Flexibilisierung fossil befeuerter Kraftwerke

Anforderungen und Maßnahmen

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

> Vorgelegt von Michael Salzinger geboren in Backnang

Hauptberichter: Prof. D Mitberichter: Prof. D Tag der mündlichen Prüfung: 29. Se

Prof. Dr. techn. G. Scheffknecht Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek 29. September 2020

Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik der Universität Stuttgart

2020

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik an der Universität Stuttgart im Rahmen des Forschungsvorhabens *Flexibilisierung der zukünftigen Betriebs- und Einsatzweise des fossil befeuerten Kraftwerksparks*. Das Forschungsvorhaben (Förderkennzeichen: 03ET7022) wurde in Kooperation mit den Projektpartnern Uniper Technology GmbH und Lausitz Energie Kraftwerke AG durchgeführt und durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert.

Mein besonderer Dank gilt Prof. Dr. techn. Scheffknecht, Leiter des Instituts Feuerungs- und Kraftwerkstechnik, für die Übernahme des Hauptberichts sowie Prof. Dr.-Ing. Lens, Leiter der Abteilung Stromerzeugung und Automatisierungstechnik, für die wissenschaftliche Betreuung der Arbeit.

Bei den ehemaligen Mitarbeitern des Instituts für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik, Simon Remppis und Benjamin Schober, möchte ich mich für die wertvolle Zusammenarbeit und die vielen Anregungen herzlich bedanken. Meinem ehemaligen Zimmerkollegen, Michael van der Straeten, danke ich sehr für die schöne gemeinsame Zeit. Darüber hinaus danke ich allen meinen Kollegen am IFK für die stets angenehme Arbeitsatmosphäre und die vielen konstruktiven Gespräche.

Ganz besonders danke ich meiner Frau Susanne, die mich, während der Anfertigung meiner Dissertation geduldig unterstützt und den notwendigen Rückhalt geboten hat. Meinen Eltern danke ich herzlich für die Unterstützung während meines Studiums und der Promotion.

Kurzfassung

Die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem stellt für Energieversorgungsunternehmen, insbesondere Betreiber konventioneller Kraftwerke, eine technische und wirtschaftliche Herausforderung dar. Aufgrund von Einspeisevorrang und -vergütung sowie geringer Grenzkosten verdrängen erneuerbarer Energien zunehmend konventionelle Kraftwerke aus dem Strommarkt. Weiterhin ergibt sich aus den Prognosefehlern von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ein Bedarf an kurzfristig einsetzbarer Leistung. Dies erfordert unter anderem eine flexible Einsatzweise konventioneller Erzeugungs- und Speicheranlagen, um jederzeit Stromnachfrage und -angebot auszugleichen. In Anbetracht der Ausbauziele für erneuerbare Energien in Deutschland und Europa ist zu erwarten, dass die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise konventioneller Kraftwerke in Zukunft weiter steigen werden. Dem steht eine eingeschränkte operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke gegenüber, welche zum einen auf die Kraftwerkstechnik und zum anderen auf wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen zurückzuführen ist.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die zukünftigen Anforderungen an eine flexible Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke in Deutschland unter Berücksichtigung verschiedener energiewirtschaftlicher Entwicklungen bis zum Jahr 2030 untersucht. Zudem wird geklärt, inwieweit der bestehende Kraftwerkspark diesen Anforderungen bereits heute gerecht wird und in welchem Umfang eine Flexibilisierung die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem verbessert.

Die Simulationsergebnisse für das deutsche Stromversorgungssystem der Jahre 2020 und 2030 weisen darauf hin, dass die zukünftigen Anforderungen an eine flexible Einsatzweise des fossil befeuerten Kraftwerkspark neben der fortschreitenden Integration erneuerbarer Energien sehr stark von einer Reihe weiterer Entwicklungen beeinflusst wird. Insbesondere der Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 sowie die fortschreitende Integration der europäischen Energiemärkte mildern die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ab. Unter Annahme einer ambitionierten Klima- und Energiepolitik steigen die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke bis zum Jahr 2030, diese werden insbesondere deutlich häufiger in Teil- und Mindestlast betrieben. Der fossil befeuerte Kraftwerkspark weist bereits heute eine hohe operative Flexibilität auf und kann mittelfristig die Integration der Stromproduktion erneuerbarer Energien sowie den Ausgleich von Unsicherheiten der Stromproduktion von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ermöglichen. Durch eine Flexibilisierung können nur in geringem Umfang die variablen Systemkosten und CO₂-Emissionen reduziert sowie die Integration erneuerbarer Energien verbessert werden. In diesem Zusammenhang muss der ökonomische und ökologische Nutzen von Flexibilisierungsmaßnahmen kritisch beurteilt werden.

Abstract

The integration of renewables into the electricity system is technical and economic challenge for utilities, especially operators of conventional power plants. Due to feed-in priority and remuneration, as well as low marginal costs, renewable energies are increasingly displacing conventional power plants from the electricity market. Furthermore, the forecast errors of wind energy and photovoltaic plants result in a need for power that can be used at short notice. This requires, among other things, a flexible use of conventional generation and storage facilities to balance electricity demand and supply at all times. In view of the expansion targets for renewable energies in Germany and Europe, it is to be expected that the requirements for flexible operation of conventional power plants will continue to rise in the future. On the other hand, there is a limited operational flexibility of fossil-fueled power plants, which is due on the one hand to the power plant technology and on the other hand to economic conditions and the regulatory framework.

Within the scope of this work, the future requirements for flexible operation of fossil-fueled power plants in Germany will be examined, considering various developments in the energy industry up to the year 2030. In addition, it will be clarified to what extent the existing conventional generation system already meets these requirements and to what extent flexibilization will improve the integration of renewables into the electricity system.

The simulation results for the German electricity system for the years 2020 and 2030 indicate that the future requirements for flexible operation of fossil-fueled power plants will be strongly influenced by several other developments in addition to the progressive integration of renewable energies. In particular, the German phase-out of nuclear energy by 2022 and the progressive integration of the European energy markets are reducing the requirements for flexible use of fossilfueled power plants. Assuming an ambitious climate and energy policy, the requirements for a flexible use of fossil-fueled power plants will increase by 2030; in particular, these will be operated much more frequently at partial and minimum load. Today's fossil-fueled power plants fleet already shows a high operational flexibility and can, in the medium term, enable the integration of renewable energies as well as the balancing of uncertainties of wind energy and photovoltaic. The flexibilization of fossil-fueled power plants can reduce the variable system costs and CO₂ emissions as well as improve the integration of renewable energies to a small extent. In this context, the economic and ecological benefits of flexibility measures must be critically assessed.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis IX				
Tal	bellei	nverzei	ichnis	XI
Syı	nbol	verzeio	chnis	XIII
1	Einl	eitung	(1
	1.1	Europ	bäische und nationale Klima- und Energiepolitik	1
	1.2	Grund	dlagen des liberalisierten Strommarktes	4
		1.2.1	Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem	5
		1.2.2	Strom- und Regelleistungsmärkte	5
		1.2.3	Kraftwerkseinsatzplanung	7
	1.3	Aktue	elles Marktumfeld für konventionelle Kraftwerke	7
		1.3.1	Erzeugungsstruktur und wirtschaftliche	7
		1 2 2	Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel	ر م
	1 /	Opera	ative Elevibilität fossil befeuerter Kraftwerke	10
	1.4	Flexib	pilisierungsanforderungen im Kontext der Energiewende	10
	1.0	7iele	und Aufhau der Dissertation	12
	1.7	Veröf	fentlichte Teile der Arbeit	
2	Sim	ulatio	nsmodell	15
	2.1	Mode	ellübersicht	16
	2.2	Mode	ellgleichungen	18
		2.2.1	Variable Systemkosten	18
		2.2.2	Versorgungsaufgaben	21
		2.2.3	Thermische Kraftwerke	23
		2.2.4	Wasserkraftwerke	26
	2.3	Imple	mentierung und Lösungsverfahren	28
3 Szenarien und Datengrundlage		narien	und Datengrundlage	29
	3.1	Dater	ngrundlage	30
	3.2	Rahm	nendaten	31
		3.2.1	Brennstoff und CO ₂ -Zertifikate	31
		3.2.2	Stromnachfrage	32
		3.2.3	Erzeugungskapazitäten und -profile	32
		3.2.4	Übertragungskapazitäten	35
	3.3	Anlag	gendatenbank	36
		3.3.1	Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten	38
		3.3.2	Operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke	41
4	Sze	narioa	nalyse	43
	4.1	Anfor	derungen an eine flexible Einsatzweise	43
		4.1.1	Charakteristik der residualen Stromnachfrage	43
		4.1.2	Prognosefehler von Windenergie und Photovoltaik	45
	4.2	Opera	ative Flexibilität des fossil befeuerten Kraftwerksparks	49

		4.2.1	Technische Mindestleistung	50
		4.2.2	Durchschnittliche Leistungsänderungsrate	50
		4.2.3	Anfahrzeiten in Abhängigkeit der Stillstandszeit	51
		4.2.4	Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten	52
5	Sim	ulatio	nsstudien	55
	5.1	Stron	nproduktion und grenzüberschreitender Stromhandel	55
	5.2	Varial	ble Kosten und CO ₂ -Emissionen der Stromproduktion	60
	5.3	Einsa	tzweise fossil befeuerter Kraftwerke	63
		5.3.1	Szenario 2020 EP	63
		5.3.2	Szenario 2030 V1	64
		5.3.3	Szenario 2030 V2	65
		5.3.4	Szenario 2030 V3	67
6	Zus	amme	nfassung	69
7	Ver	weise		XIX
An	hang			XXVII

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland [11] 2
Abbildung 1-2: Tatsächliche und prognostizierte Stromproduktion von
Windenergie- und Photovoltaikanlagen in Deutschland; Datenquelle [12] 3
Abbildung 1-3: Einfluss der Stromprudktion aus erneuerbaren Energien auf die
residuale Stromnachfrage; Datenquelle [13] 4
Abbildung 1-4: Strom- und Regelleistungsmärkte6
Abbildung 1-5: Stromproduktion und -verbrauch in Deutschland; Datenquelle [31]
Abbildung 2-1: Rollierende Einsatzplanung17
Abbildung 2-2. Implementierung des UC-Modells
Abbildung 3-1: Kumulierte Stromproduktion der (Pump-)Speicherkraftwerke in
Österreich, Schweiz und Frankreich, 2016
Abbildung 4-1: Jahresdauerlinie der residualen Stromnachfrage in den Szenarien
2020 EP, 2030 V1 und 2030 V2/V344
Abbildung 4-2: Histogramm der Residuallastgradienten in den Szenarien 2020
EP. 2030 V1 und 2030 V2/V3
Abbildung 4-3: Häufigkeit von streng monoton steigenden/fallenden
Residuallastoradienten
Abbildung 4-4: Prognosefehler der Stromproduktion aus WE-Anlagen (EuroWind
Forecast/Nowcast: Deutschland, 15.01.2016-15.01.2017)
Abbildung 4-5: Prognosefehler der Stromproduktion aus PV-Anlagen (EuroWind
Forecast/Nowcast: Deutschland, 15.01.2016-15.01.2017)
Abbildung 4-6: Beispielbafter Kraftwerkseinsatz mit und ohne Elexibilisierung 49
Abbildung 4-7: Erzeugungskapazität in Abbängigkeit der Mindestleistung (2020)
FP Status Quo DE) 50
Abbildung 4-8: Erzeugungskapazität in Abhängigkeit, der Leistungsänderungsrate
(2020 FP_Status Ouo_DE) 51
Abbildung 4-9: Frzeugungskapazität in Abbängigkeit der Anfabrzeit (beiß) (2020
FP Status Ouo DE) 51
Abbildung 4-10: Erzeugungskapazität in Abbängigkeit der Anfabrzeit (warm)
(2020 EP Status Oug DE) 52
Abbildung 4-11: Erzeugungskapazität in Abbängigkeit der Anfabrzeit (kalt) (2020
EP Status Ouo DE) 52
Abbildung 4-12: Variable Betriebs- und Instandbaltungskosten in Abbängigkeit
der Einsatzdauer nach einem Heißstart (2020 EP, Status Quo, DE) 52
Abbildung 4.12: Variable Betriebe und Instandhaltungskosten in Abbängigkeit
Abbildung 4-15. Variable Bernebs- und Instandhaltungskösten in Abhangigkeit
Abbildung 4.14: Veriable Detriabe und Instandholtungekesten in Abbängigkeit
Abbildung 4-14. Variable Belnebs- und Instandhaltungskösten in Abhängigkeit
der Einsatzdauer nach einem Kaltstart (2020 EP, Status Quo)
Abbildung 5-1: Energietragerscharte Stromproduktion und Stromnachtrage in
Deutschland
Abbildung 5-2: Grenzuberschreitender Stromnandel nach Marktgebieten
Abbildung 5-3: Variable Kosten der Stromproduktion in Deutschland60

Abbildung 5-4: Spezifische CO ₂ -Emissionen der Stromproduktion in Deutschland
Abbildung 5-5: Finsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ohne KWK (2020 FP
Status Ouo) 64
Abbildung 5-6: Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ohne KWK (2030 V1.
Status Quo)
Abbildung 5-7: Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ohne KWK (2030 V2,
Status Quo)
Abbildung 5-8: Veränderte Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ohne KWK
(2030 V2, Flexibilisiert)
Abbildung 5-9: Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ohne KWK (2030 V3,
Status Quo) 67
Abbildung 5-10: Veränderte Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ohne KWK
(2030 V3, Flexibilisiert) 68
Abbildung A-1: Energieträgerscharfe Stromproduktion und Stromnachfrage der
Marktgebiete DE, AT, CH, FR, BE, NL, LU, PL, CZ, DK1 und DK2XXVIII
Abbildung A-2: Variable Kosten der Stromproduktion der Marktgebiete DE, AT,
CH, FR, BE, NL, LU, PL, CZ, DK1 und DK2XXIX
Abbildung A-3: Spezifische CO_2 -Emissionen der Stromproduktion der
Marktgebiete DE, AT, CH, FR, BE, NL, LU, PL, CZ, DK1 und DK2XXIX
Abbildung A-4: Einsatzreihenfolge nach Energieträger in Deutschland (2020 EP)
Abbildung A-5: Einsatzreihenfolge nach Energietrager in Deutschland (2030 V1
und 2030 V2)XXX
Abbildung A-6: Einsatzreinentoige nach Energietrager in Deutschland (2030 V3)
Abbildung A 7: Variable Batriaba, und Instandhaltungekesten, nach Heißstart /DE
2020 V1/V2)
Abbildung A-8: Variable Betriebs, und Instandhaltungskosten, nach Kaltstartstart
(DE 2030 V/1/V/2) XXXI
Abbildung A-9: Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten nach Heißstart (DF
2030 V3) XXXI
Abbildung A-10: Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten nach Kaltstart (DE.
2030 V3)
Abbildung A-11: Mindestleistung des fossilen Kraftwerksparks (DE, 2030, Status
Quo)XXXII
Abbildung A-12: Leistungsänderungsrate des fossilen Kraftwerksparks (DE, 2030,
Status Quo)XXXII
Abbildung A-13: Anfahrzeit (heiß) des fossilen Kraftwerksparks (DE, 2030, Status
QuoXXXII
Abbildung A-14: Anfahrzeit (kalt) des fossilen Kraftwerksparks (DE, 2030, Status
Quo)XXXII
Abbildung A-15: Mindestleistung des fossilen Kraftwerksparks (DE, 2030,
Flexibilisiert)XXXIII
Abbildung A-16: Leistungsänderungsrate des fossilen Kraftwerksparks (DE, 2030,
Flexibilisiert)XXXIII

Abbildung	A-17:	Anfahrzeit	(heiß)	des	fossilen	Kraftwerksparks	(DE,	2030,
Flexib	ilisiert)							XXXIII
Abbildung	A-18:	Anfahrzeit	(kalt)	des	fossilen	Kraftwerksparks	(DE,	2030,
Flexib	ilisiert)							XXXIII

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Einfluss, Nachteile und Grenzen der operativen Flexibilität	11
Tabelle 3-1: Übersicht der untersuchten Szenarien	29
Tabelle 3-2: Übersicht der untersuchten Varianten	30
Tabelle 3-3: Übersicht relevanter Studien und Daten	30
Tabelle 3-4: Preise für Primärenergieträger und CO ₂ -Emissionszertifikate	31
Tabelle 3-5: Stromnachfrage nach Marktgebiet	32
Tabelle 3-6: Installierte Leistung Windenergie je Marktgebiet	33
Tabelle 3-7: Installierte Leistung Photovoltaik je Marktgebiet	33
Tabelle 3-8: Installierte Leistung (Pump-)Speicherkraftwerke je Marktgebiet	34
Tabelle 3-9: Stromproduktion anderer Energieträger nach Marktgebiet	35
Tabelle 3-10: Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten 2020	35
Tabelle 3-11: Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten 2030	36
Tabelle 3-12: Datenqualität (Anlagendatenbank)	37
Tabelle 3-13: Annahmen (Anlagendatenbank)	37
Tabelle 3-14: Netto-Nennleistung konventioneller Kraftwerke	38
Tabelle 3-15: Elektrischer Wirkungsgrad und andere variable Kosten i	m
stationären Betrieb	39
Tabelle 3-16: Wirkungsgrade verschiedener KWK-Anlagen4	40
Tabelle 3-17: Variable Kosten durch Anfahrvorgänge und Lastwechsel nach [3	;7,
52]	41
Tabelle 3-18: Parameter der operativen Flexibilität konventioneller Kraftwerl	ke
nach [37, 52]	12
Tabelle 5-1: Abregelung erneuerbarer Energien und Regelzonensaldo	in
Deutschland	57
Tabelle 5-2: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands	59
Tabelle 5-3: Variable Kosten der Stromproduktion in Deutschland	51
Tabelle 5-4: Spezifische CO ₂ -Emissionen der Stromproduktion in Deutschland6	52
Tabelle A-1: Energieträgerscharfe Stromproduktion und Stromnachfrage	in
DeutschlandXXV	/

Symbolverzeichnis

Parameter

Symbol	Beschreibung	Einheit
$B^{AV,h}$, $B^{AV,w}$, $B^{AV,k}$	Spezifischer Brennstoffbedarf für Anfahr- vorgänge	MWh/MW
c ^{AV,h} , c ^{AV,w} , c ^{AV,k}	Konstante der linearen Kostenfunktionen für Anfahrvorgänge (heiß, warm, kalt)	€
c ^{Br}	Brennstoffpreis	€/MWh
c ^{C&M,h} , c ^{C&M,w} , c ^{C&M,k}	Spezifische Kapital- und Instandhaltungs- kosten für Anfahrvorgänge	€/MW
c ^{C&M,t} , c ^{C&M,s}	Spezifische Kapital- und Instandhaltungs- kosten für typische und schnelle Lastwech- sel	€/MW
c ^{CO₂}	Preis für CO2-Emissionszertifikate	€/t ^{CO2}
c ^{ENS}	Variable Kosten für nicht erfüllte Versor- gungsaufgaben	€/MWh
c ^{ESM}	Variable Kosten für die Abregelung erneu- erbarer Energien	€/MWh
c ^{HKW}	Variable Kosten von Heizkraftwerken und Spitzenkesseln	€/MWh
c ^{inst,+} , c ^{inst,-}	Instationäre Betriebs- und Instandhaltungs- kosten von Stromspeichern (Be-/Entladen)	€/MW
c ^{LW,t} , c ^{LW,s}	Konstanten der linearen Kostenfunktionen	€/(MW/h)
c ^{LW,0}	für Lastwechsel	€
c ^{sons,h} , c ^{sons,w} , c ^{sons,k}	Sonstige spezifische Kosten für Anfahrvor- gänge	€/MW
C ^{sons,var}	Sonstige variable Kosten der Strom- und Wärmeproduktion	€/MWh
c ^{stat,+} , c ^{stat,-}	Stationäre Betriebs- und Instandhaltungs- kosten von Stromspeichern (Be-/Entladen)	€/MWh
c ^{stat,el} , c ^{stat,th}	Konstanten der linearen Kostenfunktion für	€/MWh
c ^{stat,on}	stationäre Betriebs- und Instandhaltungs- kosten	€/h
h	Stunde der aktuellen Planung	h
i ^{EKT}	Kraftwerk mit EKT	binär

CDT		
i ^{GD1}	Krattwerk mit GD1	binar
i ^{IKW}	Industriekraftwerk	binär
ікмк	Kraftwerk mit KWK	binär
i ^{sym}	Symmetrische Vorhaltung von Regelleis- tung	binär
i ^{u2a}	Zuordnung Kraftwerk zu Marktgebiet	binär
m	Minute der aktuellen Planung	m
P ^{N,-}	Netto-Nennleistung, Beladen	MW
P ^{N,+}	Netto-Nennleistung, Entladen	MW
P^N	Netto-Nennleistung	MW
P ^{NTC}	Grenzkuppelkapazitäten	MW
P ^{R-}	Regelleistungsbedarf (negativ)	MW
P ^{R+}	Regelleistungsbedarf (positiv)	MW
P ^{soll}	Zielwert der Stromproduktion	MW
P ^{UG} , P ^{OG}	Obere und untere Grenze der Stromproduk- tion	MW
P^V	Netto-Stromverbrauch	MW
Q^N	Netto-Wärmeengpassleistung	MW
Q^V	Fern- und Nahwärmebedarf	MW
β,σ	Stromkennzahl, Stromverlustkennzahl	
δ^{max}	Durchschnittliche Laständerungsgeschwin- digkeit	%/m
δ^t , δ^s	Leistungsänderungsgeschwindigkeit von typischen und schnellen Lastwechseln	%/h
ϵ^{CO_2}	CO2-Emissionsfaktor	t/MWh
ζ^{\min}	Mindestlast (bezogen auf Nennleistung)	%
η ⁻	Elektrischer Wirkungsgrad, Beladen	%
η^+	Elektrischer Wirkungsgrad, Entladen	%
$\eta^{el,max}$	Elektrischer Wirkungsgrad bei Nennleistung	%
$\eta^{el,min}$	Elektrischer Wirkungsgrad bei Mindestleis- tung	%
$\boldsymbol{\eta}^N$	Wirkungsgrad Stromtransport	%
μ^{WS}	Wärmespeicher, Selbstentladung	%/h

o ^{UG} , o ^{OG}	Obere und untere Grenze des Betriebsstatus	binär
π^{RE}	Erwartungswert Regelenergieabruf	%/h
ϕ^{RL}	Regelleistungspräqualifikation	%
$ au^{\mathrm{AV}}$, $ au^{\mathrm{AV,h}}$, $ au^{\mathrm{AV,w}}$, $ au^{\mathrm{AV,k}}$	Anfahrzeit (Zeitpunkt t₀, heiß, warm, kalt)	h
$\tau^{\text{off}}, \tau^{\text{off,h}}, \tau^{\text{off,w}}, \tau^{\text{off,k}}$	Stillstandszeit (Zeitpunkt t₀, heiß, warm, kalt)	h
$ au^{ ext{RE}}$	Dauer eines Regelenergieabrufs	h
$ au^{\mathrm{RL}}$	Zeit bis zur vollständigen Aktivierung von Regelleistung	m
ω	Brennstoffnutzungsgrad	%
ω^{\max}	Brennstoffnutzungsgrad bei Wärmeeng- passleistung	%

