] DENA. *dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025*. Techn. Ber. Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2010. URL: www.dena.de.
- [Den16] Rebekka Denninger. „Simulation der Bereitstellung von Momentanreserve mit drehzahlvariablen Windkraftanlagen“. Bachelorarbeit. Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für elektrische Energiesysteme und Automation, 2016.
- [DT14] Deutsche Energie-Agentur GmbH und Technische Universität Dortmund. *Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Techn. Ber. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2014.

- [DIN03] DIN Deutsches Institut für Normung e.V. *Energetische Bewertung heiz- und raumluftechnischer Anlagen - Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung*. DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2003.
- [DA15] Pascal Dubucq und Günter Ackermann. „Frequency control in coupled energy systems with high penetration of renewable energies“. In: *2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*. Taormina: IEEE, 2015, S. 326–332. ISBN: 978-1-4799-8704-7. DOI: 10.1109/ICCEP.2015.7177643.
- [Ehr05] Matthias Ehrgott. *Multicriteria Optimization*. Second Ed. Auckland: Springer Berlin Heidelberg, 2005.
- [Erk13] Martin Erker. *Innovationskraftwerk Wedel (Präsentation bei egeb: Wirtschaftsförderung)*. 2013. URL: http://www.egeb.de/fileadmin/Dokumente/Foren/130524_Energie_Erker_Innovationskraftwerk_Wedel.pdf (besucht am 10.08.2017).
- [Eur12] European Network of Transmission System Operators for Electricity. *Network Code on Demand Connection*. Techn. Ber. ENTSO-E, 2012.
- [Eur04] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). „Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance“. In: *ENTSO-E Operation Handbook*. ENTSO-E, 2004. Kap. A1, S. 1–27.
- [For10] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. *Basisdaten zur Bereitstellung elektrischer Energie*. 2010. URL: <https://www.ffe.de/die-themen/erzeugung-und-markt/186> (besucht am 27.07.2017).
- [Gen13] Fabio Genoese. „Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration EE in Deutschland“. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, 2013. ISBN: 9783731500025.
- [Gor+14] Sabine Gores u. a. *Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (September 2014)*. Techn. Ber. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014.
- [Har12] Niklas Hartmann. „Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland. Speichersimulation und Betriebsoptimierung“. Dissertation. Universität Stuttgart, 2012.

- [Has12] Bernhard Hasche. „Operational impacts of large-scale wind power generation in the German power system and effects of integration measures“. Dissertation. Universität Stuttgart, 2012.
- [Hei09] Siegfried Heier. *Windkraftanlagen - Systemauslegung, Netzintegration und Regelung*. 5. Auflage. Kassel: Vieweg+Teubner, 2009.
- [Hes07] Ralf Hesse. „Virtuelle Synchronmaschine“. Dissertation. Technische Universität Clausthal, 2007.
- [HZ15] Lion Hirth und Inka Ziegenhagen. „Balancing power and variable renewables: Three links“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50 (2015), S. 1035–1051. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.04.180.
- [Hyd09] Hydro-Quebec TransÉnergie. *Transmission Provider Technical Requirements for the Connection of Power Plants To the Hydro-Québec*. Techn. Ber. Hydro-Quebec SOE, 2009.
- [IBM09] IBM ILOG CPLEX. *V12: Users manual for CPLEX*. International Business Machines Corporation (IBM), 2009. URL: <http://www-03.ibm.com/software/products/de/ibmilogcpleoptistud> (besucht am 10.08.2017).
- [Kan14] A. Kanngießer. „Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen“. Dissertation. Technische Universität Dortmund, 2014.
- [Keh+92] Rolf Kehlhofer u. a. *Gasturbinenkraftwerke, Kombikraftwerke, Heizkraftwerke und Industriekraftwerke*. Hrsg. von Thomas Bohn. Essen: Technischer Verlag Resch - Verlag TÜV Rheinland, 1992.
- [Klo07] Marian Klobasa. „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“. Dissertation. Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 2007, S. 236. ISBN: 9783816779919.