Variablen

Symbol	Beschreibung	Einheit
C^{AV}	Variable Kosten durch Anfahrvorgänge	€
C ^{HKW}	Variable Kosten von Heizkraftwerken	€
C^{LW}	Variable Kosten durch Lastwechsel	€
C^{PSW}	Variable Kosten von (Pump-)Speicher	€
C^{RE}	Variable Kosten durch Regelenergie	€
C ^{stat}	Variable Kosten im stationären Betrieb	€
E ^{ist}	Stromspeicher, Ladezustand	MWh
E ^{max}	Stromspeicher, Kapazität	MWh
E ^{surplus}	Stromspeicher, Überschuss	MWh
E^{WS}	Wärmespeicher, Ladezustand	MWh
<i>P</i> ⁻	Stromspeicher, Beladen	MW
P^+	Stromspeicher, Entladen	MW
P^{E}	Netto-Stromproduktion	MW
P^{H}	Stromimport/-export	MW
P^{R}	Regelleistungsvorhaltung	MW
P ^{ENS}	Nicht gedeckte Stromnachfrage	MW
P ^{ESM}	Abregelung erneuerbarer Energien	MW

Mengen und Indizes

Symbol	Beschreibung
Α	Menge, Strommarktgebiete
D	Menge, Fernwärmenetze
Ε	Menge, erneuerbare Energien
Ν	Menge, Planungsintervalle
R	Menge, Regelleistungsqualität
S	Menge, (Pump-)Speicherkraftwerke
Т	Menge, Planungszeitpunkte
U	Menge, thermische Kraftwerke
a, a'	Index, Strommarktgebiete
d	Index, Fernwärmenetze
е	Index, erneuerbare Energien
n	Index, Planungsintervalle
r	Index, Regelleistungsqualität
S	Index, (Pump-)Speicherkraftwerke
<i>t</i> , <i>t</i> ′	Index, Planungszeitpunkte
u	Index, thermische Kraftwerke

Abkürzungen

AD	Aeroderivative
AE	Ausgleichsenergie
aFRR	Automatic frequency restoration reserve
AV	Anfahrvorgänge
ВК	Braunkohle
CWE	Central-Western-Europe
DT	Dampfkraftwerk
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
EE	Erneuerbare Energien

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	
EG	Erdgas	
EHS	Emissionshandelssystem	
EKT	Entnahmekondensationsturbine	
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	
EU	Europäische Union	
FCR	Frequency containment reserve	
GDT	Gegendruckturbine	
GFS	Global Forecast System	
GT	Gasturbinenkraftwerk	
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk	
HD Heavy-Duty		
HIRLAM	High Resolution Limited Area Model	
HKW Heizkraftwerk		
IKW Industriekraftwerk		
IQA Interquartilsabstand		
KE Kernenergie		
KWK Kraft-Wärme-Kopplung		
LW	Lastwechsel	
MAE	Mean average error	
mFRR	Manual frequency restoration reserve	
ML	Mindestlast	
MSUC	Multi-stage unit commitment	
NTC	Net transfer capacity	
PSW	Pumpspeicherkraftwerk	
PV	Photovoltaik	
RE	Regelenergie	
RL	Regelleistung	
RMSE	Root-mean-square error	
RZS	Regelzonensaldo	
SK	Steinkohle	

SW	Speicherwasser	
TYNDP	Ten Year Network Development Plan	
UC	Unit commitment	
UK ^s , UK [∟]	Unterkritisch (klein, groß)	
ÜK	Überkritisch	
UKMET	United Kingdom Meteorological Office	
WE	Windenergie	

1 Einleitung

1.1 Europäische und nationale Klima- und Energiepolitik

Die Europäische Union (EU) hat sich im Rahmen des Übereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen zur Begrenzung von Treibhausgasemissionen verpflichtet und auf klima- und energiepolitische Zielvorgaben geeinigt [1]. Um sicherzustellen, dass diese erreicht werden, wurden verbindliche Rechtsvorschriften erlassen. Die zentralen Zielvorgaben des Klima- und Energiepakets 2020 [2] sind die Reduzierung von Treibhausgasemissionen um 20 %, ein Anteil von 20 % erneuerbarer Energien (EE) am Gesamtenergieverbrauch sowie die Verbesserung der Energieeffizienz um 20 % in den Mitgliedsstaaten der EU gegenüber dem Stand von 1990. Auf Basis des Klima- und Energiepakets 2020 wurde im Oktober 2014 das Klima- und Energiepaket 2030 [3] angenommen, welches die Zielvorgaben für das Jahr 2030 fortschreibt: Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 %, Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen am Energieverbrauch auf mindestens 27 % und Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 27 % gegenüber dem Stand von 1990. Langfristig strebt die Europäische Union ein klimaneutrales Energie- und Wirtschaftssystem an [4]. Um diese Ziele zu erreichen, ist eine tiefgreifende Transformation des europäischen Energiesystems notwendig. Diese Transformation hat bereits begonnen und ist im Wesentlichen durch die Abkehr von fossilen Brennstoffen und einer zunehmenden Integration erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmesektor gekennzeichnet [5]. Ein wichtiges Instrument zur Senkung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor stellt außerdem das 2005 eingeführte Emissionshandelssystem (EHS) dar. Aktuelle Prognosen gehen davon aus, dass die EU die Ziele für das Jahr 2020 erreichen wird [6].

Im Kontext der europäischen Energiepolitik wurde in Deutschland das Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung [7] entwickelt. Bis zum Jahr 2030 sollen mindestens 55 % weniger Treibhausgase als 1990 emittiert und bis Mitte des Jahrhunderts eine weitestgehend neutrale Klimabilanz erreicht werden. Hierfür muss u. a. die Stromproduktion schrittweise von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Ein wichtiges Instrument zum Erreichen dieses Ziels stellt das *Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien* (EEG) dar. Seit 2000 regelt es die bevorzugte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und deren Förderung [8]. In der Präambel der aktuellen Fassung¹ ist das Ziel formuliert, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch schrittweise auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 zu erhöhen: Bis 2025 soll dafür der EE-Anteil auf 40-45 % und bis 2035 auf 55-60 % ansteigen (vgl. Abbildung 1-1). Diese Ziele sollen durch folgende Ausbaupfade erreicht werden [8]:

Steigerung der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen um 2500 MW/a (brutto)

¹ vom 1. August 2014

- Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land um 2500 MW/a (brutto)
- Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen auf See auf insgesamt 6500 MW im Jahr 2020 und 15000 MW im Jahr 2030

Im Zeitraum zwischen 1990 und 2017 wurde der Ausbau erneuerbarer Energien massiv vorangetrieben (vgl. Abbildung 1-1). Ende 2017 betrug die gesamte installierte Netto-Nennleistung 114 GW, davon 56 GW Windenergie und 42 GW Photovoltaik. Mit einem Anteil von 36,3 % am Brutto-Stromverbrauch (218 TWh) stellen sie heute einen wichtigen Bestandteil der Stromversorgung dar. Bezogen auf die Brutto-Stromproduktion sind die wichtigsten Erzeugungstechnologien innerhalb der erneuerbaren Energien Windenergie (16,3 %), Biomasse (6,9 %) und Photovoltaik (6,1 %). Da das Potenzial für Wasserkraft und Biomasse in Deutschland weitestgehend ausgeschöpft ist, werden Windenergie und Photovoltaik das zukünftige, regenerative Stromsystem dominieren [9, 10].





Die Stromproduktion von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ist wetterabhängig und weist eine hohe Volatilität sowie einen ausgeprägten Jahres- und Tagesgang auf. Zudem sind die Prognosen der Stromproduktion aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit Unsicherheiten behaftet (vgl. Abbildung 1-2). Die Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlicher Stromproduktion nehmen in der Regel mit kürzeren Vorlaufzeiten ab, können jedoch auch bei Kurzfristprognosen mehrere GW betragen. Um Stromnachfrage und Stromproduktion jederzeit auszugleichen, müssen disponible Speicher- und Erzeugungsanlagen in der Lage sein den verbleibenden Strombedarf zu decken sowie Prognosefehler auszugleichen.



Abbildung 1-2: Tatsächliche und prognostizierte Stromproduktion von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in Deutschland; Datenquelle [12]

Die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem stellt für Energieversorgungsunternehmen, insbesondere Betreiber konventioneller Kraftwerke, eine technische und wirtschaftliche Herausforderung dar. Aufgrund von Einspeisevorrang und -vergütung sowie geringer Grenzkosten verdrängen erneuerbare Energien zunehmend konventionelle Kraftwerke aus dem Strommarkt. In Situationen mit hohem Dargebot an Wind und Sonne übernehmen sie bereits heute einen Großteil der Stromproduktion in Deutschland (vgl. Abbildung 1-3). Dadurch sinken die durchschnittliche und minimale Residuallast², während die maximale Residuallast, welche durch gesicherte Erzeugungsleistung bereitgestellt werden muss, annähernd konstant bleibt. Gleichzeitig nehmen die Häufigkeit und das Ausmaß von Änderungen der Residuallast sowie die dabei auftretenden Gradienten zu [13]. Weiterhin ergibt sich aus den Prognosefehlern von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ein Bedarf an kurzfristig einsetzbarer Leistung. Dies erfordert eine flexible Einsatzweise konventioneller Erzeugungs- und Speicheranlagen, um jederzeit Stromnachfrage und -angebot auszugleichen. Aus technischer Sicht eignen sich hierfür insbesondere offene Gasturbinenkraftwerke (GT), Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) und Pumpspeicherkraftwerke (PSW) sowie mit Einschränkungen moderne Steinkohlekraftwerke. Diese Kraftwerke weisen typischerweise geringe Anfahrzeiten und -kosten sowie hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten auf.

²Die Residuallast ist die Stromnachfrage abzüglich EE-Einspeisung und wird durch disponible Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie den grenzüberschreitenden Stromhandel gedeckt.



Abbildung 1-3: Einfluss der Stromprudktion aus erneuerbaren Energien auf die residuale Stromnachfrage; Datenquelle [13]

Um die Versorgungssicherheit zu erhalten, wird es auf absehbare Zeit einen Bedarf an gesicherter, flexibler Erzeugungsleistung sowie Übertragungskapazitäten geben. Voraussichtlich wird die gesicherte Leistung weiterhin in erster Linie durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden [14]. In Anbetracht der Ausbauziele für erneuerbare Energien in Deutschland und Europa ist zu erwarten, dass die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise konventioneller Kraftwerke in Zukunft weiter steigen werden. Diesen Anforderungen kann zum einen durch eine Flexibilisierung von Bestandsanlagen und zum anderen durch den Neubau von flexiblen Kraftwerken und Speichern begegnet werden. Perspektivisch soll die Integration erneuerbarer Energien durch die Flexibilisierung der Nachfrage, der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Transport sowie dem Ausbau von Speicherkapazitäten gewährleistet werden [15, 10, 16]. Dies ermöglicht zudem, den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch zu erhöhen und stellt langfristig einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele dar.

1.2 Grundlagen des liberalisierten Strommarktes

Die Harmonisierung und Liberalisierung des europäischen Binnenmarktes für Energie ist ein laufender Prozess, der 1996 mit der Verabschiedung der Richtlinie *96/92/EG* begann und 2003 und 2009 durch die Verabschiedung der Richtlinien *2003/54/EG* und *2009/72/EG* fortgesetzt wurde. In Deutschland wurden diese Richtlinien durch Neufassungen des Energiewirtschaftsgesetzes in nationales Recht umgesetzt [17]. Derzeit (Stand 2018) liegt der Vorschlag für eine Richtlinie mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt *"Saubere Energie für alle Europäer"* vor, welche die aktuell geltende Richtlinie ablösen soll [18].

Ein weiteres zentrales Element der europäischen Energiepolitik ist die fortschreitende Integration der europäischen Strommärkte [19]. Ausgehend von der Kopplung der Strommärkte Zentralwesteuropas (CWE) im Jahr 2010, umfasst das sogenannte Multi-Regional-Coupling derzeit die Marktgebiete von 19 Ländern, auf welche 85 % des europäischen Strombedarfs entfallen. Seit 2015 wird für den vortägigen Stromhandel zwischen den Marktgebieten der CWE Region die lastflussbasierte Marktkopplung eingesetzt [20]. Seit Juni 2018 ist außerdem der grenzüberschreitende untertägige Stromhandel zwischen den Ländern Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Lettland, Litauen, Norwegen, den Niederlanden, Österreich, Portugal, Schweden und Spanien möglich. Die Allokation der Übertragungskapazitäten wird unter Berücksichtigung der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt.

1.2.1 Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem

In liberalisierten Elektrizitätsmärkten werden Erzeugung, Handel und Vertrieb von Elektrizität über Strommärkte organisiert. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit muss sichergestellt sein, dass die Wirkleistungsbilanz jeder Zeit ausgeglichen ist. Dabei kommt dem Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem [17] eine zentrale Rolle zu. Jeder Marktteilnehmer (Erzeuger, Versorger, Händler und Übertragungsnetzbetreiber) wird einem Bilanzkreis zugeordnet, dessen ordnungsgemäße Bewirtschaftung durch den Bilanzkreisverantwortlichen sicherzustellen ist. Im Systembetrieb werden in Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber verbleibende Wirkleistungsungleichgewichte durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen. Diese treten durch fehlerhafte Prognosen der Stromproduktion und -nachfrage sowie durch ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen oder Netzbetriebsmitteln auf.

Es ist die Aufgabe der Bilanzkreisverantwortlichen, die eingespeiste und entnommene Strommenge innerhalb ihrer Bilanzkreise durch den Handel von Strom oder durch den Einsatz von Erzeugungsanlagen auszugleichen und dem Übertragungsnetzbetreiber die prognostizierten Fahrpläne zu melden. Dies ermöglicht den kurzfristigen Ausgleich von Prognosefehlern über den Strommarkt bis 15 Minuten vor Lieferung der Stromproduktion. Ist ein Bilanzkreis zum Zeitpunkt der Erfüllung der Handelsgeschäfte nicht ausgeglichen, wird diese Bilanzabweichung durch den Bezug von Ausgleichsenergie durch den Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen. Die Summe aller Bilanzabweichungen in einer Regelzone bzw. im Netzregelverbund (Regelzonensaldo) zum Zeitpunkt der Erfüllung wird dann durch den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen. Die Kosten für die Beschaffung der Regelenergie werden von den Übertragungsnetzbetreibern auf die Bilanzkreisverantwortlichen umgelegt. Diese haften für ihre Bilanzabweichungen mit dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Ausgleichsenergiepreis.

1.2.2 Strom- und Regelleistungsmärkte

An Strommärkten werden Angebot und Nachfrage durch den Handel von Elektrizität ausgeglichen. Für den Einsatz konventioneller Kraftwerke ist insbesondere der Stromhandel an den Day-Ahead- und Intraday-Märkten [21, 22] entscheidend (vgl. Abbildung 1-4). Dort werden Block-, Stunden- und Viertelstundenprodukte³ für den Folgetag bzw. untertägig bis zu einer Vorlaufzeit von 15 Minuten gehandelt. Der untertägige Handel am Intraday-Markt dient in erster Linie dazu, Fehl-

³ In Intervallen gehandelte Energiemenge (Strom) mit definiertem Lieferort (Regelzone oder Marktgebiet) und Lieferzeitpunkt

prognosen der Stromnachfrage oder Stromproduktion kurzfristig auszugleichen. Aufgrund regulatorischer Preisgrenzen und infolge des Wettbewerbs zwischen den Marktteilnehmern orientieren sich die Angebote an Spotmärkten an den Grenzkosten der Stromproduktion.

Gemäß Einspeisevorrang [23, 8] sind die Netzbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet, die Stromproduktion von EE-Anlagen abzunehmen, zu übertragen, zu verteilen und zu vergüten. Mit dem *EEG 2014* wurde das Marktprämienmodell eingeführt und die Direktvermarktung von Neuanlagen⁴ ab einer installierten Leistung von 100 kW vorgeschrieben. Die Betreiber direkt vermarkteter EE-Anlagen erhalten statt der Einspeisevergütung eine Markt- und Managementprämie. Das Marktprämienmodell soll Anreize setzen, EE-Anlagen markt- bzw. bedarfsorientiert einzusetzen. Ende 2018 wurden Anlagen mit einer Gesamtleistung von 67 GW direktvermarktet; davon sind 73 % Windenergieanlagen [24].



Abbildung 1-4: Strom- und Regelleistungsmärkte

Zur Beschaffung von Regelleistung organisieren die deutschen Übertragungsnetzbetreiber außerdem einen Regelleistungsmarkt [25]. An diesem werden sowohl die Vorhaltung von Regelleistung als auch der Abruf von Regelenergie, der sich hinsichtlich des Abrufprinzips und ihrer zeitlichen Aktivierung unterscheidet, gehandelt. Ein Angebot beinhaltet einen Leistungs- und einen Arbeitspreis. Der angebotene Leistungspreis bemisst sich in der Regel an den erwarteten Opportunitätskosten⁵ für die Vorhaltung von Regelleistung und ist neben dem Arbeitspreis entscheidend für einen Zuschlag. Der Arbeitspreis legt die Reihenfolge des Abrufs von Regelenergie und die Vergütung der tatsächlich erbrachten Energiemengen fest. Anbieter von Regelreserve müssen zuvor in einem Präqualifikationsverfahren nachweisen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung von Regelreserve erfüllen.

⁴ Inbetriebnahme ab 1. Januar 2016

⁵ Die Opportunitätskosten entsprechen weitestgehend entgangenen Erlösen durch eingeschränkte Vermarkungsmöglichkeiten am Spotmarkt

1.2.3 Kraftwerkseinsatzplanung

Auf Basis der Handelsergebnisse und Lieferverpflichtungen planen die Energieversorgungsunternehmen den Einsatz ihrer Speicher- und Erzeugungsanlagen. Das Ziel der Kraftwerkseinsatzplanung ist es, unter Berücksichtigung technischer Restriktionen die Deckungsbeiträge der Anlagen zu maximieren bzw. die variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten zu minimieren sowie den Bilanzkreis ordnungsgemäß zu bewirtschaften.

Innerhalb des deutschen Marktgebietes findet keine präventive Engpassbewirtschaftung statt. Eine präventive Engpassbewirtschaftung kann u. a. durch zonale oder nodale Preissysteme, differenzierte Netznutzungs- und Netzanschlussentgelte oder regionale Einspeiserechte umgesetzt werden [26]. Folglich bestehen für Energieversorgungsunternehmen und andere Marktteilnehmer keine direkten Anreize, erwartete Netzengpässe bei der Durchführung von Handelsgeschäften und der Kraftwerkseinsatzplanung zu berücksichtigen. Eine Änderung dieser regulatorischen Rahmenbedingung ist zwar denkbar, kurz- bis mittelfristig aber aufgrund organisatorischer und juristischer Probleme nicht zu erwarten. Zudem ist es das Ziel der Bundesregierung, trotz Verzögerungen beim Netzausbau eine einheitliche Preiszone zu erhalten [27]. Eine Aufteilung in mehrere Preiszonen (z. B. Nord- und Süddeutschland) würde zu unterschiedlichen Großhandelsstrompreisen innerhalb Deutschlands führen.

1.3 Aktuelles Marktumfeld für konventionelle Kraftwerke

Die Integration erneuerbarer Energien in das europäische Stromversorgungssystem bedingt eine veränderte Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke. Diese werden wesentlich flexibler betrieben, um die volatile, dargebotsabhängige Stromproduktion von erneuerbaren Energien zu ergänzen und der Stromnachfrage anzupassen. Insbesondere die heute in Betrieb befindlichen Kohle- und Kernkraftwerke wurden ursprünglich für den Betrieb als Grund- und Mittellastkraftwerke unter der Voraussetzung hoher Volllastbetriebsstunden ausgelegt und optimiert. Rückläufige Volllaststunden, Teillastbetrieb, An- und Abfahrten sowie Lastwechsel prägen den Kraftwerkseinsatz bereits heute. Die flexiblere Betriebsund Einsatzweise wirkt sich auf den Verschleiß von Kraftwerkskomponenten und auf die Lebensdauer der Kraftwerke aus. Aufgrund des Merit-Order-Effekts [28] und rückläufiger Volllaststunden [29] sind die Betreiber konventioneller Anlagen gleichzeitig mit wirtschaftlichen Herausforderungen konfrontiert.

1.3.1 Erzeugungsstruktur und wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Der Anteil fossiler Energieträger an der Brutto-Stromproduktion sank zwischen 1990 und 2017 von 65 auf 50 % (vgl. Abbildung 1-5). Gleichzeitig ist ein Rückgang der durchschnittlichen Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken (seit 2002) und von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken (seit 2007 bzw. 2008) zu verzeichnen. Dies ist ein Indikator dafür, dass die Kraftwerke flexibler eingesetzt werden. Besonders deutlich ist diese Entwicklung bei Steinkohlekraftwerken ausgeprägt: Deren Brutto-Stromerzeugung ist im Zeitraum von 2008 bis 2017 um 26 % zurückgegangen, während die Brutto-Stromerzeugungskapazität um 10 % zunahm. Kurzfristig wurde dieser Trend durch den Beschluss der endgültigen Außerbetriebnahme von acht Kernkraftwerken und dem stufenweisen Atomausstieg bis 2022 infolge der Nuklearkatastrophe von Fukushima abgeschwächt [30]. Im Zeitraum von 2002 bis 2017 ist der durchschnittliche Börsenstrompreis von 67 auf 33 €/MWh gesunken [21, 22]. Dies hat u. a. dazu geführt, dass das Stromexportsaldo Deutschlands im selben Zeitraum von 0,7 TWh auf 55 TWh gestiegen ist [31].



Abbildung 1-5: Stromproduktion und -verbrauch in Deutschland; Datenquelle [31]

Die zuvor genannten Entwicklungen senken die Deckungsbeiträge, welche konventionelle Kraftwerke an den Strommärkten erwirtschaften können. Sind diese nicht ausreichend, um die fixen Betriebskosten und Investitionsausgaben zu decken, ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen nicht möglich. Dies spiegelt sich u. a. in der wirtschaftlichen Lage der großen deutschen Energieversorgungsunternehmen Uniper (ehemals E.ON), LEAG (ehemals Vattenfall), RWE und EnBW wider. Häufig werden Kraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen vor Erreichen der technischen Lebensdauer zur Stilllegung angezeigt. Von 2011 bis 2017 wurden in Deutschland Kraftwerke mit einer installierten Netto-Nennleistung von 25 GW außer Betrieb genommen oder in die Sicherheitsbereitschaft, Kapazitäts- oder Netzreserve überführt [32]. Davon entfallen 10,4 GW auf Steinkohlekraftwerke und 6,8 GW auf Erdgaskraftwerke. Im selben Zeitraum wurden Kraftwerke mit einer installierten Netto-Nennleistung von 12,5 GW in Betrieb genommen. Über die Hälfte (7,5 GW) davon sind KWK-Anlagen.

Eine Studie der TU München zum Flexibilitätsbedarf im Stromsektor [33] kommt u. a. zu folgenden wesentlichen Schlussfolgerungen für die aktuelle Situation (2015) konventioneller Kraftwerke infolge der zunehmenden Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem:

 Steinkohlekraftwerke decken hochflexibel die Mittellast ab und zeigen im Verhältnis zu der installierten Leistung die höchsten Gradienten. Im Bereich der Spitzenlast werden Gaskraftwerke (ohne KWK) ebenfalls sehr flexibel bei hoher Nachfrage eingesetzt.

- Der deutsche Exportsaldo nimmt aufgrund der niedrigen Grenzkosten weiter zu und verdrängt ausländische Erzeugungskapazitäten. Der niedrige Börsenstrompreis erschwert jedoch den wirtschaftlichen Betrieb konventioneller Kraftwerke in Deutschland. Aufgrund des geringen Spreads am Strommarkt wächst außerdem der wirtschaftliche Druck auf Pumpspeicherkraftwerke.
- Da ein Teil der konventionellen Kraftwerke nicht flexibel auf eine geringe residuale Stromnachfrage reagiert, treten Situationen mit negativen Strompreisen häufiger auf. Dies ist vor allem auf technische (Mindestlast und Anfahrzeit) und wirtschaftliche Gründe (Opportunitätskosten), weitere Versorgungsaufgaben (Prozess- oder Fernwärme) oder Bereitstellung von Systemdienstleistung (Frequenz- oder Spannungshaltung) zurückzuführen.

Es ist zu erwarten, dass der geplante Ausbau erneuerbarer Energien mittelfristig die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke weiter erhöht und der wirtschaftliche Druck auf die Betreiber zunimmt. Dies zeigen verschiedene Studien [29], welche einen weiteren Rückgang der Volllaststunden fossil befeuerter Kraftwerke in Deutschland bis zum Jahr 2050 prognostizieren. Die weitere Entwicklung des Börsenstrompreises hängt v. a. von den zukünftigen Preisen für Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate ab: Dementsprechend zeigen Studien zur zukünftigen Entwicklung des Strompreises eine hohe Varianz. Tendenziell werden jedoch gleichbleibende bis steigende Börsenstrompreise prognostiziert, die häufig auf höhere Preise für CO₂-Emissionszertifikate zurückzuführen sind. In diesem Kontext wird über eine Anpassung des aktuellen Marktdesigns diskutiert [34]. Es soll garantieren, dass konventionelle Kraftwerke, welche zum Erhalt der Versorgungssicherheit notwendig sind, wirtschaftlich betrieben werden können.

1.3.2 Mindesterzeugung und konventioneller Erzeugungssockel

Im Bericht der Bundesnetzagentur über die Mindesterzeugung [35] werden technische und wirtschaftliche Ursachen für den unflexiblen Einsatz konventioneller Kraftwerke untersucht und Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität vorgeschlagen. In Bezug auf die Ursachen wird zwischen Mindesterzeugung und konventionellem Erzeugungssockel unterschieden. Die Mindesterzeugung ist die Einspeiseleistung, welche von den Netzbetreibern explizit angefordert wird. Dazu zählen positive Redispatch- und Regelleistung sowie vorgehaltene negative Regelleistung und deren Besicherung. Der konventionelle Erzeugungssockel ist dagegen die Einspeiseleistung, welche aufgrund anderer technischer und wirtschaftlicher Limitierungen in geringem Umfang auf den Börsenstrompreis reagiert. Diese ist unter anderem auf Kraftwerkstechnik, Wärmebelieferung, Erlöse aus KWK-Förderung, Eigenversorgung, Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten, Prozessbindung und Besicherungsleistung zur Bilanzkreisbewirtschaftung zurückzuführen. In Situationen, in welchen die residuale Stromnachfrage geringer als der konventionelle Erzeugungssockel ist, treten negative Börsenstrompreise auf und der überschüssige Strom wird in benachbarte Strommärkte exportiert [21, 22].

Halten die negativen Börsenstrompreise länger als sechs Stunden an, werden direktvermarktete EE-Anlagen häufig abgeregelt, da diese in diesen Situationen keine Marktprämie erhalten [8, 24]. In den analysierten Stunden des Jahres 2015 beträgt die Mindesterzeugung 3,2 bis 4,6 GW und der konventionelle Erzeugungssockel 18,8 bis 23,6 GW. Insgesamt beträgt die unelastische Einspeiseleistung zwischen 23,4 bis 28,1 GW, davon entfallen in den betrachteten Zeitpunkten 69-73 % auf Kernenergie- und Braunkohlekraftwerke und 22-27 % auf Steinkohleund Erdgaskraftwerke. Als wesentliche Faktoren für den konventionellen Erzeugungssockel werden im Bericht in über 80 % der Fälle technische Restriktionen genannt. Weitere Gründe sind die Fernwärmeversorgung und Prozessintegration. Ökonomische Gründe spielen laut Kraftwerksbetreiber dagegen eine untergeordnete Rolle. Jedoch wird darauf hingewiesen, dass die Informationslage für eine eindeutige Bewertung teilweise unzureichend ist. Als Maßnahme zur Absenkung der Mindesterzeugung wird die Vorhaltung negativer Regelleistung durch EE-Anlagen vorgeschlagen. Potenzial für die Reduzierung des konventionellen Erzeugungssockels werden in einer Flexibilisierung konventioneller Anlagen sowie ökonomischen Anreizen im Bereich Eigenverbrauch, Netzentgelte und KWK-Förderung gesehen.

1.4 Operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke

Die operative Flexibilität von Kraftwerken beschreibt die Fähigkeit, die Stromproduktion in einem definierten Betriebsbereich anzupassen und vom Stillstand in einen stabilen Betriebspunkt anzufahren. Sie wird durch die Kennwerte Mindestleistung, Leistungsänderungsrate und Anfahrzeit (in Abhängigkeit der vorhergehenden Stillstandszeit) definiert. Zudem haben variable Betriebs- und Instandhaltungskosten durch Anfahrvorgänge und Lastwechsel einen Einfluss auf die Flexibilität von Kraftwerken. Tabelle 1-1 zeigt die Vor- und Nachteile einer Flexibilisierung fossil befeuerter Kraftwerke sowie limitierender Prozesse und Komponenten. Die operative Flexibilität von Braun- und Steinkohlekraftwerken ist im Wesentlichen durch die Voraussetzungen für eine stabile Verbrennung und der thermischen Belastbarkeit von Dampferzeuger und -turbine limitiert. Braunkohlekraftwerke sind typischerweise auf einen Betrieb bei Nennleistung und hohen Volllaststunden ausgelegt. Aufgrund des hohen Wassergehaltes der Braunkohle (45-60 %) entsteht bei der Feuerung ein hoher Rauchgasvolumenstrom. Dies erfordert einen großen Dampferzeuger, welcher langsame und kostenintensive Anfahrvorgänge und Lastwechsel bedingt. Steinkohlekraftwerke haben eine höhere Flexibilität als Braunkohlekraftwerke, da der geringere Wassergehalt (2-7 %) des Brennstoffes eine kleinere Dimensionierung der Kraftwerkskomponenten zulässt. Offene Gasturbinen- und Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke sind typischerweise für die Mittel- bis Spitzenlast ausgelegt und weisen eine hohe Flexibilität auf [36].

	Geringere Mindestleis- tung	Höhere Leistungsände- rungsrate	Geringere Anfahrzeit
Vorteile	Größerer Betriebsbe- reich	Schnelleres Anfahren von Lastpunkten	Schnelleres Anfahren
Nachteile	Wirkungsgradverluste in Teillast	Höhere thermische Belastung von Komponenten	
Grenzen	Stabile Verbrennung	Zulässige Temperaturgradienten von Komponenten	
		Dampfspeicherung und Brennstoffzufuhr ⁶	

Tabelle 1-1: Einfluss, Nachteile und Grenzen der operativen Flexibilität

Eine Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke kann die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem unterstützen und gleichzeitig die Vermarktungsmöglichkeiten am Strom- und Regelleistungsmarkt verbessern. Derzeit existieren verschiedene technische Konzepte, um die operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke zu erhöhen. Dazu zählen die indirekte Feuerung und Zusatzfeuerung, der Einmühlenbetrieb, thermische Speicher für die Speisewasservorwärmung, die Optimierung des Leitsystems, die Anpassung des Turbinendesigns und die Verwendung dünnwandiger Komponenten. Eine flexible Einsatzweise führt jedoch auch zu einer höheren Belastung von Kraftwerkskomponenten und kann deren technische Lebensdauer reduzieren sowie die variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten steigern [36, 37].

1.5 Flexibilisierungsanforderungen im Kontext der Energiewende

Im Rahmen verschiedener Studien werden die zukünftigen Anforderungen an eine flexible Einsatzweise konventioneller Kraftwerke sowie die Wirksamkeit verschiedener Flexibilisierungsoptionen im Kontext der Energiewende untersucht. Das Ziel des Forschungsvorhabens Flexibilisierung der zukünftigen Betriebs- und Einsatzweise des fossil befeuerten Kraftwerkspark [38] war es, die Auswirkungen einer fortschreitenden Integration erneuerbarer Energien auf die zukünftige Betriebs- und Einsatzweise des fossil befeuerten Kraftwerksparks in Deutschland zu untersuchen, verschiedene Flexibilisierungsmaßnahmen zu bewerten und zukünftige Flexibilisierungsanforderungen zu ermitteln. Dabei wurde neben den technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften des fossil befeuerten Kraftwerksparks auch Restriktionen des Übertragungsnetzes im Sinne von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen berücksichtigt. Die Simulationsstudien auf Basis eines Strommarktmodells haben gezeigt, dass eine Flexibilisierung fossil befeuerter Kraftwerke zu geringeren variablen Gesamtkosten und CO₂-Emissionen sowie zu einem höheren EE-Anteil an der Stromproduktion führen kann. Eine Absenkung der Mindestleistung zeigte auf die genannten Kriterien dabei den stärksten

⁶ Bei Braun- und Steinkohlekraftwerken

Einfluss. Im Forschungsprojekt Partner-Dampfkraftwerk für die regenerative Stromerzeugung [39] wurden verschiedene technische Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität von Dampfkraftwerken bewertet. Hierfür wurde der Einsatz von Referenzkraftwerken für verschiedene energiewirtschaftliche Szenarien mit einem Strommarktmodell ermittelt und das Verhalten der Gesamtanlage und ihrer Komponenten mit einem thermodynamischen Modell simuliert. Folgende Maßnahmen wurden in Bezug auf Ihre Flexibilitätssteigerung und Wirtschaftlichkeit (betriebswirtschaftlich) untersucht: Reduzierung der Mindestlast, Verkürzung der An- und Abfahrzeiten sowie thermische Speicher. Die Ergebnisse zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit von Investition in die Flexibilisierung von Kraftwerken im Einzelfall unter Berücksichtigung von Kosten sowie Erlösen auf Spot- und Kurzfristmärkten zu untersuchen sind. In der Arbeit A parametric approach for the valuation of power plant flexibility options [40] wird ein Modell zur wirtschaftlichen Bewertung von Flexibilitätsoptionen auf Basis von Strompreiszeitreihen vorgestellt. Die Ergebnisse zeigen für vier ausgewählte Anwendungsfälle, dass die Verbesserung der Lastfolgefähigkeit einen geringeren wirtschaftlichen Effekt hat als eine Absenkung der Mindestleistung.

Die in den zuvor genannten Arbeiten verwendeten Modelle planen den Anlageneinsatz auf Basis vortägiger Prognosen der Stromnachfrage und Stromproduktion erneuerbarer Energien und vernachlässigen kurzfristige Änderungen des Anlageneinsatzes aufgrund von Prognosefehlern. Folglich können die tatsächlichen Anforderungen an eine flexible Leistungsbereitstellung, insbesondere in Bezug auf die Anfahrzeit und Leistungsänderungsrate, abweichen. Daraus konnte weiterer Forschungsbedarf bezüglich der zukünftigen Flexibilisierungsanforderungen konventioneller Kraftwerke unter Berücksichtigung von Prognosefehlern der Stromproduktion erneuerbarer Energien abgeleitet werden.

1.6 Ziele und Aufbau der Dissertation

Im Rahmen dieser Arbeit sollen die zukünftigen Anforderungen an eine flexible Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke in Deutschland unter Berücksichtigung verschiedener energiewirtschaftlicher Entwicklungen bis zum Jahr 2030 ermittelt werden. Zudem soll geklärt werden, inwieweit der bestehende Kraftwerkspark diesen Anforderungen bereits heute gerecht wird und in welchem Umfang dessen Flexibilisierung die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem verbessert. Hierfür werden der heutige Stand der operativen Flexibilität und die Grenzen einer zukünftigen Flexibilisierung ermittelt sowie verschiedene Flexibilisierungsoptionen im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse aus Systemperspektive bewertet. Diese Arbeit soll folgende zentrale Forschungsfragen beantworten:

- Wie ist der heutige Stand der operativen Flexibilität des fossil befeuerten Kraftwerksparks und welche Anforderungen an eine flexible Einsatzweise sind in Zukunft zu erwarten?
- Wie wird sich die Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke in Abhängigkeit verschiedener energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen bis 2030 entwickeln?

 Welchen Einfluss haben Prognosefehler der Stromproduktion von Windenergie- und Photovoltaikanlagen und eine Flexibilisierung auf das deutsche Stromversorgungssystem sowie auf die Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke?

Zur Untersuchung dieser Forschungsfragen wird ein Unit Commitment (UC) Modell (vgl. Kapitel 2) sowie vier energiewirtschaftliche Szenarien (vgl. Kapitel 3) für die Strommärkte Deutschland, Österreich, Schweiz, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Dänemark (Ost/West), Polen und Tschechien entwickelt. In Kapitel 4 werden die Szenarien hinsichtlich der Anforderungen an eine flexible Einsatzweise konventioneller Kraftwerke sowie der aktuelle Stand der Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke analysiert. Im Rahmen von Simulationsstudien werden in Kapitel 5 die Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke, die variablen Kosten und die CO₂-Emissionen der Stromproduktion sowie der grenzüberschreitende Stromhandel analysiert.

1.7 Veröffentlichte Teile der Arbeit

Teile der vorliegenden Dissertation wurden durch den Autor bereits veröffentlicht. Erste Simulationsstudien zum Thema Flexibilisierung fossil befeuerter Kraftwerke wurden als Konferenzbeiträge beim Internationalen ETG Kongress 2015 [74] und beim Kraftwerkstechnischen Kolloquium 2016 [75] vorgestellt und in den jeweiligen Tagungsbänden publiziert. Die Ergebnisse des Projektes Flexibilisierung der zukünftigen Betriebs- und Einsatzweise des fossil befeuerten Kraftwerkspark wurden im Abschlussbericht [38] veröffentlicht. Zudem entstand ein Konferenzbeitrag für den VGB Kongress Kraftwerke 2015 sowie ein Artikel in der Fachzeitschrift VGB PowerTech [66] zu Power-to-Heat als Flexibilitätsoption im deutschen Stromversorgungssystem.

2 Simulationsmodell

Für die quantitative Analyse von Energie- und Stromversorgungssystemen wurden seit Anfang der 1980er Jahre verschiedene Simulationsmodelle, welche sich hinsichtlich Modellierungs- und Lösungsverfahren sowie des Umfangs und des Zeithorizonts unterscheiden, entwickelt [41]. Fundamentale Strommarktmodelle bilden Stromproduktion, -verbrauch und -transport isoliert von anderen Sektoren in einem hohen Detailierungsgrad ab. Aufgrund der relativ unelastischen Nachfrage nach Elektrizität liegt der Fokus in der Regel auf einer detaillierten Modellierung von Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie dem Stromtransport. Einzelne Kraftwerke werden durch zahlreiche technische und wirtschaftliche Parameter beschrieben. Insbesondere thermische und hydraulische Kraftwerke weisen komplexe technische, teilweise intertemporale, Restriktionen auf. Fundamentale Strommarktmodelle eignen sich dafür, den Einfluss regulatorischer, wirtschaftlicher und technischer Rahmenbedingungen auf verschiedene Indikatoren des untersuchten Systems abzuschätzen. Dazu zählen u. a. Kenngrößen der Versorgungssicherheit, Energie- und Strompreise, Konsumenten-, Produzenten- und Engpassrente, Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen sowie die Nutzung von Ressourcen. Sie werden u. a. eingesetzt um die sozialen, ökonomischen und ökologischen Folgen von energie- und klimapolitischen Handlungsoptionen zu bewerten. In der Studie [42] wird ein Überblick über Strommarktmodelle, welche in europäischen Organisationen verfügbar sind oder von diesen genutzt werden, gegeben. Bezüglich der zugrundeliegenden Methodik werden die Modelle meist als Optimierungsprobleme definiert, deren mathematischer Ansatz häufig auf einer linearen oder gemischt-ganzzahligen Programmierung basiert. Rund die Hälfte der Modelle sind laut Studie dafür geeignet die Flexibilität von Stromversorgungssystemen zu analysieren. Rund 30 % der Modelle sind UC-Modelle, welche Lastwechsel und Anfahrvorgänge, meist mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde, selten im Minutenbereich modellieren. UC-Modelle stellen eine Kategorie von fundamentalen Strommarktmodellen dar, welche über einen definierten Zeitraum den kostenoptimalen Einsatz von Erzeugungs- und Speicheranlagen zur Erfüllung von Versorgungaufgaben unter Berücksichtigung verschiedener technischer und wirtschaftlicher Restriktionen ermitteln. Sie zeichnen sich durch eine potenziell hohe zeitliche Auflösung und detaillierte Modellierung der operativen Flexibilität konventioneller thermischer und hydraulischer Kraftwerke aus und eignen sich daher für die in dieser Arbeit untersuchten Forschungsfragen.

Durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien nimmt die Bedeutung von Unsicherheiten im Stromversorgungssystem zu. In diesem Kontext werden vermehrt zwei- und mehrstufige UC-Modelle (MSUC) entwickelt und eingesetzt, um Unsicherheiten in der vortägigen Einsatzplanung zu berücksichtigen. Diese Modelle nutzen Verfahren, mit welchen Unsicherheiten direkt modelliert werden können. Zu diesen Verfahren zählen u. a. die Stochastische Optimierung und Robuste Optimierung sowie Chance-Constrained Programming. In zwei- und mehrstufigen UC-Modellen wird zwischen rekursiven und nicht-rekursiven Entscheidungsvariablen unterschieden. Die erste Stufe enthält nicht-rekursive Variablen, welche Entscheidungen darstellen, die zum Zeitpunkt der Planung fixiert werden. In der Regel wird die Entscheidung, ob ein Kraftwerk in Betrieb ist, nicht-rekursiv modelliert, um ganzzahlige Variablen in den folgenden Stufen zu vermeiden. Rekursive Variablen können zu einem späteren Zeitpunkt, nach Auflösung der Unsicherheit, revidiert werden. Diese Variablen beschreiben unter anderem die tatsächliche Stromproduktion eines Kraftwerks unter Einhaltung des in der ersten Stufe geplanten Betriebs. Aufgrund der sehr hohen Komplexität dieser Modelle beschränkt sich deren Anwendung zumeist auf wissenschaftliche Fragestellungen. Im europäischen Stromversorgungssystem werden hingegen Unsicherheiten durch den kurzfristigen untertägigen Stromhandel und den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen [43].

Während sich die zuvor genannten Verfahren besonders dafür eignen Unsicherheiten zu modellieren, ist die Abbildung der operativen Flexibilität und damit deren Anwendung im Kontext der in Kapitel 1.6 genannten Forschungsfragen, aufgrund folgender Eigenschaften bedingt geeignet: MSUC weisen keine zeitkontinuierliche Modellierung in der zweiten und den nachfolgenden Stufen auf, zudem sind Anfahrentscheidungen in der Regel auf die erste Stufe beschränkt. Daher wurde in dieser Arbeit ein alternativer Ansatz entwickelt, welcher Unsicherheiten berücksichtig und gleichzeitig die Anforderungen an die operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke korrekt abbildet. In den folgenden Unterkapiteln wird dieses Modell beschrieben.

2.1 Modellübersicht

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein untertägiges UC-Modell entwickelt, dessen Fokus auf der detaillierten Modellierung der operativen Flexibilität konventioneller Kraftwerke liegt und das technische Grenzen, variable Kosten und CO₂-Emissionen von Teil- und Mindestlastbetrieb, Lastwechseln und Anfahrvorgängen detailliert abbildet. Um die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise konventioneller Kraftwerke adäquat zu erfassen, werden außerdem unsichere Prognosen der Stromproduktion aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen berücksichtigt sowie der kurzfristige grenzüberschreitende Stromhandel zwischen Deutschland und benachbarten Strommärkten endogen modelliert. Hierfür werden alle relevanten Eigenschaften des untersuchten Systems linear approximiert und als gemischt-ganzzahlig lineares Programm (vgl. Gleichung 2-1) formuliert. Dieses besteht aus einer linearen Zielfunktion und einem System linearer Ungleichungen, den sogenannten Nebenbedingungen. Das Ziel ist es, Variablenwerte zu finden, welche die Zielfunktion minimieren. Insgesamt umfasst das Problem nVariablen. Eine Teilmenge (n - p) der Variablen ist ganzzahlig, diese beschreiben ob ein Kraftwerk in oder außer Betrieb ist.

$$\min c^{\mathrm{T}} x$$
u. d. N. $Ax \le b$

$$x \in \mathbb{R}^{p} \cdot \{0,1\}^{n-p}$$
(2-1)
Die Einsatzplanung erfolgt im Rahmen einer stündlich aktualisierten, rollierenden Planung mit nicht-äquidistanten Zeitschritten⁷ (vgl. Abbildung 2-1). Dabei werden die geplante Strom- und Wärmeproduktion sowie Vorhaltung von Regelleistung zwischen 15 Minuten und 36 Stunden vor Erfüllung der Liefervereinbarungen ermittelt. Weitere Anpassungen des Anlageneinsatzes zu einem späteren Zeitpunkt sowie der Abruf von Regelleistung werden nicht simuliert.



Abbildung 2-1: Rollierende Einsatzplanung

Neben weiteren Eingangsdaten fließen Anfangsbedingungen und eine Anfangslösung aus dem vorherigen Intervall in das aktuelle Planungsintervall ein. Die Anfangsbedingungen enthalten den Anlageneinsatz und Speicherfüllstände zum Zeitpunkt der aktuellen Planung (t+00) sowie Stillstandszeiten, Anfahrentscheidungen und den aktuellen Stand bereits initiierter Anfahrvorgänge. Dadurch können die Anforderungen an die operative Flexibilität konventioneller Kraftwerke durch Prognosefehler der Stromproduktion aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen ermittelt werden.

Die Simulationsergebnisse stellen die geplante Stromproduktion bis 15 Minuten vor Erfüllung der Liefervereinbarung ohne Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen und vor der Erbringung von Systemdienstleistungen dar. Aufgrund verschiedener Annahmen und Vereinfachungen können die Simulationsergebnisse vom realen Systemverhalten abweichen:

- Es wird angenommen, dass die Bewirtschaftung von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten zu einem gesamtwirtschaftlich optimalen Anlageneinsatz führen.
- Prognosefehler des Strom- und Wärmebedarfs sowie der Stromproduktion anderer Erzeugungstechnologien als Windenergie und Photovoltaik werden nicht berücksichtigt.

⁷ Die zeitliche Auflösung variiert zwischen 15 Minuten und drei Stunden

- Fahrplanabweichungen sowie geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten konventioneller Erzeugungs- und Speicheranlagen werden nicht modelliert.
- Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln und die daraus resultierende Veränderung der Übertragungskapazitäten werden nicht modelliert.
- Strom- und spannungsbedingte Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen innerhalb der Marktgebiete (Redispatch) werden vernachlässigt.

2.2 Modellgleichungen

Das gemischt-ganzzahlig lineare Programm umfasst die Zielfunktion (2-2) und die Nebenbedingungen (2-3) bis (2-37). Das Ziel der Optimierung ist es, Werte der unbekannten Variablen⁸ (Kraftwerkseinsatz) zu bestimmen, welche die Zielfunktion (variable Systemkosten) unter Einhaltung der Nebenbedingungen (Versorgungsaufgaben und technische Restriktionen) minimieren.