- [KBF07] M Klöpsch, J. Beecken und S. Feuerriegel. *Maximierung der Kraftproduktion durch optimale Nutzung des Energiebedarfes im Fernwärmenetz (KWK-Optimierung) - Band 1: Gesamtbericht*. Techn. Ber. 032. Hamburg: Vattenfall Europe Hamburg AG, 2007, S. 1–40.
- [Koc12] Stephan Koch. „Demand Response Methods for Ancillary Services and Renewable Energy Integration in Electric Power Systems“. Dissertation. ETH Zürich, 2012.
- [KL14] Silke Köhler und Christoph Pels Leusden. „Potenzialanalyse flexibilisierter KWK-Anlagen“. In: *Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden 2014*. Hrsg. von Michael Beckmann und Antonio Hurtado. Dresden: Technische Universität Dresden, 2014.
- [Kon13] P Konstantin. *Praxisbuch Energiewirtschaft*. 3rd ed. Stuttgart, Germany: Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [Kum+12] Nikhil Kumar u. a. *Power Plant Cycling Costs*. Techn. Ber. November. Intertek APTECH, AES 12047831-2-1, 2012.
- [KW06] M Kurth und E Welfonder. „Importance of the selfregulating effect within power systems“. In: *Power Plants and Power System Control 1* (2006), S. 345–352.
- [LS09] Ontje Lünsdorf und Michael Sonnenschein. „Lastadaption von Haushaltsgeräten durch Verbundsteuerung“. In: *Tagungsband zum 3. Symposium des FEN*. Oldenburg, 2009. ISBN: 9788578110796.
- [Mee01] Bernhard Meerbeck. „Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung zum Ausgleich elektrischer Leistungsschwankungen“. Dissertation. Universität Stuttgart, 2001.
- [Mia+11] Marek Miara u. a. *Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2011, S. 154.
- [Mil+15] Michael Milligan u. a. „Alternatives No More: Wind and Solar Power Are Mainstays of a Clean, Reliable, Affordable Grid“. In: *IEEE Power and Energy Magazine* 13.6 (2015), S. 78–87. ISSN: 1540-7977. DOI: 10.1109/MPE.2015.2462311.

- [MS13] Jesko Mohr und Thorsten Scharre. *Fachveranstaltung Heizungsnetzwerk im Heizwerk Barmbek der Vattenfall Wärme Hamburg GmbH (Präsentation)*. 2013. URL: <http://www.hamburg.de/contentblob/3902872/ccb0557d2fa7531374273db960ef4f03/data/hn-vortrag-vattenfall-fernwaerme.pdf> (besucht am 11.08.2017).
- [MGS12] E Muljadi, V Gevorgian und M Singh. „Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants“. In: *Proceedings of the IEEE Symposium on Power Electronics and Machines in Wind Applications*. Denver, Colorado: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2012.
- [NPS10] J Nitsch, T Pregger und Y Scholz. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Techn. Ber. DLR, Fraunhofer IWES, IFNE, 2010.
- [Oeh12] Amany Von Oehsen. „Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungs-szenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland“. Dissertation. Universität Kassel, 2012.
- [Ott+05] Martin Otter u. a. „StateGraph - A Modelica Library for Hierarchical State Machines“. In: *Proceeding of the 4th International Modelica Conference* (2005), S. 569–578.
- [Pie+15] Christoph Pieper u. a. „Die wirtschaftliche Nutzung von Power-to-Heat-Anlagen im Regelenenergiemarkt“. In: *Chemie-Ingenieur-Technik* 87.4 (2015), S. 390–402. ISSN: 15222640. DOI: 10.1002/cite.201400118.
- [PR04] S. D. Pohekar und M. Ramachandran. „Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning - A review“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 8.4 (2004), S. 365–381. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2003.12.007.
- [Rec14] Volker Recknagel. „Flexible Integration von KWK und erneuerbaren Energien durch Fernwärmespeicherung im Netz“. In: *Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden 2014*. Hrsg. von Michael Beckmann und Antonio Hurtado. Dresden: Technische Universität Dresden, 2014.

- [Roh12] Kurt Rohrig, Hrsg. *Windenergie Report Deutschland 2014*. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, 2012, S. 1–110. ISBN: 9783839605363.
- [RF15] L. Ruttledge und D. Flynn. „Emulated Inertial Response From Wind Turbines: Gain Scheduling and Resource Coordination“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* (2015).
- [Sch+15] Mattes Scheftelowitz u. a. *Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse) Zwischenbericht Mai 2015*. Techn. Ber. 0. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2015, S. 154.
- [Sch15] Adolf J Schwab. *Elektroenergiesysteme*. 4. Aufl. Karlsruhe: Springer Berlin Heidelberg, 2015.
- [SB13] M Seyedi und M Bollen. *The utilization of synthetic inertia from wind farms and its impact on existing speed governors and system performance*. Techn. Ber. Stockholm: Vidforsk Project V-369, Elforsk rapport 13:02, 2013.
- [SIF07] Joe a. Short, David G. Infield und Leon L. Freris. „Stabilization of grid frequency through dynamic demand control“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 22.3 (2007), S. 1284–1293. ISSN: 08858950. DOI: 10.1109/TPWRS.2007.901489.
- [Sta06] Ingo Stadler. „Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“. Habilitation. Universität Kassel, 2006.
- [Sta15] Statistisches Bundesamt. *Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2012 bis 2014*. 2015. URL: <https://www.destatis.de/> (besucht am 07.09.2015).
- [Stö12] Martin Stötzer. „Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen Potenzialanalyse und Bewertung“. Dissertation. Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 2012.
- [Str13] Stromnetz Hamburg GmbH. *Pflichtveröffentlichungen*. 2013. URL: <http://www.stromnetz.hamburg/ueber-uns/pflichtveroeffentlichungen> (besucht am 15.11.2013).