2.2.1 Variable Systemkosten

Die Zielfunktion (2-2) umfasst die variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten $C_{t,u}^{\text{stat}}, C_{t,u}^{\text{AV}}, C_{t,u}^{\text{LW}}, C_{t,u,r}^{\text{RE}}$ und $C_{t,a,s}^{\text{PSW}}$ aller konventionellen Erzeugungs- und Speicheranlagen u und s zur Erfüllung der Versorgungsaufgaben in den Marktgebieten a bzw. Fernwärmenetzen d zu den Zeitpunkten t. Zu den Versorgungsaufgaben zählen die Deckung der Strom- und Wärmenachfrage, die Vorhaltung von Regelleistung und der Abruf von Regelenergie. Nicht erfüllte Versorgungsaufgaben $P_{t,a}^{\text{ENS}}$ und die Abregelung der Stromproduktion aus EE-Anlagen $P_{t,a}^{\text{ESM}}$ führen zu Strafkosten. Zusätzlich werden die variablen Kosten $C_{t,d}^{\text{HKW}}$ von Heizwerken zur Deckung der Wärmenachfrage erfasst.

$$\min \sum_{t \in T} \left(\sum_{u \in U} \left(C_{t,u}^{\text{stat}} + C_{t,u}^{\text{AV}} + C_{t,u}^{\text{LW}} + \sum_{r \in R} C_{t,u,r}^{\text{RE}} \right) + \sum_{a \in A} \sum_{s \in S} C_{t,a,s}^{\text{PSW}} + \sum_{d \in D} C_{t,d}^{\text{HKW}} \right) + \sum_{t \in T} \sum_{a \in A} \left(P_{t,a}^{\text{ENS}} c^{\text{ENS}} + P_{t,a}^{\text{ESM}} c^{\text{ESM}} \right) \frac{h_{t+1} - h_{t-1}}{2}$$

$$(2-2)$$

Um die operative Flexibilität fossil befeuerte Kraftwerke und Kernkraftwerke u hinreichend genau abzubilden, werden diese Kraftwerke einzeln modelliert. Die Kostenfunktion (2-3) enthält sowohl die wirkungsgradabhängigen Kosten im stationären Betrieb $C_{t,u}^{\text{stat}}$, als auch die variablen Kosten durch Lastwechsel $C_{t,u}^{\text{LW}}$ und Anfahrvorgänge $C_{t,u}^{\text{AV}}$. Speicherkraftwerke s werden aufgrund ihrer hohen Flexibilität und der geringen Abhängigkeit des Wirkungsgrades vom Arbeitspunkt linear modelliert. Dies ermöglicht des Weiteren die Aggregation aller Einheiten dessel-

⁸ Um die Lesbarkeit zu verbessern, werden im Folgenden Parameter normal und Variab-Ien kursiv dargestellt.

ben Anlagentyps⁹ innerhalb eines Marktgebietes zu einer Erzeugungs- bzw. Speicherkapazität. Die variablen Kosten $C_{t,a,s}^{PSW}$ von Speicherkraftwerken umfassen sowohl variable Kosten des stationären als auch des instationären Betriebs.

Aufgrund des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien wird deren Stromproduktion modellexogen modelliert. Die variablen Kosten der Stromproduktion aus EE-Anlagen (inkl. Einspeisevergütung, Markt- und Managementprämie) sind nicht Teil der Zielfunktion, jedoch ist eine Abregelung der Stromproduktion zu Strafkosten möglich.

Die variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten $C_{t,u}^{\text{stat}}$ thermischer Kraftwerke u werden im stationären Betrieb als lineare Funktion der Stromproduktion $P_{t,u}^{\text{E}}$ und Wärmeauskopplung $Q_{t,u}^{\text{KWK}}$ sowie des Betriebszustandes $o_{t,u}^{\text{on}}$ der Erzeugungsanlagen modelliert (vgl. Kapitel 3.3.1.1) und umfassen die Kosten für den Verbrauch von Brennstoff und Emissionszertifikaten sowie sonstige variable Betriebskosten. Der Betriebszustand $o_{t,u}^{\text{on}}$ ist eine binäre Variable: Steht die Anlage still, ist der Wert Null, andernfalls eins.

$$C_{t,u}^{\text{stat}} \ge \left(P_{t,u}^{\text{E}} c_{u}^{\text{stat,el}} + Q_{t,u}^{\text{KWK}} c_{u}^{\text{stat,th}} + o_{t,u}^{\text{on}} c_{u}^{\text{stat,on}}\right) \frac{\mathbf{h}_{t+1} - \mathbf{h}_{t-1}}{2}$$

$$\forall t \in T, u \in U$$

$$(2-3)$$

Die Anfahrkosten $C_{u,t}^{AV}$ für Anlagen im heißen, warmen und kalten Zustand werden über die Gleichungen (2-4) bis (2-5) in Abhängigkeit des Betriebszustandes $o_{t,u}^{on}$ zu den Zeitpunkten *t* und den spezifischen Stillstandszeiten $\tau_u^{off,h}$, $\tau_u^{off,w}$, $\tau_u^{off,k}$ (vgl. Kapitel 3.3.1.2) berechnet. Dabei wird geprüft, ob die Summe der Betriebsvariablen über den Index *t'* gleich Null ist. Ist dies der Fall, hat das Kraftwerk die spezifische Stillstandszeit erreicht und es werden, falls das Kraftwerk anfährt, die spezifischen Anfahrkosten berechnet. Die Nebenbedingung für den ersten Anfahrvorgang innerhalb des aktuellen Planungsintervalls berücksichtigt außerdem die Stillstandszeit τ_u^{off} der Anlage zum Zeitpunkt t_0 , welche sich aus den vorherigen Planungsintervallen errechnet. Die Anfahrkosten umfassen Kosten für Brennstoff und Emissionszertifikate, Kapital- und Instandhaltungskosten und sonstige Kosten.

$$C_{u,t}^{AV} \ge \left(o_{t,u}^{\text{on}} - o_{t-1,u}^{\text{on}}\right)c_{u}^{AV,h}$$

$$\forall t \in T, u \in U$$

$$C_{t,u}^{AV} \ge \left(o_{t,u}^{\text{on}} - \sum_{\substack{t' \in T' \mid t-1 = t' \lor \left(h_t - \tau_u^{AV,w} < h_{t'} \land h_{t'} < h_t\right)} o_{t',u}^{\text{on}}\right)c_{u}^{AV,w}$$

$$\forall t \in T \mid \tau_u^{\text{off,w}} \le \tau_u^{\text{off}} + (h_t - h_{t0}), u \in U$$

$$(2-4)$$

$$(2-5)$$

⁹ Es wird unterstellt, dass Anlagen desselben Typs ähnliche technische und wirtschaftliche Parameter aufweisen.

$$C_{t,u}^{AV} \ge \left(o_{t,u}^{on} - \sum_{t' \in T' | t-1 = t' \lor \left(h_t - \tau_u^{AV,k} < h_{t'} \land h_{t'} < h_t\right)} o_{t',u}^{on}\right) c_u^{AV,k}$$

$$\forall t \in T | \tau_u^{off,k} \le \tau_u^{off} + (h_t - h_{t0}), u \in U$$

$$(2-6)$$

Die variablen Kosten durch Lastwechsel $C_{t,u}^{LW}$ (vgl. Kapitel 3.3.1.2) berücksichtigen positive Leistungsänderungen $P_{t,u}^{E} - P_{t-1,u}^{E}$ zwischen den Zeitpunkten t und t-1im Bereich zwischen Mindest- und Nennleistung. Sie werden als abschnittsweise lineare Funktionen in Abhängigkeit der Leistungsänderungsrate über die Gleichungen (2-7) und (2-8) sowohl für typische als auch schnelle Lastwechsel definiert. Sofern eine Leistungsänderung einem typischen Lastwechsel entspricht, d. h. $\frac{(P_{t,u}^{E} - P_{t-1,u}^{E})}{h_{t} - h_{t-1}} \leq \delta_{u}^{t} P_{u}^{N}$ ist, werden die variablen Kosten $C_{t,u}^{LW}$ über die Nebenbedingung (2-7) begrenzt. Bei höheren Leistungsänderungsraten werden die variablen Kosten $C_{t,u}^{LW}$ durch die Nebenbedingung (2-8) begrenzt.

$$C_{t,u}^{LW} \ge \frac{\left(P_{t,u}^{E} - P_{t-1,u}^{E}\right) - \left(o_{t,u}^{on} - o_{t-1,u}^{on}\right)P_{u}^{N}\zeta_{u}^{\min}}{h_{t} - h_{t-1}} c_{u}^{LW,t}$$

$$\forall t \in T, u \in U$$

$$C_{t,u}^{LW} \ge \frac{\left(P_{t,u}^{E} - P_{t-1,u}^{E}\right) - \left(o_{t,u}^{on} - o_{t-1,u}^{on}\right)P_{u}^{N}\zeta_{u}^{\min}}{h_{t} - h_{t-1}} c_{u}^{LW,s} + c_{u}^{LW,0}$$

$$\forall t \in T, u \in U$$

$$\forall t \in T, u \in U$$
(2-7)
$$(2-7)$$

Die variablen Kosten für Regelreserve $C_{t,u,r}^{RE}$ sind sowohl in der Vorhaltung (siehe Leistungspreis) von Regelleistung und dem Abruf von Regelenergie (siehe Arbeitspreis) begründet. Die Kosten, welche durch die Vorhaltung von Regelleistung entstehen, sind implizit Teil der stationären Betriebs- und Instandhaltungskosten, da durch die Vorhaltung positiver Regelleistung zusätzliche Erzeugungskapazitäten mit höheren Grenzkosten eingesetzt werden. Der Erwartungswert der variablen Kosten für den Abruf von Regelleistung wird explizit, unter Berücksichtigung der Wahrscheinlichkeit π_r^{RE} und Dauer τ_r^{RE} der Erbringung von Regelenergie der Qualität¹⁰ r, über Gleichung (2-9) berechnet. Dabei wird vernachlässigt, dass im Netzregelverbund eine kostenoptimale Aktivierung von Regelleistung stattfindet und die Abrufwahrscheinlichkeit eines Angebots von dessen Arbeitspreis abhängig ist.

$$C_{t,u,r}^{\text{RE}} \ge P_{t,u,r}^{\text{R}} \tau_r^{\text{RE}} \pi_r^{\text{RE}} \left(\frac{c_u^{\text{stat,on}}}{P_u^{\text{N}}} c_u^{\text{stat,el}} \right) \frac{\mathbf{h}_{t+1} - \mathbf{h}_{t-1}}{2}$$

$$\forall t \in T, u \in U, r \in R | \mathbf{i}_r^{\text{sym}} = 0$$
(2-9)

¹⁰ Im Rahmen dieser Arbeit wurden Frequency Containment Reserve, automatic und manual Frequency Restoration Reserve berücksichtigt.

Im Sinne der systemischen Betrachtung werden Kosten und Erlöse von Speichern nicht explizit modelliert, da das Ein- bzw. Ausspeichern elektrischer Energie durch Speicherkraftwerke den Einsatz und die variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten thermischer Kraftwerke beeinflusst. Die variablen Kosten $C_{t,a,s}^{PSW}$ von (Pump-) Speicherkraftwerken *s* werden über die Gleichungen (2-10) und (2-11) linear in Abhängigkeit der Turbinen- und Pumpenleistung $P_{t,a,s}^+, P_{t,a,s}^-$ modelliert. Die variablen Kosten durch Leistungsänderungen werden ebenfalls in dieser Gleichung erfasst.

$$C_{t,a,s}^{\text{PSW}} \ge P_{t,a,s}^{+} c_{s}^{\text{stat},+} \frac{\mathbf{h}_{t+1} - \mathbf{h}_{t-1}}{2} + \max(P_{t,a,s}^{+} - P_{t-1,a,s}^{+}, 0) c_{s}^{\text{inst},+}$$

$$\forall t \in T, a \in A, s \in S$$

$$C_{t,a,s}^{\text{PSW}} \ge P_{t,a,s}^{-} c_{s}^{\text{stat},-} \frac{\mathbf{h}_{t+1} - \mathbf{h}_{t-1}}{2} + \max(P_{t,a,s}^{-} - P_{t-1,a,s}^{-}, 0) c_{s}^{\text{inst},-}$$

$$\forall t \in T, a \in A, s \in S$$

$$(2-11)$$

Es wird angenommen, dass in den modellierten Fernwärmesystemen d zur Besicherung der Wärmeversorgung reine Heizkraftwerke bzw. Spitzenkessel $Q_{t,d}^{\text{HKW}}$ zur Verfügung stehen. Die Kosten dieser Anlagen je Fernwärmesystem werden auf Basis der Grenzkosten von leichtem Heizöl und typischen Anlagenwirkungsgraden berechnet.

$$C_{t,d}^{\text{HKW}} \ge Q_{t,d}^{\text{HKW}} c_{t,d}^{\text{HKW}} \frac{\mathbf{h}_{t+1} - \mathbf{h}_{t-1}}{2}$$

$$\forall t \in T, d \in D$$
(2-12)

2.2.2 Versorgungsaufgaben

Die Summe der Stromproduktion aller Erzeugungs- und Speicheranlagen $P_{t,u}^{E}, P_{t,a,s}^{+}, P_{t,a,s}^{-}$ innerhalb eines Marktgebietes *a* sowie die Summe aller Stromimporte und -exporte $P_{t,a,a'}^{H}$ zwischen den Marktgebieten *a* und *a'* soll zu jedem Zeitpunkt *t* der Stromnachfrage $P_{t,a}^{V}$ entsprechen. Die Übertragungsverluste innerhalb eines Marktgebietes werden dabei der Stromnachfrage zugeordnet, während Übertragungsverluste zwischen Marktgebieten durch den grenzüberschreitenden Stromhandel $\eta_{a,a'}^{N}$ explizit modelliert werden. Eine Verletzung dieser Nebenbedingung wird über die Variable $P_{t,a}^{ENS}$ bilanziell erfasst und führt im Sinne des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems in Gleichung (2-2) zu Strafkosten. Der tatsächliche Einsatz von Regelleistung sowie Fahrplan- und Prognoseabweichungen, welche zwischen dem Zeitpunkt der Einsatzplanung und der Realisierung des Fahrplans liegen, werden nicht modelliert.

$$P_{t,a}^{V} = \sum_{u \in U \mid i_{u,a}^{U2a} = 1} P_{t,u}^{E} + \sum_{s \in S} (P_{t,a,e}^{+} - P_{t,a,e}^{-}) + \sum_{e \in E} P_{t,e}^{E} + \sum_{a' \in A} (P_{t,a,a'}^{H} \eta_{a,a'}^{N} - P_{t,a',a}^{H}) + P_{t,a}^{ENS}$$
(2-13)

 $\forall t \in T, a \in A$

Da für die Modellierung des lastflussbasierten Stromhandels nicht ausreichend Informationen vorliegen, wird der grenzüberschreitende, vor- und untertägige Stromhandel $P_{t,a,a'}^{\rm H}$ in dieser Arbeit auf Basis von Netto-Übertragungskapazitäten $P_{t,a,a'}^{\rm NTC}$ zwischen den Marktgebieten *a* und *a'* modelliert. Diese begrenzen den maximalen zulässigen Stromhandel zwischen zwei Marktgebieten.

$$P_{t,a,a'}^{H} \leq P_{t,a,a'}^{NTC}$$

$$\forall t \in T, a \in A, a' \in A | a \neq a'$$
(2-14)

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird im kontinentaleuropäischen Verbundnetz Regelleistung eingesetzt, welche eine kurzfristige Leistungsanpassung zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen, Prognosefehlern sowie Ausfällen von Erzeugungsanlagen oder Netzbetriebsmitteln erlaubt. Hierfür halten Erzeugungs- und Speicheranlagen einen Teil ihrer Kapazität frei, um die angeforderte Leistung bei Bedarf zu aktivieren. Gleichung (2-15) definiert, dass ausreichend positive und symmetrische Regelleistung $P_{t,a,r}^{R+}$ durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt wird. Die Vorhaltung positiver Regelleistung $P_{t,u}^{R}$, $P_{t,a,s}^{R}$ wirkt sich direkt auf den Anlageneinsatz und die Kostenfunktionen (2-3), (2-10) und (2-11) aus. Um sicherzustellen, dass die freie Kapazität auch ausreichend schnell abgerufen werden kann, wird die Vorhaltung positiver Regelleistung explizit durch endogene Variablen modelliert. Die Anforderungen, welche sich an eine Anlage aus der Vorhaltung von Regelleistung und der geplanten Stromproduktion ergeben, sind in den Gleichungen (2-19) bis (2-23) dargestellt und umfassen sowohl Einschränkungen durch Nenn- und Mindestleistung als auch durch die Leistungsänderungsrate. Sofern die Anfahrzeit $\tau_u^{AV,k}$ einer Anlage geringer ist als die notwendige Aktivierungszeit τ_r^{RL} , kann Regelleistung aus dem Stillstand bereitgestellt werden. Diese wird im Gegensatz zur Vorhaltung positiver Regelleistung im Betrieb nicht durch eine endogene Variable modelliert. Es wird angenommen, dass die Vorhaltung negativer Regelleistung in der Regel einen geringen Einfluss auf das Ergebnis der Einsatzplanung hat. Daher wird ausschließlich über Gleichung (2-16) geprüft, ob konventionelle Kraftwerke und EE-Anlagen in Summe ausreichend negative Leistungsreserven aufweisen um den gesamten negativen Regelleistungsbedarf $P_{t,a,r}^{R-}$ zu decken. Dadurch wird die Komplexität des Problems deutlich reduziert, jedoch ist es nicht möglich die Anforderungen an die Vorhaltung von Regelleistung in Abhängigkeit der Regelleistungsqualität abzubilden. Diese Nebenbedingung begrenzt die Zielfunktion, falls sie den Einsatz von Kraftwerken über die anderen Versorgungsaufgaben hinaus erfordern.

$$P_{t,a,r}^{R+} \leq \sum_{s \in S} P_{t,a,s}^{R} + \sum_{u \in U \mid i_{u,a}^{U2a} = 1} P_{t,u}^{R} + \sum_{u \in U \mid i_{u,a}^{U2a} = 1 \land \tau_{r}^{RL} \leq \tau_{u}^{AV,k}} P_{t,u}^{N} (1 - o_{t,u}^{on})$$

$$\forall t \in T, a \in A, r \in R$$

$$\sum_{r \in R} P_{t,a,r}^{R-} \leq \sum_{e \in E} P_{t,a,e}^{E} + \sum_{s \in S} (P_{a,s}^{N,+} + P_{t,a,s}^{+} - P_{t,a,s}^{-}) + \sum_{u \in U \mid i_{u,a}^{U2a} = 1} (P_{t,u}^{E} - P_{u}^{N} \zeta_{u}^{min} o_{t,u}^{on})$$

$$(2-15)$$

 $\forall t \in T, a \in A$

Die Wärmenachfrage $Q_{t,d}^V$ eines Fernwärmesystems kann durch die Wärmeproduktion von KWK-Anlagen $Q_{t,u}^{KWK}$, Heizwerken und Spitzenkesseln $Q_{t,d}^{HKW}$ gedeckt werden (Gleichung 2-17). Zusätzlich kann Wärme $Q_{t,d}^{WS}$ in Speichern verlustbehaftet gespeichert werden (Gleichung 2-18). Im Sinne der vereinfachten Modellierung wird angenommen, dass innerhalb eines Fernwärmesystems keine Übertragungsverluste oder Engpässe auftreten und technische Anforderungen an Druck, Vor- und Rücklauftemperatur vernachlässigt werden können.

$$Q_{t,d}^{V} = \sum_{u \in U \mid M_{u,d}^{U2d} = 1} Q_{t,u}^{KWK} + Q_{t,d}^{HKW} + Q_{t,d}^{WS}$$

$$\forall t \in T, d \in D$$

$$E_{t,d}^{WS} = E_{t-1,d}^{WS} \left(1 - \mu_{d}^{WS} (h_{t} - h_{t-1}) \right) - Q_{t,d}^{WS} \frac{h_{t+1} - h_{t-1}}{2}$$

$$\forall t \in T, d \in D$$

$$(2-17)$$

$$(2-18)$$

2.2.3 Thermische Kraftwerke

Die Gleichungen (2-19) bis (2-27) beschreiben die operative Flexibilität thermischer Kraftwerke bezüglich Mindestleistung, Leistungsänderungsrate und Anfahrzeit. Zusätzliche Nebenbedingungen sowie die Modellierung von KWK-Anlagen und Industriekraftwerken sind in den Gleichungen (2-29) bis (2-32) dargestellt.

Die Stromproduktion $P_{t,u}^{\rm E}$ und Vorhaltung positiver und symmetrischer Regelleistung $P_{t,u,r}^{\rm R}$ einer Anlage ist innerhalb ihrer definierten technischen Grenzen, Nenn- $P_u^{\rm N}$ und Mindestleistung ζ_u^{\min} , möglich, sofern sich die Anlage in Betrieb befindet. Ist die Anlage nicht in Betrieb, kann gegebenenfalls positive Regelleistung aus dem Stillstand bereitgestellt werden (vgl. Gleichung 2-15). Die Vorhaltung negativer, nicht-symmetrischer Regelleistung wird in Gleichung (2-20) nicht explizit modelliert.

$$P_{t,u}^{E} + \sum_{r \in R} P_{t,u,r}^{R} \le P_{u}^{N} o_{t,u}^{\text{on}}$$

$$\forall t \in T, u \in U$$

$$P_{t,u}^{E} - \sum_{r \in R \mid i_{r}^{\text{sym}} = 1} P_{t,u,r}^{R} \ge P_{u}^{N} \zeta_{u}^{\min} o_{t,u}^{\text{on}}$$

$$\forall t \in T, u \in U$$

$$(2-20)$$

Da das UC-Modell ein gemischt-ganzzahlig lineares Programm ist, wird angenommen, dass der optimale Anlageneinsatz in der Regel Lastwechsel über einen weiten Betriebsbereich aufweist. Daher wird die durchschnittliche Leistungsänderungsrate zwischen Mindest- und Nennleistung als technische Grenze für Lastwechsel angenommen. Die Änderung der Leistung $P_{t,u}^{\rm E}$ sowie die Vorhaltung von automatic und manual Frequency Restoration Reserve (mFRR und aFRR) $P_{t,u,\{aFRR,mFRR\}}^{R}$ einer Anlage, welche sich in Betrieb befindet, werden dementsprechend durch die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit δ_{u}^{\max} begrenzt. Dadurch wird gewährleistet, dass eine Anlage jederzeit ausreichend schnell auf einen Abruf positiver und symmetrischer Regelleistung reagieren kann, sofern sie Regelleistung vorhält.

$$\frac{\left(P_{t,u}^{\rm E} - P_{t-1,u}^{\rm E}\right) - \left(o_{t,u}^{\rm on} - o_{t-1,u}^{\rm on}\right)P_{u}^{\rm N}\zeta_{u}^{\rm min}}{{\rm m}_{t} - {\rm m}_{t-1}} + \sum_{r \in \{aFRR,mFRR\}} \frac{P_{t,u,r}^{\rm R}}{\tau_{r}^{\rm RL}} \le P_{u}^{\rm N}\delta_{u}^{\rm max}$$

$$\frac{\left(P_{t,u}^{\rm E} - P_{t-1,u}^{\rm E}\right) - \left(o_{t,u}^{\rm on} - o_{t-1,u}^{\rm on}\right)P_{u}^{\rm N}\zeta_{u}^{\rm min}}{{\rm m}_{t} - {\rm m}_{t-1}} + \sum_{r \in \{aFRR,mFRR\}|i_{r}^{\rm sym} = 1} \frac{P_{t,u,r}^{\rm R}}{\tau_{r}^{\rm RL}} \ge -P_{u}^{\rm N}\delta_{u}^{\rm max}$$

$$\forall t \in T, u \in U$$

$$\forall t \in T, u \in U$$

$$(2-21)$$

Die Aktivierung von Frequency Containment Reserve (FCR) muss innerhalb von 30 Sekunden erfolgen und lässt bei thermischen Kraftwerken typischerweise einen Regelbereich $\phi_{u,r}^{\text{RL}}$ von bis zu ±2,5 % ihrer Nennleistung zu. Während Kraftwerke mit Dampferzeuger und -turbine hierfür typischerweise im modifizierten Gleitdruck oder Kondensatstauverfahren betrieben werden, kann die Leistung von Gasturbinen durch die Brennstoffzufuhr ausreichend schnell geregelt werden [44]. Die Vorhaltung von FCR $P_{t,u,\{FCR\}}^{\text{R}}$ setzt unabhängig vom Kraftwerkstyp voraus, dass die Anlage innerhalb eines erforderlichen Leistungsbereichs betrieben wird.

$$P_{t,u,r}^{R} \leq \Phi_{u,r}^{RL} P_{u}^{N} o_{t,u}^{on}$$

$$\forall t \in T, u \in U, r \in \{FCR\}$$
(2-23)

Die Anfahrzeit eines Kraftwerks bis zur Synchronisation des Generators variiert je nach Kraftwerkstyp und vorheriger Stillstandszeit und stellt eine entscheidende Einschränkung der operativen Flexibilität dar. Im Rahmen der Anlageneinsatzplanung wird diese Einschränkung sowohl für Anfahrvorgänge, welche im aktuellen oder vergangenen Planungsintervall festgelegt werden bzw. wurden, als auch für Anfahrvorgänge, welche innerhalb des aktuellen Planungshorizonts vorläufig geplant werden, berücksichtigt. Vorläufig geplante Anfahrvorgänge können zu einem späteren Zeitpunkt (Planungsintervall) revidiert oder bestätigt werden.

Anfahrvorgänge innerhalb des aktuellen Planungshorizonts können mit ausreichend Vorlaufzeit geplant werden, daher limitiert die Anfahrzeit für einen Heißstart $\tau_u^{\text{AV,h}}$ den Einsatz des Kraftwerks.

$$o_{t,u}^{\text{on}} - o_{t-1,u}^{\text{on}} \le 1 - o_{t',u}^{\text{on}}$$

$$\forall t \in T, t' \in T', u \in U | \mathbf{h}_t - \tau_u^{\text{AV,h}} \le \mathbf{h}_{t'} \land \mathbf{h}_{t'} < \mathbf{h}_t$$
 (2-24)

Anfahrvorgänge, welche zu Beginn der aktuellen Planung festgelegt werden, werden durch die oberen und unteren Grenzen des Betriebszustandes $o_{t,u}^{UG}$, $o_{t,u}^{OG}$ modelliert. Diese Grenzen definieren unter Berücksichtigung der Stillstandszeit $\tau_{n,t0,u}^{off}$, ab welchem Zeitpunkt *t* ein Kraftwerk frühestens wieder in Betrieb sein kann. Falls ein Anfahrvorgang zu einem früheren Zeitpunkt festgelegt und initiiert wurde, ist diese Entscheidung in allen folgenden Planungsintervallen *n* bis zur Realisierung fixiert.

$$o_{t,u}^{\text{UG}} \le o_{t,u}^{\text{on}} \le o_{t,u}^{\text{OG}}$$

$$\forall t \in T, u \in U$$
(2-25)

Die Berechnung der Grenzen des Betriebszustandes zu Beginn des Planungsintervalls *n* erfolgt nach Gleichung (2-26) und (2-27). Sofern ein Kraftwerk zum Zeitpunkt der Planung *t*0 in Betrieb oder die Vorlaufzeit $h_{n,t}$ zum Zeitpunkt *t* größer als die notwendige Anfahrzeit $\tau_{n,t,u}^{AV}$ ist, bestehen keine Begrenzungen für den Betrieb der Anlage. Andernfalls wird geprüft, ob ein Anfahrvorgang bereits geplant wurde oder zum Zeitpunkt der aktuellen Planung entschieden werden kann. Falls die die Vorlaufzeit $h_{n,t}$ zum Zeitpunkt *t* größer als die notwendige Anfahrzeit $\tau_{n,t,u}^{AV}$ in Abhängigkeit der Stillstandszeit $\tau_{n,t0,u}^{off}$ ist, d. h. eine Entscheidung zum Zeitpunkt *t*0 nicht mehr getroffen werden kann, wird die Planung des vorherigen Planungsintervall n - 1 übernommen.

$$0_{n,t,u}^{OG} \begin{cases} 1 & o_{n,t0,u} = 1 \lor h_{n,t} \ge \tau_{n,t,u}^{AV}(\tau_{n,t0,u}^{off}) \\ 1 & o_{n-1,t,u} = 1 \land h_{n,t} < \tau_{n,t,u}^{AV}(\tau_{n,t0,u}^{off}) \\ 0 & o_{n-1,t,u} = 0 \land h_{n,t} < \tau_{n,t,u}^{AV}(\tau_{n,t0,u}^{off}) \\ \forall n \in N, t \in T, u \in U \\ 0_{n,t,u}^{UG} \begin{cases} 0 & o_{n,t0,u} = 0 \lor h_{n,t} \ge \tau_{n,t,u}^{AV}(\tau_{n,t0,u}^{off}) \\ 1 & o_{n-1,t,u} = 1 \land h_{n,t} < \tau_{n,t,u}^{AV}(\tau_{n,t0,u}^{off}) \\ 0 & o_{n-1,t,u} = 0 \land h_{n,t} < \tau_{n,t,u}^{AV}(\tau_{n,t0,u}^{off}) \\ 0 & o_{n-1,t,u} = 0 \land h_{n,t} < \tau_{n,t,u}^{AV}(\tau_{n,t0,u}^{off}) \\ \forall n \in N, t \in T, u \in U \end{cases}$$

$$(2-26)$$

Für die Modellierung von KWK-Anlagen wird zwischen Dampfkraftwerken und Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken mit Gegendruckturbinen (GDT) und Entnahmekondensationsturbinen (EKT) sowie Gasturbinen mit Abhitzekessel (AHK) unterschieden. Anlagen mit Gegendruckturbine oder Abhitzekessel weisen ein festes Verhältnis von Strom- zu Wärmeproduktion aus. Dieses wird durch die Stromkennzahl β_u beschrieben, welche neben der Stromverlustkennzahl σ_u das Kennfeld von Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine definiert. Diese Anlagen können die Strom- $P_{t,u}^{\rm E}$ und Wärmeproduktion $Q_{t,u}^{\rm KWK}$ innerhalb dieses Kennfeldes, der Wärmeengpass- sowie der elektrischen Nenn- und Mindestleistung $Q_u^{\rm N}, P_u^{\rm N}, \zeta_u^{\rm min}$ einstellen.

$$Q_{t,u}^{\text{KWK}} \le Q_u^{\text{N}} o_{t,u}$$

$$\forall t \in T, u \in U$$
(2-28)

$$P_{t,u}^{\rm E} = Q_{t,u}^{\rm KWK} \beta_u$$

$$\forall t \in T, u \in U | \mathbf{i}_u^{\mathrm{KWK}} = 1 \land \mathbf{i}_u^{\mathrm{GDT}} = 1$$
(2-29)

$$Q_{t,u}^{\text{KWK}}\beta_{u} \leq P_{t,u}^{\text{E}} \leq P_{u}^{\text{N}}o_{t,u}^{\text{on}} - Q_{t,u}^{\text{KWK}}\sigma_{u}$$

$$\forall t \in T, u \in U | \mathbf{i}_{u}^{\text{KWK}} = 1 \land \mathbf{i}_{u}^{\text{EKT}} = 1$$
(2-30)

Da die Ursachen für den konventionellen Erzeugungssockel überwiegend auf atomrechtliche und nicht näher spezifizierte technische Restriktionen zurückzuführen ist (vgl. Kapitel 1.3), wird dieses Phänomen durch die Vorgabe einer unteren und oberen Grenze der Stromproduktion für ausgewählte Kraftwerke berücksichtigt. Dies betrifft deutsche Kernkraftwerke, Braunkohlestandorte (Eigenversorgung und Prozessbindung) und Anlagen, welche als wärmegeführte KWK-Anlagen oder Industriekraftwerke identifiziert wurden.

$$P_u^{\text{UG}} \le P_{t,u}^{\text{E}} \le P_u^{\text{OG}}$$

$$\forall t \in T, u \in U$$
(2-31)

2.2.4 Wasserkraftwerke

Wasserkraftwerke weisen einen vergleichsweise konstanten Wirkungsgradverlauf sowie eine hohe Dynamik auf. Dies ermöglicht eine lineare Modellierung ohne intertemporale Restriktionen sowie das Zusammenfassen aller Anlagen eines Typs je Marktgebiet. Die aggregierte Turbinen- und Pumpenleistung $P_{a,s}^{N,+}$, $P_{a,s}^{N,-}$ limitieren das Ein- und Ausspeichern $P_{t,a,s}^+$, $P_{t,a,s}^-$ sowie die Vorhaltung von Regelleistung $P_{t,a,s,r}^R$.

$$P_{t,a,s}^{+} - P_{t,a,s}^{-} + \sum_{r \in R} P_{t,a,s,r}^{R} \le P_{a,s}^{N,+}$$

$$\forall t \in T, a \in A, s \in S$$

$$P_{t,a,s}^{+} - P_{t,a,s}^{-} \ge -P_{a,s}^{N,-}$$

$$\forall t \in T, a \in A, s \in S$$

$$(2-32)$$

$$(2-33)$$

Der Speicherfüllstand $E_{t,a,s}^{\text{ist}}$ von Pumpspeicherkraftwerken wird zeitschrittübergreifend in Abhängigkeit der Turbinen- und Pumpleistung $P_{t,a,s}^+$, $P_{t,a,s}^-$ sowie deren Wirkungsgrade $\eta_{a,s}^+$, $\eta_{a,s}^-$ berechnet. Der Speicherfüllstand muss zu jedem Zeitpunkt innerhalb der verfügbaren Speicherkapazität $E_{a,s}^{\max}$ liegen und ausreichend Energie für einen vollständigen Abruf positiver Regelleistung besichern.

$$E_{t,a,s}^{\text{ist}} \le E_{t-1,a,s}^{\text{ist}} - \left(P_{t,a,s}^{+}\eta_{a,s}^{+} - \frac{P_{t,a,s}^{-}}{\eta_{a,s}^{-}}\right) \frac{\mathbf{h}_{t+1} - \mathbf{h}_{t-1}}{2}$$

$$\forall t \in T, a \in A, s \in \{PSW\}$$
(2-34)

$$E_{t,a,s}^{\text{ist}} \le E_{a,s}^{\max}$$

$$\forall t \in T, a \in A, s \in \{PSW\}$$
(2-35)

$$E_{t,a,s}^{\text{ist}} - \sum_{r \in R} \left(P_{t,a,s,r}^{\text{R}} \tau_r^{\text{RE}} \right) \ge 0$$

$$\forall t \in T, a \in A, s \in \{PSW\}$$
(2-36)

Speicherkraftwerke sind saisonale Speicher, welche zudem häufig eine wichtige Rolle in der regionalen Wasserwirtschaft spielen sowie natürliche Zuflüsse haben. Um diese Zusammenhänge in der kurzfristigen Einsatzplanung adäquat abzubilden, wird ein historisches Einspeiseprofil $P_{t,a,s}^{soll}$ mit dem Ergebnis der Anlageneinsatzplanung verglichen und der Speicherüberschuss $E_{t,a,s}^{surplus}$ erfasst. Dieser darf zu keinem Zeitpunkt kleiner als Null sein.

$$E_{t,a,s}^{\text{surplus}} \le E_{t-1,a,s}^{\text{surplus}} - \left(P_{t,a,s}^{+} - P_{t,a,s}^{\text{soll}}\right) \frac{h_{t+1} - h_{t-1}}{2}$$

$$\forall t \in T, a \in A, s \in \{SW\}$$
(2-37)

2.3 Implementierung und Lösungsverfahren

Das oben beschriebene UC-Modell wurde in MATLAB und GAMS implementiert; als Solver wurde CPLEX verwendet (vgl. Abb. Abbildung 2-2). Die Programmsteuerung, Datenverwaltung sowie die Datenvor- und Datennachbearbeitung der Anlageneinsatzplanung wurden in MATLAB umgesetzt. Die Datenverwaltung umfasst u. a. die automatisierte Berechnung und Bereitstellung der Szenario-Rahmendaten und Anlagendatenbank (vgl. Kapitel 3) sowie der Anfangsbedingungen und Anfangslösung. Die Formulierung und Lösung des UC-Modells wurde in GAMS/CPLEX umgesetzt.



Abbildung 2-2. Implementierung des UC-Modells

Gemischt-ganzzahlig lineare Programme sind NP-schwere Probleme¹¹, für deren Lösung verschiedene numerische Lösungsverfahren eingesetzt werden. Zu den gängigen und in dieser Arbeit verwendeten Verfahren zählen Varianten des Simplex- und Innere-Punkte-Verfahrens, LP-Relaxation, Branch-and-Cut sowie verschiedene Heuristiken. Das Simplex- und das Innere-Punkte-Verfahren werden zur Berechnung linearer Programme verwendet. Während das Simplex-Verfahren entlang der Kanten des n-dimensionalen Lösungsraums optimiert, arbeitet das Innere-Punkte-Verfahren innerhalb des Lösungsraums. Sofern das lineare Programm weder beschränkt noch unlösbar ist, finden beide Verfahren eine exakte Lösung in Polynomialzeit. Branch-and-Cut ist ein Verfahren zur Lösung ganzzahliger und gemischt-ganzzahliger linearer Programme. Hierfür wird zunächst das relaxierte, lineare Problem mit Hilfe des Simplex- oder Innere-Punkte-Verfahrens gelöst und anschließend eine zulässige ganzzahlige Lösung ermittelt. Lineare und gemischt-ganzzahlig lineare Programme können als primales und duales Problem formuliert werden. Die Lösung des dualen Problems liefert dabei die untere Schranke des primalen Problems. Die Differenz der Lösung des primalen und dualen Problems wird Schlupf genannt und quantifiziert die Optimalität der aktuellen Lösung [45]. In der vorliegenden Arbeit wurde mindestens eine Optimalität von 5 % erreicht.

¹¹ Klasse von Problemen, die sich nichtdeterministisch in Polynomialzeit lösen lassen

3 Szenarien und Datengrundlage

Im folgenden Kapitel werden verschiedene energiewirtschaftliche Szenarien für die mittel- bis langfristige Entwicklung der Erzeugungs- und Netzstruktur, der Stromnachfrage sowie der Preise für Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate erstellt. Auf Basis dieser Szenarien wird das UC-Modell (vgl. Kapitel 2) für die Marktgebiete Deutschland, Österreich, Schweiz, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Dänemark (Ost/West), Polen und Tschechien parametriert. Die in Kapitel 1.6 definierten Fragestellungen werden im Rahmen von Simulationsstudien für diese Szenarien untersucht.

Die Szenarien basieren in weiten Teilen auf den Annahmen des *Ten Year Network Development Plan 2016* [46] zu zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen und historischen Daten der ENTSO-E Transparenzplattform [13]. Da die Analysen eine anlagenscharfe Modellierung des fossil befeuerten Kraftwerksparks voraussetzen, werden die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des fossil befeuerten Kraftwerksparks auf Basis der Anlagendatenbank von Enerdata [47] ergänzt. Auf Grundlage dieser Rahmendaten wird ein Szenario mit der erwarteten Entwicklung bis 2020 und drei Szenarien für das Jahr 2030, welche einen realistischen Rahmen möglicher Entwicklungspfade (vgl. Tabelle 3-1) darstellen, erstellt. Die einzelnen Teilentwicklungen verändern zum einen die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für fossil befeuerte Kraftwerke und zum anderen die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise.

	2020 EP	2030 V1	2030 V2	2030 V3			
Stromnachfrage	Envortoto	Steigend	Abnehmend				
Erneuerbare Energien	Entwicklung	Moderater Ausbau Ambitionierter Ausbau					
Handelskapazität		Fortschreitende Integration der Strommärkte					
Fossil befeuerte	Geplante In-	und Außerbetriebnah	imen				
Kraitwerke	bis 2020	bis 2030					
Einsatzreihenfolge	Braun- und S (aktuelle Situ	Steinkohle vor ErdgasPartieller Brenn-uation, Stand 2018)stoffwechsel					

Tabelle 3-1:	Übersicht	der	untersuchten	Szenarien

Die Auswirkungen einer Flexibilisierung des fossil befeuerten Kraftwerksparks auf das Stromversorgungssystem sowie auf den Kraftwerkseinsatz werden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse (vgl. Tabelle 3-2) untersucht. Jede der Flexibilisierungsmaßnahmen wird durch die Variation mehrerer Eingangsparameter der Anlageneinsatzplanung modelliert und anhand verschiedener Kennzahlen bewertet. Neben dem Status Quo (in Bezug auf die operative Flexibilität) werden Simulationen sowohl für die Umsetzung aller als auch einzelner Flexibilisierungsoptionen durchgeführt. Die betrachteten Flexibilisierungsoptionen betreffen die Mindestleistung, die Leistungsänderungsrate und die Anfahrzeiten fossil befeuerter Kraftwerke. Die operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke sind in Kapitel 4.3.2 dargestellt. Zusätzlich wird im Rahmen der Sensitivitätsanalysen der Einfluss von Prognosefehlern der Stromproduktion aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen analysiert. Hierfür wird die Einsatzplanung mit und ohne Perfect Forecast durchgeführt und die Simulationsergebnisse in Bezug auf Stromproduktion und -handel sowie variable Kosten und CO₂-Emissionen der Stromproduktion ausgewertet.

	SQ	FL	ML	LW	AV	PF
Flexibilisierung	Nein	Ja				Nein
Mindestleistung	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein
Leistungsänderungsrate			Nein	Ja	Nein	Nein
Anfahrzeiten			Nein	Nein	Ja	Nein
Prognosefehler	Ja					Nein

Tabelle 3-2. Obersicht der untersuchten Vahanten	Tabelle 3-2:	Übersicht	der	untersuchten	Varianten
--	--------------	-----------	-----	--------------	-----------

In den folgenden Unterkapiteln werden die Annahmen und die Datengrundlage zur Entwicklung der oben genannten Szenarien und Sensitivitäten im Detail beschrieben.

3.1 Datengrundlage

Um eine hohe Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, wurden für die Entwicklung der energiewirtschaftlichen Szenarien öffentlich zugängliche Studien und Daten verwendet, sofern diese in ausreichender Qualität verfügbar waren. Die Anlagendatenbank wurde stellenweise um Informationen auf Basis weiterer Recherchen und Annahmen ergänzt (vgl. Kapitel 3.3). Die Tabelle 3-3 zeigt eine Übersicht der wichtigsten Quellen.

	Rahmendaten	Stromnachfrage	Erzeugungskapazitäten	Tatsächliche Stromproduktion	Geplante Stromproduktion	Übertragungskapazitäten	Brennstoff und CO ₂ -Preise	Regelleistungsbedarf	Fernwärmebedarf	Anlagendatenbank	Basisinformationen	Parametrierung
ENTSO-E												
TYNDP 2016 [46]		\checkmark	✓			\checkmark	✓					
Transparenzplattform [13]		\checkmark	✓									
Operation Handbook [48]								\checkmark				
EuroWind												
Forecast und Nowcast [12]			✓	✓	✓							
Bundeskartellamt												
Sektorenuntersuchung FW [49]									\checkmark			
AGFW												

Tabelle 3-3: Übersicht relevanter Studien und Daten

Hauptbericht 2016 [50]					✓		
DWD							
Climate Data Center [51]					✓		
Enerdata							
Powerplant Database [47]						✓	
DIW Berlin							
Data Documentation 68 [52]							\checkmark
Data Documentation 72 [53]							\checkmark
NREL							
Powerplant Cycling Costs [37]							✓

3.2 Rahmendaten

In den folgenden Unterkapiteln werden die wesentlichen Annahmen zu den Rahmendaten der untersuchten Szenarien beschrieben. Um die Lesbarkeit der Datentabellen zu verbessern wird eine Farbskala mit weiß-grünem Farbverlauf eingesetzt.

3.2.1 Brennstoff und CO₂-Zertifikate

Die Preise für Primärenergieträger und CO_2 -Emissionszertifikate basieren auf Prognosen des *TYNDP 2016* [46] (vgl. Tabelle 3-4). Die CO_2 -Emissionsfaktoren wurden aus einer Studie des Umweltbundesamtes [54] entnommen. Im Vergleich zu Szenario 2020 EP wird für die Szenarien 2030 V1 und 2030 V2 ein moderater Preisanstieg für Steinkohle, Erdgas, Öl und CO_2 -Emissionszertifikate angenommen. In Szenario 2030 V3 werden rückläufige Brennstoffpreise, insbesondere bei Erdgas und Öl, unterstellt.

	F	Preis in €/MW _{th} bzw. €/	CO ₂ -Faktor in t/MW _{th}	
	2020 EP	2030 V1 und 2030 V2	2030 V3	
Kernenergie	1,66	1,66	1,66	0,0000
Braunkohle	3,96	3,96	3,96	0,3750
Steinkohle	10,30	10,84	10,08	0,3398
Erdgas	32,04	34,16	26,03	0,2016
Öl	56,16	62,43	47,74	0,2700
CO ₂ -Zertifikat	11,00	17,00	71,00	

Tabelle 3-4: Preise für Primärenergieträger und CO₂-Emissionszertifikate¹²

Nach geltenden rechtlichen Vorgaben fallen beim Strombezug zusätzliche Kosten für Netzentgelte, Stromsteuer und für verschiedene Umlagen an. Pumpspeicherkraftwerke können nach der derzeitigen Rechtslage zum Zweck der Stromspeicherung prinzipiell von Netzentgelten, der Stromsteuer und der EEG-Umlage befreit werden. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass Pumpspeicherkraftwerke für den Strombezug keine der oben genannten zusätzlichen Kosten verursachen.

¹² Alle Angaben beziehen sich auf den Heizwert des Brennstoffs

3.2.2 Stromnachfrage

Die jährliche Stromnachfrage¹³ je Marktgebiet basiert auf den Prognosen des *TY-NDP 2016* [46] (vgl. Tabelle 3-5). Die Profile der Stromnachfrage werden ausgehend von der tatsächlichen Stromnachfrage des Jahres 2016 [13] modelliert. Im Vergleich zu Szenario 2020 EP ist das Szenario 2030 V1 von einer insgesamt steigenden und die Szenarien 2030 V2 und 2030 V3 von einer rückläufigen Stromnachfrage geprägt.

		Netto-Stromverk	orauch in TWh
	2020 EP	2030 V1	2030 V2 und 2030 V3
DE	537	549	511
AT	73	74	71
СН	65	70	63
FR	494	451	484
BE	92	94	87
NL	116	122	117
LU	7	8	8
PL	163	174	160
CZ	68	74	69
DK1	22	23	24
DK2	15	16	16
Summe	1651	1655	1610

Tabelle	3-5:	Strom	nachfrage	nach	Marktgebiet

3.2.3 Erzeugungskapazitäten und -profile

Die Annahmen zu Erzeugungskapazitäten und -profilen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, (Pump-)Speicherkraftwerken und anderen Energieträgern werden in den folgenden Unterkapiteln beschrieben.

3.2.3.1 Windenergie und Photovoltaik

Die Annahmen zum geplanten Ausbau erneuerbarer Energien basieren auf den Szenarien des *TYNDP 2016* [46]. Für das Szenario 2030 V1 wird ein moderater Ausbau und für die Szenarien 2030 V2 und 2030 V3 ein ambitionierter Ausbau der Windenergie (WE) und Photovoltaik (PV) angenommen (vgl. Tabelle 3-6 und Tabelle 3-7). In allen Szenarien ist rund die Hälfte der gesamten Erzeugungskapazitäten von Windenergie- und Photovoltaikanlagen im deutschen Marktgebiet verortet. Ausgehend von einer Netto-Nennleistung von 103 GW in Szenario 2020 EP wird in Szenario 2030 V1 ein Ausbau von WE um 30 % und in den Szenarien 2030 V2 und 2030 V3 um 90 % angenommen. Sowohl die installierte Leistung in Szenario 2020 EP (74 GW) als auch der Ausbau in den Szenarien 2030 V1 (+23 %) bzw. 2030 V2 und V3 (+74 %) ist bei PV-Anlagen geringer als bei WE-Anlagen.