- [Ten16] TenneT TSO GmbH. *Netzkennzahlen*. 2016. URL: <http://www.tenne.ttso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen> (besucht am 07. 04. 2016).
- [MAT14] The MathWorks Inc. *Optimization Toolbox*. 2014. URL: <http://de.mathworks.com/products/optimization/> (besucht am 10. 08. 2017).
- [Tho+09] V. Van Thong u. a. „Virtual synchronous generator: Laboratory scale results and field demonstration“. In: *2009 IEEE Bucharest PowerTech* (2009), S. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2009.5281790.
- [THL10] Jacopo Torriti, Mohamed G. Hassan und Matthew Leach. „Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation“. In: *Energy* 35.4 (2010), S. 1575–1583. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2009.05.021.
- [Tra2016] TransnetBW GmbH. *TransnetBW Kennzahlen*. 2016. URL: <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen> (besucht am 07. 04. 2016).
- [UBA14] Andreas Ulbig, Theodor S. Borsche und Göran Andersson. „Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation“. In: *IFAC Proceedings* 47.3 (2014), S. 7290–7297. arXiv: 1312.6435.
- [Umm09] Bart C. Ummels. „Wind Integration: Power System Operation with Large-Scale Wind Power in Liberalised Environments“. Dissertation. Technische Universiteit Delft, 2009, S. 1–193. ISBN: 978-1-4244-2189-3. DOI: 10.1109/PCT.2007.4538396.
- [Umw13] VDI Gesellschaft Energie und Umwelt (Hrsg.) *Statusreport 2013: Fossil befeuerte Großkraftwerke in Deutschland - Stand, Tendenzen, Schlussfolgerungen*. Techn. Ber. Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2013, S. 52.
- [ULE14] Daniel Unger, Stefan Laudahn und Bernd Engel. „Teilnahme von Photovoltaikanlagen an der Primärregelleistung“. In: *13. Energieinnovationssymposium*. 2014.
- [UEU09] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) und Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE).

- „P1 - Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]“. In: *ENTSO-E Operation Handbook*. ENTSO-E, 2009. Kap. P1, S. 1–31.
- [Vat12] Vattenfall Europe Wärme AG. *Kurzbeschreibung zum Antrag auf Genehmigung gemäß § 4 Absatz 1 BImSchG für die Errichtung und den Betrieb des Gas- und Dampfturbinen- Heizkraftwerks Wedel am Standort Tinsdaler Weg 146, 22880 Wedel*. Hamburg: Vattenfall Europe Wärme AG, 2012.
- [VDI12] VDI-Fachbereich Technische Gebäudeausrüstung. „Grundlagen der Kostenberechnung (Blatt 1)“. In: *Richtlinienreihe VDI 2067 Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen*. Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012.
- [Wel80] E. Welfonder. „Regeldynamisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Verbrauchern im Netzverbundbetrieb“. In: *Elektrizitätswirtschaft* 70 (1980), S. 730–741.
- [WB10] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Naturschutz und Reaktorsicherheit Bundesministerium für Umwelt. *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Techn. Ber. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010.
- [ZMN12] C Ziems, S Meinke und J Nocke. *Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen*. Techn. Ber. Universität Rostock, 2012.
- [Zol13] Pavel Zolotarev. „Netzregelverbund - Regelzonengrenzen übergreifende Optimierung der Ausregelung von Wirkleistungsungleichgewichten unter Berücksichtigung von Netzeigenschaften“. Dissertation. Universität Stuttgart, 2013.

Lebenslauf

Persönliche Daten

Name: Pascal Dubucq

Geburtstag: 14. Dezember 1986

Geburtsort: Hamburg, Deutschland

Schulbildung

1993 - 1997 Grundschohle Stockflethweg, Hamburg

1997 - 2004 Gymnasium Heidberg, Hamburg

2004 - 2006 Albert-Schweitzer-Gymnasium, Hamburg

Studium

2007 – 2013 Studium des Maschinenbaus mit Vertiefungsrichtung Energietechnik an der Technischen Universität Hamburg-Harburg. Abschluss: Master of Science

Berufstätigkeit

2007 – 2013 Anwendungsentwicklung für private Krankenversicherer in Teilzeit bei der innovas GmbH, Hamburg

2013 - 2017 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation der Technischen Universität Hamburg-Harburg

Seit 2017 Anwendungsberater für Optimierungsverfahren in der Kraftwerkseinsatzplanung bei Vattenfall Europe Information Services GmbH