¹³ Ohne Pumpspeicherkraftwerke und andere flexible Verbraucher

		Netto-Nennleis	stung in GW
	2020 EP	2030 V1	2030 V2 und 2030 V3
DE	59	78	107
AT	4	4	6
СН	0	0	0
FR	14	22	37
BE	6	6	10
NL	6	7	13
LU	0	0	0
PL	7	9	12
CZ	1	1	1
DK1	5	4	8
DK2	1	2	3
Summe	103	134	196

Tabelle 3-6:	Installierte	Leistuna	Winden	eraie ie	Marktgebiet
	motamorto	Loiotang	••••••••••••	orgio je	, Markegobiot

Tabelle 3-7: Installierte Leistung Photovoltaik je Marktgebiet

		Netto-Nennleis	tung in GW
	2020 EP	2030 V1	2030 V2 und 2030 V3
DE	47	58	62
АТ	2	3	4
СН	2	3	4
FR	9	12	24
BE	4	4	6
NL	6	5	18
LU	0	0	0
PL	1	2	6
CZ	3	4	4
DK1	1	1	1
DK2	0	0	1
Summe	74	91	129

Die tatsächliche und geplante Stromproduktion von Windenergie- und Photovoltaikanlagen werden auf Basis der tatsächlichen Stromproduktion und installierten Netto-Nennleistung [13] sowie der Kurz- und Kürzestfristprognosen [12] von 2016 modelliert.

3.2.3.2 Wasserkraftwerke

Um die saisonale Einsatzweise von (Pump-)Speicherkraftwerken in der kurzfristigen Einsatzplanung adäquat abzubilden, werden Einspeiseprofile verwendet. Diese basieren auf der tatsächlichen Stromproduktion und installierten Netto-Nennleistung von 2016 [13] sowie den Annahmen des *TYNDP 2016* [46] zur zukünftigen Entwicklung der Netto-Nennleistung von (Pump-) Speicherkraftwerken (vgl. Tabelle 3-8). Im Vergleich zu Szenario 2020 EP wird in Summe ein Ausbau um 6 GW in Szenario 2030 V1 und um 18 GW in den Szenarien 2030 V2 und 2030 V3 angenommen. Die Kapazitäten von (Pump-)Speicherkraftwerken konzentrieren sich auf die Marktgebiete Deutschland, Österreich, Schweiz und Frankreich.

		Netto-Nennleis	stung in GW
	2020 EP	2030 V1	2030 V2 und 2030 V3
DE	6	9	13
АТ	10	12	14
СН	15	15	16
FR	18	18	20
BE	1	1	3
NL	0	0	0
LU	1	1	1
PL	1	1	2
CZ	2	2	2
DK1	0	0	0
DK2	0	0	0
Summe	53	59	71

Tabelle 3-8: Installierte Leistung (Pump-)Speicherkraftwerke je Marktgebiet

Insbesondere die Stromproduktion von (Pump-)Speicherkraftwerken in den Ländern Österreich, Schweiz und Frankreich weist aufgrund geographischer und meteorologischer Gegebenheiten einen saisonalen Verlauf auf und ist geprägt durch natürliche Zuflüsse und die Wasserwirtschaft (vgl. Abbildung 3-1).



Abbildung 3-1: Kumulierte Stromproduktion der (Pump-)Speicherkraftwerke in Österreich, Schweiz und Frankreich, 2016

Im Vergleich zu den oben genannten Ländern ist die Speicherkapazität deutscher (Pump-)Speicherkraftwerke mit 38 GWh wesentlich geringer und weist kaum natürliche Zuflüsse auf. Daher werden diese Anlagen hauptsächlich zum Ausgleich von Stromproduktion und Nachfrage im Tages- und Wochenverlauf verwendet. Die kumulierte Stromproduktion betrug 2016 aufgrund des geringen Anteiles natürlicher Zuflüsse nur 0,4 TWh.

Die Annahmen zu den technischen und wirtschaftlichen Parametern von Pumpspeicherkraftwerken wurden dem *Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken* [55] der Forschungsstelle für Energiewirtschaft entnommen.

3.2.3.3 Andere Energieträger

Zu anderen Energieträgern zählen Biomasse, Laufwasser, Abfall und Geothermie sowie nicht weiter spezifizierte erneuerbare und fossile Energieträger. Da keine historischen Einspeiseprofile verfügbar sind und Anlagen dieses Typs geringe Schwankungen der Verfügbarkeit des Primärenergieträgers sowie niedrige Grenzkosten der Stromproduktion aufweisen, wird angenommen, dass die Stromproduktion auf Basis dieser Energieträger konstant ist. In Tabelle 3-9 sind die Prognosen der jährlichen Netto-Stromproduktion [46] anderer Energieträger aufgeführt. In Deutschland beträgt der Anteil der Stromproduktion anderer Energieträger am Netto-Stromverbrauch zwischen 13 % in Szenario 2020 EP und 17,5 % in den Szenarien 2030 V2 und 2030 V3.

		Netto-Stromprod	uktion in TWh
	2020 EP	2030 V1	2030 V2 und 2030 V3
DE	70	72	89
АТ	8	9	13
СН	3	5	8
FR	19	19	31
BE	29	29	34
NL	28	28	28
LU	0	1	1
PL	52	40	50
CZ	7	7	7
DK1	1	1	1
DK2	1	1	1
Summe	218	211	263

Tabelle 3-9:	Stromproduktion	anderer	Energieträger	nach Ma	irktgebiet
	•				

3.2.4 Übertragungskapazitäten

Die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten basieren auf den Szenarien des *TYNDP 2016* [46] (vgl. Tabelle 3-10 und Tabelle 3-11). In Szenario 2020 EP beträgt die summarische Exportkapazität Deutschlands 29,5 GW und die Importkapazität 26,5 GW. In Summe beträgt die Handelskapazität damit rund 53 % der installierten Netto-Nennleistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Dementsprechend kann ein großer Teil der volatilen Stromproduktion dieser Anlagen bei Bedarf durch den grenzüberschreitenden Stromhandel ausgeglichen werden.

NIT	C in MW		Nach Marktgebiet												
		DE	AT	СН	FR	BE	NL	LU	PL	cz	DK1	DK2	Summe		
)t	DE		5000	4700	3000	1000	4450	2300	3000	2100	3000	1000	29550		
ebie	AT	5000		1700						1200			7900		
ktg	СН	3286	1700		3700								8686		
Mar	FR	3000		1300		2800							7100		
on	BE	1000			4300		2400	700					8400		
>	NL	4450				2400					700		7550		

Tabelle 3-10: Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten 2020

NTC in MW						N	ach Ma	rktgeb	iet				
		DE	AT	СН	FR	BE	NL	LU	PL	CZ	DK1	DK2	Summe
	LU	2300			380	1080							3760
	PL	2000								500			2500
	CZ	1500	1000						600				3100
	DK1	3000					700					600	4300
	DK2	1000									600		1600
	Summe	26536	7700	7700	11380	7280	7550	3000	3600	3800	4300	1600	

Die Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den benachbarten Strommärkten steigen zwischen 2020 und 2030 in Summe um 5350 MW. Dadurch können die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise konventioneller Kraftwerke, infolge des Ausbaus erneuerbarer Energien, gegebenenfalls durch einen verstärkten internationalen Stromhandel abgeschwächt werden.

NIT	C in MW					Na	ch Ma	rktgebi	et				
		DE	AT	СН	FR	BE	NL	LU	PL	CZ	DK1	DK2	Summe
	DE		7500	4700	4800	1000	5000	2300	3000	2600	3000	1000	34900
	AT	7500		1700						1200			10400
	СН	3286	1700		3700								8686
)t	FR	4800		1300		2800							8900
ebie	BE	1000			4300		2400	700					8400
ktg	NL	5000				2400					700		8100
Mar	LU	2300			380	1080							3760
'on	PL	2000								500			2500
>	CZ	2000	1000						600				3600
	DK1	3000					700					600	4300
	DK2	1000									600		1600
	Summe	31886	10200	7700	13180	7280	8100	3000	3600	4300	4300	1600	

Tabelle 3-11: Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten 2030

3.3 Anlagendatenbank

Die in dieser Arbeit verwendete Anlagendatenbank wurde auf Basis der Enerdata Powerplant Database entwickelt. Diese enthält u. a. folgende Informationen für geplante, im Bau und in Betrieb befindliche sowie stillgelegte Kraftwerke¹⁴ in Europa ab einer Netto-Nennleistung von 10 MW: Name und Betreiber, Geoinformationen, Netto-Nennleistung, Kategorie, Energieträger, Technologie, geplante oder abgeschlossene Inbetriebnahmen und Außerbetriebnahmen sowie den Betriebsstatus zum Zeitpunkt der Erfassung (Stand: 25. April 2016). Die Verfügbarkeit dieser Informationen ist in den betrachteten Ländern hoch (Tabelle 3-12): Sowohl die Kategorie als auch die Netto-Nennleistung aller Kraftwerke sind bekannt. Die Zuordnung der Kraftwerke zu einem Energieträger ist, mit Ausnahme von Belgien

¹⁴ Teilweise sind einzelne Blöcke oder Anlagen (z.B. offene Gasturbinen) aggregiert

und Niederlande, vollständig gegeben. Für diese Kraftwerke konnte der Hauptbrennstoff anhand öffentlicher Betreiberangaben ermittelt werden.

	DE	AT	СН	FR	BE	NL	LU	PL	CZ	DK
Netto-										
Nennleistung	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Kategorie	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Energieträger	100%	100%	100%	100%	95%	99%	100%	100%	100%	100%
Technologie	90%	83%	73%	97%	84%	73%	100%	83%	70%	66%
Inbetriebnahme	88%	87%	96%	81%	68%	69%	100%	78%	94%	83%

Tabelle 3-12: Datenqualität (Anlagendatenbank)

Weitere fehlende Information wurden im Rahmen von Recherchen ermittelt oder gegebenenfalls geeignete Annahmen auf Basis der vorhandenen Informationen entsprechend der Logik in Tabelle 3-13 getroffen.

Energieträger	Techn	ologie	Inbetriebnahme	Netto-Nennleistung
KE	DT			
		UK ^s	< 1990	<300 MW
ВК	DT	UK∟	< 1990	≥300 MW
		ÜK	≥ 1990	
		UK ^s	< 1990	<300 MW
SK	т	UK∟	< 1990	≥300 MW
		ÜK	≥ 1990	
			< 1970	≥100 MW
EG/ÖI	GuD		≥ 1970	≥100 MW
	GT	AD		<50 MW
		HD		≥50 MW

Tabelle 3-13: Annahmen (Anlagendatenbank)

Die zukünftige Entwicklung des thermischen Kraftwerksparks unterliegt neben altersbedingten Außerbetriebnahmen sowohl energiewirtschaftlichen (z. B. Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken) als auch politischen Rahmenbedingungen (z. B. Kernenergieausstieg, Sicherheitsbereitschaft, etc.). Im Rahmen der Arbeit werden ausgehend vom bekannten Anlagenbestand des Jahres 2016 [47] und geplanten In- und Außerbetriebnahmen Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks bis 2020 und 2030 getroffen. In den Simulationen werden ausschließlich Kraftwerke, welche über den Strommarkt vermarktet werden, berücksichtigt. In Summe nimmt die installierte Netto-Nennleistung konventioneller Kraftwerke von 2020 bis 2030 um 39 GW ab (vgl. Tabelle 3-14). In Deutschland werden die verbleibenden Kernkraftwerke mit einer Netto-Nennleistung von 8 GW und in Frankreich mit einer Netto-Nennleistung von 6 GW, darunter zwei Kernkraftwerke, angenommen.

Leistuna	к	Έ	В	К	S	К	E	G	Ċ) I	Sun	nme
in GW	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030	2020	2030
DE	8	0	17	17	23	23	26	26	1	1	76	68
AT	0	0	0	0	1	0	3	3	0	0	4	3
СН	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2
FR	65	40	0	0	3	3	6	6	5	5	79	55
BE	6	0	0	0	0	0	5	5	0	0	11	5
NL	0	0	0	0	3	3	13	13	0	0	17	17
LU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PL	0	3	10	11	23	24	4	5	0	0	37	43
CZ	4	0	8	8	1	1	2	2	0	0	15	11
DK1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	2	2
DK2	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	2	2
Summe	86	45	35	37	57	57	60	61	7	7	246	207

Tabelle 3-14: Netto-Nennleistung konventioneller Kraftwerke

Die Anlagendatenbank wurde um verschiedene technische und wirtschaftliche Parameter, welche als modellexogene Größen in die Anlageneinsatzplanung einfließen, ergänzt. Die Abschätzung der Anlagenparameter stützt sich auf Betreiberangaben, auf verschiedene Studien sowie auf eigene Annahmen. Hier wird insbesondere auf die Studie *Power Plant Cycling Costs* [37] verwiesen, in welcher die Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke sowie Kosten durch Lastwechsel und Anfahrvorgänge erfasst und statistisch ausgewertet wurden. Außerdem wurden die Studien [53] und [52] des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung für die Abschätzung weiterer Parameter herangezogen.

3.3.1 Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten

Die Anlageneinsatzplanung berücksichtigt die variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten fossil befeuerter Kraftwerke im stationären und instationären Betrieb. Diese ergeben sich in erster Linie aus dem Brennstoffverbrauch und den entsprechenden CO₂-Emissionen sowie Kapital- und Instandhaltungskosten in Folge von Verschleiß durch Lastwechsel und Anfahrvorgänge.

3.3.1.1 Stationärer Betrieb

Der stationäre Brennstoffverbrauch fossil befeuerter Kraftwerke kann als Funktion der Strom- und Wärmeproduktion sowie dem arbeitspunktabhängigen Brennstoffnutzungsgrad formuliert werden.

$$\dot{B}(P,Q,\omega) = \frac{P+Q}{\omega(P,Q)}$$
(3-1)

Die variablen Kosten *C*^{stat} ergeben sich aus den brennstoffabhängigen und sonstigen variablen Kosten in Abhängigkeit der Strom- und Wärmeproduktion. Diese umfassen die Wartung und regelmäßige Inspektionen der Anlage, Reparatur und Austausch von Komponenten, den Einsatz von Hilfs- und Betriebsstoffen und die Entsorgung von Abfallprodukten.

$$C^{\text{stat}} = \dot{B} \left(c^{\text{Br}} + \varepsilon^{\text{CO}_2} c^{\text{CO}_2} \right) + c^{\text{sons,var}}(P,Q)$$
(3-2)

Für die Anlageneinsatzplanung wird die Kostenfunktion über den Betriebsbereich der Kraftwerke linear approximiert.

$$C^{\text{stat}} = c^{\text{stat,el}}P + c^{\text{stat,th}}Q + c^{\text{stat,on}}$$
(3-3)

Die Berechnung der Konstanten $c^{\text{stat,el}}$ und $c^{\text{stat,on}}$ erfolgt über die Preise für Primärenergieträger und CO₂-Emssionszertifikate, CO₂-Emssionsfaktoren sowie dem elektrischen Wirkungsgrad bei Nenn- und Mindestleistung.

$$c_{u}^{\text{stat,el}} = \frac{\left(\frac{1}{\eta_{u}^{\text{el,max}}} - \frac{\zeta_{u}^{\text{min}}}{\eta_{u}^{\text{el,min}}}\right) (c_{u}^{\text{Br}} + \varepsilon_{u}^{\text{CO}_{2}} c_{u}^{\text{CO}_{2}})}{(1 - \zeta_{u}^{\text{min}})} + c_{u}^{\text{sons,var}}$$
(3-4)
$$c_{u}^{\text{stat,on}} = P_{u}^{\text{N}} \left(\frac{c_{u}^{\text{Br}} + \varepsilon_{u}^{\text{CO}_{2}} c_{u}^{\text{CO}_{2}}}{\eta_{u}^{\text{el,max}}} - \frac{\left(\frac{1}{\eta_{u}^{\text{el,max}}} - \frac{\zeta_{u}^{\text{min}}}{\eta_{u}^{\text{el,min}}}\right) (c_{u}^{\text{Br}} + \varepsilon_{u}^{\text{CO}_{2}} c_{u}^{\text{CO}_{2}})}{(1 - \zeta_{u}^{\text{min}})}\right)$$
(3-5)

Für KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine wird zusätzlich c^{stat,th} unter Berücksichtigung des Brennstoffnutzungsgrades bei maximaler Wärmeauskopplung bestimmt.

$$c_{u}^{\text{stat,th}} = \frac{\frac{P_{u}^{N} + Q_{u}^{N}}{\omega_{u}^{\text{max}}} \left(c_{u}^{\text{Br}} + \varepsilon_{u}^{\text{CO}_{2}}c_{u}^{\text{CO}_{2}}\right) - \left(\left(P_{u}^{N} - Q_{u}^{N}\beta_{u}\right)c_{u}^{P} + c_{u}^{\text{stat,on}}\right)}{Q_{u}^{N}}$$
(3-6)

In Tabelle 3-15 sind die elektrischen Netto-Wirkungsgrade bei Nennleistung in Abhängigkeit des Kraftwerkstyps und dem Jahr der Inbetriebnahme dargestellt. Für die Berechnung der anlagenspezifischen Wirkungsgrade wurde über die in der Tabelle dargestellten Stützjahre linear interpoliert. Für Anlagen, welche vor 1950 oder nach 2010 in Betrieb genommen wurden, wird der Wert des Jahres 1950 bzw. 2010 verwendet. Über den Wirkungsgradverlust bei einer definierten Teillast wird die lineare Kostenfunktion definiert. Dementsprechend verändert sich die Kostenfunktion durch das Absenken der Mindestleistung im Rahmen der Analyse von Flexibilisierungsmaßnahmen nicht.

		KE	BK	SK		EG/ÖI	
			D	т		GuD	GT
Netto-Wirkungsgrad	1950	33,0%	29,0%	29,6%	30,6%	20,0%	24,7%
bei wennielstung	1960	33,0%	31,3%	29,6%	30,6%	26,7%	27,3%
	1970	33,0%	33,7%	29,6%	30,6%	33,3%	29,9%
	1980	33,0%	36,0%	29,6%	30,6%	40,0%	32,5%
	1990	33,0%	38,3%	29,6%	30,6%	46,7%	35,1%

¹⁵ Alle Angaben beziehen sich auf den Heizwert des Brennstoffs

	KE	BK	SK		EG/ÖI	
		D	т		GuD	GT
200	33,0%	40,7%	29,6%	30,6%	53,3%	37,7%
201	33,0%	43,0%	46,0%	41,1%	60,0%	40,3%
Wirkungsgradverlust bei Teillast (40% P ^ℕ)	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	11,0%	22,0%
Andere variable Kosten in €/MWh	2,30	2,60	2,00	1,50	1,30	1,50

Der elektrische Wirkungsgrad von KWK-Anlagen mit Gegendruckturbine kann je nach Anlagentyp und Auslegung geringer sein und liegt typischerweise im Bereich zwischen 25 % und 50 % (vgl. Tabelle 3-16). Für die in dieser Arbeit betrachteten Anlagen wurden Betreiberangaben [56] recherchiert bzw. geeignete Annahmen entsprechend der Studie *Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland* [57] getroffen.

Tabelle 3-16: Wirkungsgrade verschiedener KWK-Anlagen

	D	т	Gi	GT	
	GDT	ЕКТ	GDT EKT		
Elektrischer Wirkungsgrad	25-35%	33-45%	35-40%	35-52%	29-36%
Brennstoffnutzungsgrad	80-90%	55-92%	80-90%	80-92%	80-85%

3.3.1.2 Instationärer Betrieb

Die Kosten durch Anfahrvorgänge und Lastwechsel sind u. a. auf den zusätzlichen Brennstoffbedarf und den Verschleiß von Komponenten zurückzuführen. Beim Betrieb mit wechselnden Betriebspunkten sowie An- und Abfahrvorgängen werden Kraftwerkskomponenten großen Wärme- und Druckbelastungen ausgesetzt, welche Beschädigungen verursachen und die Lebensdauer reduzieren. Bei Anfahrvorgängen sind diese Belastungen und der zusätzliche Hilfs- und Hauptbrennstoffbedarf abhängig von der vorausgegangen Stillstandszeit, während bei Lastwechseln die Leistungsänderung und Leistungsänderungsrate entscheidend sind.

Die anlagenspezifischen Kosten für einen Heiß-, Warm- und Kaltstart werden in Abhängigkeit des Brennstoffbedarfs, der Kapital- und Instandhaltungskosten und sonstiger Kosten durch Anfahrvorgänge berechnet.

$$c_{u}^{AV,h} = P_{u}^{N} \left(B_{u}^{AV,h} \left(c_{u}^{Br} + \varepsilon_{u}^{CO_{2}} c_{u}^{CO_{2}} \right) + c_{u}^{C\&M,h} + c_{u}^{sons,h} \right)$$
(3-7)

$$c_u^{AV,w} = P_u^N \left(B_u^{AV,w} \left(c_u^{Br} + \varepsilon_u^{CO_2} c_u^{CO_2} \right) + c_u^{C\&M,w} + c_u^{sons,w} \right)$$
(3-8)

$$c_{u}^{AV,k} = P_{u}^{N} \left(B_{u}^{AV,k} \left(c_{u}^{Br} + \varepsilon_{u}^{CO_{2}} c_{u}^{CO_{2}} \right) + c_{u}^{C\&M,k} + c_{u}^{sons,k} \right)$$
(3-9)

Die anlagenspezifischen Kosten für Lastwechsel werden durch abschnittsweise definierte lineare Funktionen für schnelle und typische Lastwechsel approximiert. Diese berücksichtigen spezifische Kapital- und Instandhaltungskosten in Abhängigkeit der Leistungsänderungsgeschwindigkeit.

$$c_u^{LW,t} = \frac{c_u^{C\&M,t}}{\delta_u^t}$$
(3-10)

$$c_u^{LW,s} = \frac{c_u^{C\&M,s} - c_u^{C\&M,t}}{\delta_u^s - \delta_u^t}$$
(3-11)

$$c_u^{LW,0} = P_u^N \left(c_u^{C\&M,t} - c_u^{LW,s} \delta_u^s \right)$$
(3-12)

In Tabelle 3-17 sind die Annahmen zu technologiespezifischen Kapital- und Instandhaltungskosten, sonstigen Kosten und Brennstoffbedarf für Heiß-, Warmund Kaltstarts sowie Kapital- und Instandhaltungskosten für typische und schnelle Lastwechsel zur Berechnung der Konstanten c^{AV,h}, c^{AV,w}, c^{AV,k}, c^{LW,t}, c^{LW,s} und c^{LW,0} aufgeführt. Die Kategorisierung der Anfahrvorgänge und Lastwechsel erfolgt entsprechend der technologiespezifischen Sillstandszeiten und Leistungsänderungen.

	KE		SK/BK		EG/ÖI					
				GuD	Т					
		UK ^s	UK∟	ÜΚ			AD	HD		
Heißstart										
C&M-Kosten in €/MW	1,70	72,31	45,38	41,54	27,69	26,92	14,62	24,62		
Sonstige Kosten in €/MW	0,00	3,52	4,32	4,47	3,07	0,73	1,46	0,73		
Brennstoffbedarf in MWh/MW	8,35	1,50	2,25	3,03	1,10	0,06	0,46	0,05		
Stillstandszeit in h	<24	<4	<12	<12	<4	<5	<0	<2		
Warmstart										
C&M-Kosten in €/MW	1,70	120,77	50,00	49,23	44,62	42,31	18,46	96,92		
Sonstige Kosten in €/MW	0,00	4,72	6,14	6,63	5,28	0,73	1,46	0,73		
Brennstoffbedarf in MWh/MW	8,35	2,00	3,00	5,13	2,10	0,06	0,46	0,06		
Stillstandszeit in h	24-50	4-24	12-40	12-72	4-48	5-40	0-1	2-3		
Kaltstart										
C&M-Kosten in €/MW	1,70	113,08	80,77	80,00	57,69	60,77	24,62	79,23		
Sonstige Kosten in €/MW	0,00	6,12	7,81	8,91	8,80	0,73	1,46	0,73		
Brennstoffbedarf in MWh/MW	8,35	2,80	4,20	6,03	2,68	0,07	0,46	0,07		
Stillstandszeit in h	>50	>24	>40	>72	>48	>40	>1	>3		
Typischer Lastwechsel	Typischer Lastwechsel									
C&M-Kosten in €/MW	1,53	1,74	1,53	1,32	1,20	0,25	0,36	0,68		
Leistungsänderung in %/h	35	32	35	30	32	20	20	27		
Schneller Lastwechsel										
C&M-Kosten in €/MW	7,65	6,95	7,65	6,62	3,60	0,51	0,72	1,35		
Leistungsänderung in %/h	70	64	70	60	64	40	40	54		

Tabelle 3-17: Variable Ko	osten durch Anfahrvorgänge	und Lastwechsel ¹⁶ nach [37, 52]
---------------------------	----------------------------	---

3.3.2 Operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke

Die Mindestleistung, Leistungsänderungsrate sowie die Anfahrzeit beschreiben die operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke. Sie werden anhand des Energieträgers, der Technologie und dem Jahr der Inbetriebnahme über ein lineares Regressionsmodell für typische und flexibilisierte Kraftwerke abgeschätzt.

¹⁶ Alle Angaben beziehen sich auf die Netto-Nennleistung

Entsprechend der Annahmen ist das Flexibilisierungspotenzial moderner Kraftwerke größer als das von Kraftwerken, welche früher in Betrieb genommen wurden. In Tabelle 3-18 sind die Parameter ζ_u^{\min} , δ_u^{\max} und $\tau^{AV,h}$, $\tau^{AV,w}$, $\tau^{AV,k}$ aufgeführt.

	КЕ ВК ЅК				EG/ÖL							
	DT							GuD		GT		
	1980	2010	1980	2010	1980	2010	1980	2010	1980	2010	1980	2010
Mindestleistung	Mindestleistung in %											
Status Quo	50,0	40,0	60,0	50,0	40,0	25,0	40,0	30,0	50,0	40,0	50,0	40,0
Flexibilisiert	50,0	40,0	60,0	35,0	40,0	20,0	40,0	30,0	50,0	30,0	50,0	20,0
Leistungsänderungsrate in %/min												
Status Quo	5,0	5,0	1,0	2,5	1,5	4,0	3,0	6,0	2,0	4,0	8,0	12,0
Flexibilisiert	5,0	5,0	1,0	5,0	1,5	6,0	3,0	6,0	2,0	8,0	8,0	15,0
Anfahrzeit (heiß	Anfahrzeit (heiß) in h											
Status Quo	12,0	12,0	6,0	4,0	3,0	2,5	2,0	1,0	1,5	1,0	0,1	0,1
Flexibilisiert	12,0	12,0	6,0	2,0	3,0	1,3	2,0	1,0	1,5	0,5	0,1	0,1
Anfahrzeit (warm) in h												
Status Quo	16,0	16,0	8,0	6,0	6,5	3,8	3,0	1,5	2,8	2,0	0,1	0,1
Flexibilisiert	16,0	16,0	8,0	4,0	6,5	2,2	3,0	1,5	2,8	1,3	0,1	0,1
Anfahrzeit (kalt) in h												
Status Quo	24,0	24,0	10,0	8,0	10,0	5,0	4,0	2,0	4,0	3,0	0,1	0,1
Flexibilisiert	24,0	24,0	10,0	6,0	10,0	3,0	4,0	2,0	4,0	2,0	0,1	0,1

Tabelle 3-18: Parameter der operativen Flexibilität konventioneller Kraftwerke nach [37, 52]

4 Szenarioanalyse

In den folgenden Unterkapiteln werden die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise und der Stand der operativen Flexibilität des fossil befeuerten Kraftwerksparks in Deutschland analysiert. Die Auswertungen basieren auf den in Kapitel 3 beschriebenen energiewirtschaftlichen Szenarien.

4.1 Anforderungen an eine flexible Einsatzweise

Die Anforderungen an eine flexible Leistungsbereitstellung ergeben sich im Wesentlichen aus der Charakteristik des residualen Strombedarfs und Unsicherheiten der Stromproduktion von Windenergie- und Photovoltaikanlagen.

4.1.1 Charakteristik der residualen Stromnachfrage

Die residuale Stromnachfrage, welche durch disponible Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie den grenzüberschreitenden Stromhandel gedeckt wird, ist in dieser Arbeit definiert als Netto-Stromverbrauch abzüglich der Stromproduktion aus nicht-disponiblen EE-Anlagen. Durch den Stromhandel mit benachbarten Marktgebieten können die Anforderungen an den fossil befeuerten Kraftwerkspark in Deutschland reduziert werden, sofern ausreichend disponible, ausländische Erzeugungskapazitäten und grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten verfügbar sind.

Die Integration erneuerbarer Energien führt zu einem Rückgang des mittleren residualen Strombedarfs, während die maximale residuale Stromnachfrage nur in geringem Umfang sinkt. Infolgedessen wird weniger Strom durch den konventionellen Kraftwerkspark produziert und die Betriebsstunden und Volllaststunden der Anlagen sinken. Gleichzeitig nehmen die Anforderungen an eine flexible Leistungsbereitstellung aufgrund des volatilen Charakters der EE-Einspeisung zu. Neben den technischen Anforderungen verschlechtern sich dadurch auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Betreiber fossiler Kraftwerke. Zum einen nehmen die Deckungsbeiträge durch geringere Börsenstrompreise und sinkender Stromproduktion ab. Gleichzeitig erhöht der flexible Betrieb den Verschleiß den Anlagen und führt zu zusätzlichen Kosten. Unter Umständen sind die Betreiber gezwungen, kurzfristig Leistung unterhalb der Grenzkosten anzubieten, um das Abfahren einer Anlage zu vermeiden und erwirtschaften in diesem Zeitraum negative Deckungsbeiträge.

Die Residuallastgradienten geben Aufschluss darüber, wie hoch die Anforderungen an die Leistungsänderungsraten und Anfahrzeiten der disponiblen Erzeugungs- und Speicheranlagen sind. Treten hohe Gradienten häufiger auf, nimmt die Anzahl der Lastwechsel und An- bzw. Abfahrvorgänge konventioneller Anlagen zu. Bei gleichzeitig geringeren Residuallasten erhöhen sich diese Anforderungen weiter, da die Flexibilität der in Betrieb befindlichen Anlagen unter Umständen nicht ausreichend ist, um den entsprechenden Gradienten zu folgen, so dass ein An- oder Abfahren von Anlagen häufiger notwendig wird.

Abbildung 4-1 zeigt die Jahresdauerlinien der residualen Stromnachfrage der Szenarien 2020 EP, 2030 V1 und 2030 V2/V3 in Deutschland. Für die residuale Stromnachfrage relevante Entwicklungen in Bezug auf das Szenario 2020 EP sind:

- 2030 V1: Wachsende Stromnachfrage und geringer EE-Zubau
- 2030 V2 und 2030 V3: Abnehmende Stromnachfrage und starker EE-Zubau

Durch die oben genannten energiewirtschaftlichen Entwicklungen sinken die durchschnittliche und die minimale Residuallast, während die maximale Residuallast annähernd konstant bleibt. In den Szenario 2030 V2 und 2030 V3 sind diese Effekte stärker ausgeprägt, dementsprechend sind die Anforderungen an eine flexible Leistungsbereitstellung durch disponible Anlagen höher. Situationen, in welchen die Residuallast unterhalb des konventionellen Erzeugungssockels liegt, treten in beiden Szenarien häufiger auf (2030 V1: 2000 Stunden, 2030 V2 und 2030 V3: 4500 Stunden) und erfordern die Abregelung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien oder den Stromexport in andere Strommärkte.



Abbildung 4-1: Jahresdauerlinie der residualen Stromnachfrage in den Szenarien 2020 EP, 2030 V1 und 2030 V2/V3

In den Szenarien 2030 V1, 2030 V2 und 2030 V3 treten zudem häufiger hohe Residuallastgradienten (vgl. Abbildung 4-2) auf. Die Summe des absoluten Residuallastgradienten über ein Jahr steigt von 2100 GW/a in Szenario 2020 EP auf 2400 GW/a in Szenario 2030 V1 bzw. auf 2500 GW/a in den Szenarien 2030 V2 und 2030 V3. Daraus folgt, dass die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise konventioneller Kraftwerke in Deutschland steigen. Ist die Flexibilität der Kraftwerke, deren Einsatz wirtschaftlich sinnvoll wäre, zu gering, müssen ggf. Anlagen mit höherer operativer Flexibilität eingesetzt oder die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien abgeregelt werden. Im Vergleich zur oben dargestellten Abnahme der durchschnittlichen und minimalen Residuallast ist dieser Effekt deutlich weniger stark ausgeprägt.



Abbildung 4-2: Histogramm der Residuallastgradienten in den Szenarien 2020 EP, 2030 V1 und 2030 V2/V3

Die Verteilung der Residuallastgradienten ist in allen Szenarien nichtsymmetrisch. Hohe Residuallastgradienten treten in positiver Richtung häufiger auf als in negativer Richtung. Sie sind in Bezug auf die Anforderungen an eine flexible Leistungsbereitstellung und die damit verbundenen variablen Betriebsund Instandhaltungskosten durch Lastwechsel und Anfahrvorgänge kritischer zu bewerten als negative Residuallastgradienten. Der maximale positive Leistungsgradient beträgt in allen Szenarien rund 2,5 GW/15 min. Dies entspricht je nach Situation 3,5 % bis 10 % der im Einsatz befindlichen, steuerbaren Kraftwerksleistung. In Situationen gleichzeitig geringer residualer Stromnachfrage ist es daher notwendig, Kraftwerke anzufahren, um entsprechende Leistungsgradienten bereitstellen zu können.

Betrachtet man die streng monoton fallenden oder streng monoton steigenden Residuallastgradienten (vgl. Abbildung 4-3) zeigt sich, dass Leistungsänderungen häufig zwischen vier und acht Stunden andauern und bis zu ±30 GW betragen. Im Vergleich der Szenarien 2030 V1, 2030 V2 und 2030 V3 zeigt sich außerdem, dass die Residuallastgradienten mit zunehmender EE-Integration stärker variieren, d. h. dass der Einfluss volatiler erneuerbarer Energien zunehmend den typischen Tagesgang der Stromnachfrage überlagert. Zudem treten dadurch hohe Residuallastgradienten häufiger auf. Dies impliziert, dass neben den Anforderungen an die operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke, der Bedarf an zusätzlichen An- und Abfahrvorgängen besteht. Diese veränderte Einsatzweise führt in erster Linie zu einer höheren Beanspruchung der Komponenten betroffener Kraftwerke und damit verbundenen höheren Betriebs- und Instandhaltungskosten. Des Weiteren entstehen zusätzliche Kosten und Emissionen durch den Bedarf an zusätzlichem Brennstoff für die Anfahrvorgänge.





4.1.2 Prognosefehler von Windenergie und Photovoltaik

Zusätzliche Anforderungen an eine flexible Einsatzweise ergeben sich aus Prognosefehlern der Stromproduktion von Windenergie- und Photovoltaikanlagen. In dieser Arbeit werden die relativen Prognosefehler der Stromproduktion aus WEund PV-Anlagen auf Basis der Einspeiseprognosen [12] für Deutschland im Zeitraum 15.01.2016-15.01.2017 verwendet, um die absoluten Prognosefehler zu modellieren. Die Einspeiseprognosen umfassen Kurzfrist- und Kürzestfristprognosen, welche auf Basis verschiedener Verfahren erstellt werden:

- Die Kurzfristprognosen werden acht Mal täglich aktualisiert und haben einen Prognosehorizont von bis zu 180 Stunden mit einer zeitlichen Auflösung von 15 bis 60 Minuten. Zur Berechnung werden die numerischen Wettermodelle HIRLAM, GFS, UKMET und ECMWF verwendet.
- Die Kürzestfristprognosen basieren auf einem statistischen Berechnungsverfahren, bei welchem aktuelle Messwerte der Stromproduktion stündlich bis zu sechs Stunden in die Zukunft mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten projiziert werden.

Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 zeigen die Häufigkeit des relativen Prognosefehlers¹⁷ der Stromproduktion aus WE- und PV-Anlagen sowie den resultierenden mittleren absoluten Fehler (MAE) in Abhängigkeit der Vorlaufzeit der Prognose. Die Prognosefehler beziehen sich auf die jeweils aktuelle Prognose, welche im Rahmen der Einsatzplanung verwendet wird und entsprechen nicht den tatsächlichen Prognosefehlern der Stromproduktion.



Abbildung 4-4: Prognosefehler der Stromproduktion aus WE-Anlagen (EuroWind Forecast/Nowcast: Deutschland, 15.01.2016-15.01.2017)

¹⁷ Bei Photovoltaik werden ausschließlich Prognosefehler bei prognostizierter und tatsächlicher Einspeisung ungleich Null berücksichtigt.



Abbildung 4-5: Prognosefehler der Stromproduktion aus PV-Anlagen (EuroWind Forecast/Nowcast: Deutschland, 15.01.2016-15.01.2017)

Mit zunehmender Vorlaufzeit nimmt die Prognosegüte ab; aufgrund der unterschiedlichen Prognoseverfahren wirkt sich die Vorlaufzeit bei der Kürzestfristprognose stärker auf die Prognosegüte aus als bei der Kurzfristprognose. Zudem zeigt die Auswertung, dass die Prognosequalität für Windenergieanlagen bis zu einer Vorlaufzeit von sechs Stunden geringfügig besser als für Photovoltaikanlagen ist. Bei einer Vorlaufzeit von 6 bis 36 Stunden ist die Prognosequalität für Windenergieanlagen geringer als für Photovoltaikanlagen. Der mittlere absolute Prognosefehler der Stromproduktion aus Windenergieanlagen liegt zwischen 0,5 und 2,5 %, während der maximale Prognosefehler 18 % der installierten Leistung beträgt. Bei Photovoltaikanlagen liegt der mittlere absolute Prognosefehler zwischen 0,5 und 1,8 % und der maximale Prognosefehler bei 40 %. Ausgehend von der installierten Leistung von Windenergie- (52 GW) und Photovoltaikanlagen (45 GW) in Deutschland (Stand 2018), ergeben sich durchschnittliche Prognosefehler bis zu 1.3 GW bzw. 0.8 GW.

Negative Prognosefehler sind in Bezug auf die operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke und variable Systemkosten kritischer zu beurteilen als positive Prognosefehler. Sofern die Kraftwerke, welche bereits im Einsatz sind, keine ausreichenden Leistungsreserven aufweisen, um die negativen Prognosefehler auszugleichen, werden kurzfristige Anfahrvorgänge flexibler erforderlich. Kraftwerke, welche aufgrund ihrer kurzen Anfahrzeiten ausreichen schnell angefahren werden können, haben in der Regel hohe Grenzkosten. Zudem besteht die Möglichkeit, dass die verbleibenden verfügbaren Erzeugungskapazitäten nicht ausreichend flexibel sind, um die Prognosefehler vollständig auszugleichen. Positive Prognosefehler können zu überflüssigen Anfahrvorgängen führen und dadurch ebenfalls höhere variable Systemkosten verursachen. Aufgrund der besseren Prognostizierbarkeit und der hohen Korrelation zwischen Stromnachfrage und Stromproduktion aus PV-Anlagen ist deren Integration weniger kritisch in Bezug auf die Flexibilisierungsanforderungen zu betrachten.

Tatsächliche Prognosefehler sowie für die Einsatzplanung relevante Prognosefehler, welche aufgrund von Flexibilitätsbeschränkungen nicht über den Handel an Strommärkten ausgeglichen werden können, resultieren in Bilanzabweichungen, welche durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen werden.

4.2 Operative Flexibilität des fossil befeuerten Kraftwerksparks

Die operative Flexibilität beschreibt die Fähigkeit, die Stromproduktion in einem definierten Betriebsbereich anzupassen und vom Stillstand in einen stabilen Betriebspunkt anzufahren. Sie wird durch die Kennwerte Mindestleistung, Leistungsänderungsrate und Anfahrzeit (in Abhängigkeit der vorhergehenden Stillstandszeit) definiert.

- Die Mindestleistung beschreibt die minimale Leistung, mit welcher ein Kraftwerk dauerhaft stabil betrieben werden kann.
- Die Leistungsänderungsrate beschreibt die Fähigkeit des Kraftwerks die Stromproduktion innerhalb eines definierten Zeitraums zu ändern.
- Die Anfahrzeit beschreibt den Zeitraum zwischen einer Anfahrentscheidung und der Synchronisation des Generators mit dem Stromnetz.
- Die Stillstandszeit beschreibt den Zeitraum, über welchen ein Kraftwerk nicht mit dem Stromnetz synchronisiert ist.

Eine Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke kann die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem unterstützen und gleichzeitig die Vermarktungsmöglichkeiten am Strom- und Regelleistungsmarkt verbessern. Derzeit existieren verschiedene technische Konzepte, um die operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke zu erhöhen. Abbildung 4-6 zeigt den beispielhaften Kraftwerkseinsatz mit und ohne Flexibilisierung. Die zusätzliche Flexibilität des Kraftwerks führt zu einem schnelleren Anfahren bzw. einer kürzeren Stillstandszeit (A), höheren Leistungsgradienten im Lastfolgebetrieb (B), Teillastbetrieb bei geringeren Mindestleistung (C) und das Vermeiden von Ab- und Anfahrvorgängen (D) bei geringer Residuallast.



Abbildung 4-6: Beispielhafter Kraftwerkseinsatz mit und ohne Flexibilisierung

Die am Strommarkt verfügbare operative Flexibilität disponibler Erzeugungsanlagen ist abhängig vom tatsächlichen und geplanten Kraftwerkseinsatz. Bei derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland (Stand 2018) werden entsprechend der grenzkostenabhängigen Einsatzreihenfolge zunächst Kern- und Braunkohlekraftwerke eingesetzt. Diese Kraftwerke weisen eine vergleichsweise geringe operative Flexibilität auf und werden in der Regel konstant betrieben (Grundlast). Bei steigender Stromnachfrage werden zunehmend Steinkohlekraftwerke, Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke und Gasturbinenkraftwerke eingesetzt (Mittel- und Spitzenlast). Diese haben höhere Grenzkosten und sind aufgrund der hohen operativen Flexibilität für den Lastfolgebetrieb geeignet.

In den folgenden Unterkapiteln wird die operative Flexibilität des fossil befeuerten Kraftwerksparks in Deutschland für das Szenario 2020 EP auf Basis der in Kapitel 3.3 dargestellten Datengrundlage ausgewertet.

4.2.1 Technische Mindestleistung

Die technische Mindestleistung (vgl. Abbildung 4-7) fossil befeuerter Kraftwerke liegt je nach Kraftwerkstyp und Alter zwischen 25-65 % der Nennleistung. Steinkohlekraftwerke weisen im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen eine geringe Mindestleistung von 25 bis 45 % auf. Braunkohlekraftwerke sind hingegen für einen konstanten Betrieb bei Nennleistung ausgelegt und haben eine eingeschränkte Mindestlastfähigkeit. Die Mindestlastfähigkeit von erdgasbefeuerten Gasturbinen- und Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken liegt zwischen den zuvor genannten Kraftwerkstypen.



Abbildung 4-7: Erzeugungskapazität in Abhängigkeit der Mindestleistung (2020 EP, Status Quo, DE)

4.2.2 Durchschnittliche Leistungsänderungsrate

Die Leistungsänderungsrate (vgl. Abbildung 4-8) eines Großteils der Erzeugungskapazitäten beträgt 1 bis 5 %/min (bezogen auf die Netto-Nennleistung), während Gasturbinenkraftwerke deutlich höhere Leistungsänderungsraten erreichen. Die Leistungsänderungsrate von Stein- und Braunkohlekraftwerken liegt typischerweise im Bereich von 1-2 %/min, während erdgasbefeuerte Kombianlagen und moderne Steinkohleblöcke bis zu 5 %/min erreichen.

Die Leistungsänderungsrate eines Teils der Kraftwerke ist ausreichend hoch, um den gesamten Bereich zwischen Mindest- und Nennleistung innerhalb von 15 Minuten abzufahren. In diesem Fall beschränkt sich der Vorteil einer Erhöhung der Leistungsänderungsrate vor allem auf eine kosteneffizientere Vorhaltung von aFRR und mFRR. In Kombination mit einer Absenkung der Mindestleistung kann sich jedoch auch die Flexibilität dieser Kraftwerke im Lastfolgebetrieb verbessern.



4.2.3 Anfahrzeiten in Abhängigkeit der Stillstandszeit

Die Anfahrzeit von thermischen Kraftwerken variiert je nach vorherigen Stillstandszeit. Typischerweise wird dabei zwischen der Anfahrzeit im heißen, warmen und kalten Zustand unterschieden.

Gaskraftwerke können im heißen Zustand (vgl. Tabelle 3-17) innerhalb von zwei Stunden angefahren werden, während Stein- und Braunkohlekraftwerke zwei bis vier bzw. vier bis sieben Stunden benötigen (vgl. Abbildung 4-9). Dementsprechend weisen Anlagen, welche typischerweise zur Deckung der Mittel- und Spitzenlast eingesetzt werden, relativ geringe Anfahrzeiten auf.



Mit zunehmender Stillstandszeit steigt die Anfahrzeit fossil befeuerter Kraftwerke (Abbildung 4-10). Davon sind besonders Stein- und Braunkohlekraftwerke betroffen. Deren Anfahrzeit steigt um ein bis drei Stunden, während die Anfahrzeit von Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken bei einem Warmstart um eine Stunde steigt.



Abbildung 4-10: Erzeugungskapazität in Abhängigkeit der Anfahrzeit (warm) (2020 EP, Status Quo, DE)

Die Anfahrzeiten für einen Kaltstart (vgl. Abbildung 4-11) sind deutlich höher als im heißen oder warmen Zustand. Die installierte Netto-Nennleistung moderner Steinkohlekraftwerke und erdgasbefeuerter Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke mit Anfahrzeiten von drei bis sechs Stunden beträgt ca. 30 GW. Diese sind vergleichbar mit den Anfahrzeiten (heiß) von alten Stein- und Braunkohlekraftwerken. Weitere 35 GW Netto-Erzeugungskapazität verteilen sich auf Stein- und Braunkohlekraftwerke mit Anfahrzeiten (kalt) zwischen acht und elf Stunden. Die Anfahrzeit von Gasturbinenkraftwerken beträgt unabhängig von der vorherigen Stillstandszeit weniger als 15 Minuten.



Abbildung 4-11: Erzeugungskapazität in Abhängigkeit der Anfahrzeit (kalt) (2020 EP, Status Quo, DE)

4.2.4 Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten

Neben den zuvor genannten technischen Eigenschaften limitieren auch die variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten die operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke. Unter aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen kann der kurzfristige Betrieb eines Gaskraftwerkes, trotz höheren Grenzkosten, wirtschaftlicher sein als der Betrieb eines Braun- oder Steinkohlekraftwerkes. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die spezifischen Anfahrkosten von Braun- und Steinkohlekraftwerken deutlich höher sind als die spezifischen Anfahrkosten von Gaskraftwerken.

Die durchschnittlichen variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten fossil befeuerter Kraftwerke variieren in Abhängigkeit der Einsatzweise, Einsatzdauer und Art des vorherigen Anfahrvorgangs. In Abbildungen 5-12 und 5-14 sind die Bereiche der variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten für verschiedene Erzeu-
gungstechnologien nach einem Heiß-, Warm- und Kaltstart und anschließendem Betrieb bei Nennleistung zwischen ein und 24 Stunden dargestellt.



Abbildung 4-12: Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten in Abhängigkeit der Einsatzdauer nach einem Heißstart (2020 EP, Status Quo, DE)



Abbildung 4-13: Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten in Abhängigkeit der Einsatzdauer nach einem Warmstart (2020 EP, Status Quo, DE)



Abbildung 4-14: Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten in Abhängigkeit der Einsatzdauer nach einem Kaltstart (2020 EP, Status Quo)

Bei einer Einsatzdauer von weniger als zwei bis sieben Stunden, ist der Einsatz von erdgasbefeuerten Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken, trotz höherer stationärer Grenzkosten, günstiger als der Einsatz von Stein- und Braunkohlekraftwerken. Dieser Effekt verstärkt sich mit zunehmender Stillstandszeit.

Die hier dargestellten Auswertungen beziehen sich auf das Szenario 2020 EP und sind aufgrund der variierenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht auf die Szenarien 2030 V1, 2030 V2 und 2030 V3 (vgl. Anhang 5 bis 11) über-

tragbar. In Szenario 2030 V1 und 2030 V2 führen moderat höhere Preise für Steinkohle, Erdgas, Mineralöl sowie CO₂-Emissionszertifikate zu einem qualitativ vergleichbaren Ergebnis bei insgesamt höheren variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten. Szenario 2030 V3 ist geprägt durch deutlich geringere Preise für Erdgas und Mineralöl sowie sehr hohen Preisen für CO₂-Emissionszertifikate. Diese Annahmen führen zu einer veränderten Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, in welcher die Grenzkosten eine geringere Varianz aufweisen und über 50 % der erdgasbefeuerten Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke geringere variable Betriebskosten als Stein- und Braunkohlekraftwerke haben. Der geringe Anteil der Anfahrkosten an den durchschnittlichen variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten von Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken und Gasturbinenkraftwerken macht deren Einsatz bei kurzer Einsatzdauer zudem wirtschaftlicher. Außerdem ist der Einsatz von Steinkohlekraftwerken bis zu einer Einsatzdauer von zehn Stunden nach einem Heißstart, bzw. 15 Stunden nach einem Kaltstart wirtschaftlicher als der Einsatz von Braunkohlekraftwerken. Bei längeren Einsätzen erreichen die variablen Kosten von Braunkohlekraftwerken die variablen Kosten von Steinkohlekraftwerken und unterschreiten sie schließlich geringfügig.

5 Simulationsstudien

In diesem Kapitel werden die Simulationsergebnisse der Anlageneinsatzplanung für die Szenarien 2020 EP, 2030 V1, 2030 V2 und 2030 V3 dargestellt und verschiedene Kenngrößen des Stromversorgungssystems ausgewertet. Des Weiteren wird analysiert, welche Auswirkungen die Unsicherheit der Windenergie- und Photovoltaikprognosen sowie die Umsetzung aller als auch einzelner Flexibilisierungsoptionen des fossil befeuerten Kraftwerksparks auf die Simulationsergebnisse hat. Als Referenz dient in jedem Szenario die Variante Status Quo (SQ), bei welcher keine Flexibilisierungsmaßnahmen umgesetzt und Prognosefehler der Stromproduktion aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen berücksichtigt werden. Die Umsetzung aller Flexibilisierungsoptionen ist in den Varianten Flexibilisierung (FL) dargestellt, während ein Absenken der Mindestleistung (ML), die Erhöhung der Leistungsänderungsrate (LW) und eine verkürzte Anfahrzeit (AV) in weiteren Varianten einzeln untersucht werden. Die Flexibilisierungsoptionen werden für alle fossil befeuerten Kraftwerke, auch außerhalb Deutschlands, angenommen.

5.1 Stromproduktion und grenzüberschreitender Stromhandel

Die Stromproduktion und der grenzüberschreitende Stromhandel variieren in Abhängigkeit der Annahmen zu den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der jeweiligen Szenarien deutlich. Abbildung 5-1 zeigt die energieträgerscharfe Stromproduktion und die Stromnachfrage in Deutschland für die Szenarien 2020 EP und 2030 V1-V3 sowie für die Sensitivitäten SQ, FL, ML, LW, AV und PF (vgl. Kapitel 3). Zusätzlich sind die Ergebnisse in tabellarischer Form in Tabelle A-1 dargestellt.



Abbildung 5-1: Energieträgerscharfe Stromproduktion und Stromnachfrage in Deutschland

Der Anteil erneuerbarer Energien¹⁸ an der Netto-Stromnachfrage beträgt im Szenario 2020 EP 33 %, davon entfallen 76 % auf Windenergie und Photovoltaik. Die verbleibende Stromnachfrage wird in erster Linie durch Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie Kernkraftwerke gedeckt. Die gesamte Stromproduktion fossil befeuerter Kraftwerke beträgt 243 TWh. Kernkraftwerke decken mit 69 TWh noch 12,8 % des Netto-Stromverbrauchs in Deutschland.

Das Szenario 2030 V1 ist geprägt durch einen verzögerten EE-Ausbau, geringe Preise für CO₂-Emissionszertifikate (17 €/t) und eine gesteigerte Stromnachfrage. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien beträgt in diesem Szenario 212 TWh (Windenergie 124 TWh, Photovoltaik 50 TWh), damit wächst ihr Anteil am Netto-Stromverbrauch im Vergleich zu Szenario 2020 EP um 5 % auf 38 %. Infolge des abgeschlossenen Kernenergieausstiegs wächst die Stromproduktion fossil befeuerter Kraftwerke von 244 auf 326 TWh (Braunkohle +16 TWh, Steinkohle +54 TWh, Erdgas +13 TWh). Diese Entwicklungen führen insbesondere bei Steinkohlekraftwerken zu einer deutlich höheren Auslastung.

Die Annahmen der Szenarien 2030 V2 und 2030 V3 spiegeln eine ambitionierte europäische Klima- und Energiepolitik wider. Für den Stromsektor bedeutet dies eine nachlassende Stromnachfrage infolge von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sowie eine Steigerung des Anteils von erneuerbaren Energien am Stromverbrauch. Der EE-Anteil am Netto-Stromverbrauch beträgt 53 % und liegt deutlich über den Anteilen in den Szenarien 2030 V1 und 2020 EP (+14 % bzw. +19 %). Die absolute Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wächst auf 274 TWh (Windenergie 167 TWh, Photovoltaik 53 TWh). Die gesamte Stromproduktion fossil befeuerter Kraftwerke beträgt in Szenario 2030 V2 242 TWh und verändert sich im Vergleich zu Szenario 2020 EP damit nur geringfügig: Die Stromproduktion von Braunkohlekraftwerken sinkt um 15 TWh, während die Stromproduktion von Steinkohlekraftwerken und erdgasbefeuerten Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken um 11 TWh bzw. 2 TWh wächst. In Szenario 2030 V3 sinkt die Stromproduktion fossil befeuerter Kraftwerke um rund 7 % auf 226 TWh. Durch die veränderte Einsatzreihenfolge nimmt die Stromproduktion auf Basis von Erdgas um 76 TWh auf 128 TWh zu und Braun- (-81 TWh) und Steinkohlekraftwerke (-12 TWh) werden teilweise aus dem Strommarkt verdrängt. Dies ist auf den partiellen Brennstoffwechsel (vgl. Anhang 7) infolge der niedrigen Erdgaspreise (26 €/MW_{th}) und der hohen Preise für CO₂-Emissionszertifikate (71 €/t) zurückzuführen. Erdgasbefeuerte Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke weisen unter diesen Annahmen geringere Grenzkosten auf als Braun- und Steinkohlekraftwerke mit niedrigen bis mittleren Wirkungsgraden. Durch die geringe Varianz der Grenzkosten sind die Einsatzentscheidungen zudem stärker durch die Anfahrkosten der Kraftwerke (vgl. Anhang 8-11) geprägt.

In Szenario 2030 V2 werden Pumpspeicherkraftwerke häufiger als in den anderen Szenarien eingesetzt, insgesamt werden 25 TWh ein- und 19 TWh ausgespeichert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Anforderungen an eine flexible

¹⁸ Ohne natürliche Zuflüsse von (Pump-)Speicherkraftwerken

Einsatzweise in den Szenarien 2030 V2 und 2030 V3 am höchsten sind und gleichzeitig die Differenz der kurzfristigen Grenzkosten von Kohlekraftwerken und Erdgaskraftwerken ein hohes Potenzial bieten, die variablen Systemkosten durch den Einsatz von Speichern zu senken.

In den Szenarien 2030 V2 und 2030 V3 führt eine Flexibilisierung zu einer geringeren Stromproduktion auf Basis fossiler Energieträger (-4,6 TWh bzw. -7,6 TWh) in Deutschland. In Szenario 2030 V2 ist diese Entwicklung auf eine sinkende Stromproduktion von Braun- und Steinkohlekraftwerken um 1,6 TWh bzw. um 3,8 TWh zurückzuführen, während in Szenario 2030 V3 die Stromproduktion von Braunkohlekraftwerken um 5,5 TWh wächst und Steinkohlekraftwerke (-8,0 TWh) sowie Erdgaskraftwerke (-4,7 TWh) weniger Strom produzieren. Die Sensitivitätsanalyse für die Flexibilisierungsoptionen Mindestlast, Lastwechsel und Anfahrvorgänge zeigt, dass der Rückgang der Stromproduktion fossil befeuerter Kraftwerke in den Szenarien 2030 V2 und 2030 V3 zu 86 bzw. 92 % auf die geringere Mindestleistung zurückzuführen ist. Die Variante Perfect Forecast führt in den Szenarien 2030 V1 und 2030 V3 zu einem Rückgang der Stromproduktion fossil befeuerter Kraftwerke um 0,2 TWh bzw. 0,4 TWh.

In den Szenarien 2030 V2 und 2030 V3 werden 1,7 % der Stromproduktion aus EE-Anlagen aufgrund technischer und wirtschaftlicher Restriktionen¹⁹ abgeregelt (vgl. Tabelle 5-1). Der konventionelle Kraftwerkspark ist in beiden Szenarien nicht ausreichend flexibel, um die vollständige Integration erneuerbarer Energien bei einem ambitionierten Ausbau zu gewährleisten. Durch eine Flexibilisierung sinkt die EE-Abregelung in Szenario 2030 V2 um 17 % und in Szenario 2030 V3 um 18 %. Während eine vollständige Integration erneuerbarer Energien nicht in allen Szenarien möglich ist, reicht die operative Flexibilität des Kraftwerksparks in allen Szenarien aus, um die Prognosefehler der Stromproduktion von Windenergie-und Photovoltaikanlagen auszugleichen.

		EE-Abregelung in TWh	Bilanzabweichung in TWh		
			positiv	negativ	
2020 EP	Status Quo	0,03	0,00	0,00	
2030 V1	Flexibilisierung	0,04	0,00	0,00	
	Perfect Forecast	0,05	0,00	0,00	
	Status Quo	0,08	0,00	0,00	
2030 V2	Flexibilisierung	4,21	0,00	0,00	
	Perfect Forecast	5,03	0,00	0,00	
	Status Quo	5,12	0,00	0,00	

Tabelle 5-1: Abregelung erneuerbarer Energien und Regelzonensaldo in Deutschland

¹⁹ Die Abregelung Erneuerbarer Energien im Rahmen des Einspeisemanagements zur Entlastung von Netzengpässen wird hier nicht berücksichtigt.

2030 V3	Flexibilisierung	3,99	0,00	0,00
	Perfect Forecast	4,82	0,00	0,00
	Status Quo	4,90	0,00	0,00

Während die deutsche Stromhandelsbilanz in Szenario 2020 EP weitestgehend ausgeglichen ist, ist Deutschland in den Szenarien 2030 V1, V2 und V3 Netto-Exporteur (vgl. Abbildung 5-2). Bei gleichzeitig gestiegenen grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten nehmen außerdem die gehandelten Strommengen im Vergleich zu Szenario 2020 EP zu. Die Unterschiede des internationalen Stromhandels zwischen den Szenarien 2030 V1, V2 und V3 sind auf die länderspezifischen Erzeugungsstrukturen und Annahmen zur Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie auf den Ausbau erneuerbarer Energien zurückzuführen. Die höchste Handelsaktivität zwischen dem deutschen Marktgebiet und den Marktgebieten von Österreich, Schweiz, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Dänemark (Ost/West), Polen und Tschechien weisen die Simulationsläufe der Szenarien 2030 V2 und 2030 V3 aus. Dies ist ein Hinweis darauf, dass den erhöhten Anforderungen an eine flexible Leistungsbereitstellung in Deutschland teilweise durch den grenzüberschreitenden Stromhandel begegnet wird. Dieser Effekt ist in Szenario 2030 V3 geringer ausgeprägt als in Szenario 2030 V2, da aufgrund der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen die Stromproduktion verstärkt auf flexiblen Erdgaskraftwerken basiert und sich die Preise der Marktgebiete angleichen. Dies führt zudem zu einem Rückgang der Stromexporte nach Frankreich und Niederlande und einer Zunahme der Stromimporte aus Polen und Tschechien.



Abbildung 5-2: Grenzüberschreitender Stromhandel nach Marktgebieten

		Handelsbilanz in TWh	Handelsvolumen in TWh
2020 EP	Status Quo	-4,66	124,92
2030 V1	Flexibilisiert	+37,67	139,77
	Perfect Forecast	+37,83	138,82
	Status Quo	+37,86	138,47
2030 V2	Flexibilisiert	+45,40	155,91
	Perfect Forecast	+48,86	158,73
	Status Quo	+48,63	158,86
2030 V3	Flexibilisiert	+28,54	140,89
	Perfect Forecast	+34,54	146,79
	Status Quo	+34,60	146,54

Tabelle 5-2: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

Die relative Veränderung der Handelsbilanz und -aktivität infolge einer höheren operativen Flexibilität fossiler Kraftwerke liegt in Szenario 2030 V1 unter 1 %. In den Szenarien 2030 V2 und 2030 V3 führt die Flexibilisierung zu einem Rückgang der Netto-Exporte um 6 % bzw. 18 % und zu einer Abnahme der Stromhandelsaktivität um 2 % bzw. 4 %. Die relative Änderung der Stromhandelsbilanz und -aktivität der Variante Perfect Forecast ist hingegen in allen Szenarien marginal.

5.2 Variable Kosten und CO₂-Emissionen der Stromproduktion

Die variablen Kosten der Stromproduktion in Deutschland variieren je nach Szenario zwischen 19 und 34 €/MWh (vgl. Abbildung 5-3 und Tabelle 5-3). In Szenario 2030 V1 steigen die variablen Kosten der Stromproduktion infolge des Kernenergieausstiegs und der Preise für CO₂-Emissionszertifikate von 19 auf 25 €/MWh, während in Szenario 2030 V2 trotz gleicher energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen die variablen Kosten nur um 1 €/MWh auf 20 €/MWh steigen. Dies ist auf die wachsende Stromproduktion erneuerbarer Energien zurückzuführen. Szenario 2030 V3 weist dagegen aufgrund der sehr hohen Kosten für CO₂-Emissionszertifikate und dem Brennstoffwechsel mit 34 €/MWh die höchsten variablen Kosten der Stromproduktion auf. Der Anteil der variablen Kosten durch Lastwechsel und Anfahrvorgänge beträgt in Szenario 2020 EP 2,1 %. Trotz zunehmender Stromproduktion erneuerbarer Energien in den Szenarien 2030 V1, V2 und V3 sinkt dieser Anteil auf 1,3 %, 1,2 % bzw. 0,7 %. Auch die absoluten variablen Kosten durch Lastwechsel und Anfahrvorgänge sinken von 0,4 €/MWh in Szenario 2020 EP auf 0,3 €/MWh in Szenario 2030 V1, bzw. 0,24 €/MWh in Szenario 2030 V2 und 2030 V3. Diese Entwicklungen zeigen, dass durch den zunehmenden Einsatz flexibler konventioneller Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie durch den wachsenden internationalen Stromhandel die variablen Kosten des instationären Betriebs, sowohl absolut, als auch relativ zu den variablen Kosten des stationären Betriebs, sinken.



		Variable Kosten in €/MWh					
		Stat. Betrieb	Instat. Betrieb	Speicher			
2020 EP	Status Quo	18,72	0,40	0,05			
2030 V1	Flexibilisierung	24,81	0,34	0,06			
	Perfect Forecast	24,78	0,30	0,06			
	Status Quo	24,79	0,31	0,06			
2030 V2	Flexibilisierung	20,01	0,27	0,10			
	Perfect Forecast	20,12	0,22	0,09			
	Status Quo	20,15	0,25	0,10			
2030 V3	Flexibilisierung	33,05	0,22	0,08			
	Perfect Forecast	33,84	0,23	0,08			
	Status Quo	33,91	0,24	0,09			

Tabelle 5-3: Variable Kosten der Stromproduktion in Deutschland

Die Flexibilisierung fossiler Kraftwerke führt in Szenario 2030 V3 zu einem Rückgang der variablen Kosten der Stromproduktion um 2,5 %. Dabei sinken sowohl die stationären variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten als auch die variablen Kosten durch Lastwechsel und Anfahrvorgänge und den Einsatz von (Pump)-Speicherkraftwerken. In den Szenarien 2030 V1 und 2030 V2 sinken die variablen Kosten durch eine Flexibilisierung um 0,1 % bzw. um 0,6 %. Die Variante Perfect Forecast führt in allen Szenarien zu nicht signifikanten Kosteneinsparungen, die sowohl aus geringeren variablen Kosten des stationären und des instationären Betriebs resultieren.

Die spezifischen CO_2 -Emissionen der Stromproduktion in Deutschland betragen in Szenario 2020 EP 0,36 t/MWh und variieren in den Szenarien 2030 V1, V2 und V3 zwischen 0,25 und 0,43 t/MWh (vgl. Abbildung 5-4 und Tabelle 5-4). Der Anstieg der spezifischen CO2-Emissionen in Szenario 2030 V1 ist auf die wachsende Stromproduktion von Braun- und Steinkohlekraftwerken infolge des Kernenergieausstiegs, der wachsenden Stromnachfrage und Netto-Stromexporte zurückzuführen. In Szenario 2030 V2 wird diese Entwicklung durch die wachsende Stromproduktion erneuerbarer Energien und eine rückläufige Stromnachfrage abgeschwächt: Die spezifischen CO_2 -Emissionen liegen knapp unterhalb des Niveaus des Szenarios 2020 EP. Durch den Brennstoffwechsel in Szenario 2030 V3 sinken die spezifischen CO_2 -Emissionen im Vergleich zu Szenario 2020 EP um 30 % auf 0,25 t/MWh. Der Anteil des instationären Betriebs an den gesamten spezifischen CO_2 -Emissionen liegt je nach Szenario zwischen 0,3 und 0,9 %.



Abbildung 5-4: Spezifische CO₂-Emissionen der Stromproduktion in Deutschland Tabelle 5-4: Spezifische CO₂-Emissionen der Stromproduktion in Deutschland

		Spezifische CO ₂ -Emissionen in t/MWh				
		Stat. Betrieb	Instat. Betrieb			
2020 EP	Status Quo	0,3600	0,0032			
2030 V1	Flexibilisierung	0,4330	0,0014			
	Perfect Forecast	0,4333	0,0014			
	Status Quo	0,4335	0,0014			
2030 V2	Flexibilisierung	0,3348	0,0015			
	Perfect Forecast	0,3397	0,0014			
	Status Quo	0,3401	0,0017			
2030 V3	Flexibilisierung	0,2418	0,0008			
	Perfect Forecast	0,2462	0,0009			
	Status Quo	0,2462	0,0009			

Die Flexibilisierung fossiler Kraftwerke führt in den Szenarien 2030 V2 und 2030 V3 zu einem Rückgang der spezifischen CO_2 -Emissionen um 1,6 bzw. um 1,8 %. Dies ist auf den geringeren Anteil von Braun- bzw. Steinkohle an der Stromproduktion fossiler Kraftwerke (vgl. Kapitel 5.1) in diesen Varianten zurückzuführen. Die spezifischen CO_2 -Emissionen der Variante Perfect Forecast weichen in den Szenarien 2030 V1 und V2 nicht signifikant von der Variante Status Quo ab, während in Szenario 2030 V3 ein Rückgang der spezifischen CO_2 -Emissionen um 0,4 % zu verzeichnen ist.

5.3 Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke

In den folgenden Unterkapiteln wird die Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke in Deutschland in den Szenarien 2020 EP und 2030 V1, V2 und V3, Status Quo analysiert. Hierfür werden die Betriebsstunden, Teillaststunden²⁰, Anfahrvorgänge (AV) und Lastwechsel²¹ (LW) von Braun- und Steinkohlekraftwerken sowie von erdgasbefeuerten Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken, welche keine Fernwärme auskoppeln oder sonstige Vorgaben zur Stromproduktion haben, ermittelt. Auf eine Auswertung von mineralölbefeuerten Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken und Gasturbinen wird aufgrund des geringen Anteils an der Stromproduktion (vgl. Kapitel 5.1) verzichtet. Da die Kennzahlen der Kraftwerke innerhalb dieser Technologiegruppen eine Bandbreite aufweisen, werden die gewichteten Quartile²² der Kennzahlen für die oben genannten Gruppen bestimmt und dargestellt (vgl. Abbildungen 6-5 bis 6-10). Dabei gelten folgende Definitionen (am Bsp. Betriebsstunden):

- Median (Q_{50%}): 50 % der Erzeugungskapazität innerhalb der Gruppe hat weniger oder gleich viele Betriebsstunden.
- Unteres (Q_{25%}) bzw. oberes (Q_{75%}) Quartil: 25 % bzw. 75 % der Erzeugungskapazität innerhalb einer Gruppe hat weniger oder gleich viel Betriebsstunden. Die mittleren 50 % der Erzeugungskapazität befindet sich im Bereich Q_{25%} bis Q_{75%} (Interquartilsabstand, IQA).
- Minimum und Maximum: Die Betriebsstunden aller Erzeugungskapazitäten befinden sich im Bereich Q_{0%} bis Q_{100%}.

Zudem wird die Einsatzweise der Kraftwerke zwischen den Varianten Status Quo und Flexibilisierung in den Szenarien 2030 V1, 2030 V2 und 2030 V3 verglichen.

5.3.1 Szenario 2020 EP

In Szenario 2020 EP weisen Braunkohlekraftwerke einen typischen Grundlastbetrieb auf: 50 % der Braunkohlekapazität werden durchgehend eingesetzt und nicht an- und abgefahren, 75 % haben mehr als 6660 Betriebsstunden und werden weniger als 36-mal angefahren. Die mittleren 50 % haben zwischen 54 und 68 Lastwechsel und werden bis zu 1450 Stunden in Teillast gefahren. Die Kennzahlen von Steinkohlekraftwerken weisen eine hohe Bandbreite auf und zeigen, dass diese wesentlich flexibler eingesetzt werden. Die mittleren 50 % der Steinkohlekapazität haben zwischen 1140 und 7580 Betriebsstunden (Median: 2020 Stunden) und 23 bis 61 Anfahrvorgänge (Median: 45 AV), d. h. 50 % der Kapazität hat im Mittel weniger als 45 Betriebsstunden pro Anfahrvorgang. Außerdem treten

²⁰ Als Teillaststunden ist hier die Summe der Stunden, in welchen die Anlage unter Berücksichtigung der Stromproduktion und der Vorhaltung von Primärregelleistung bei Mindestleistung betrieben wird, definiert.

²¹ Als Lastwechsel ist hier das Verhältnis der Summe positiver Leistungsänderungen (ohne Anfahrvorgänge) zur installierten Netto-Nennleistung definiert.

²² Die Gewichtung wird anhand der installierten Netto-Nennleistung der Kraftwerke innerhalb der Technologiegruppe durchgeführt.

Situationen, in welchen Steinkohlekraftwerke in Teillast betrieben werden (IQA: 165-3615 Stunden) oder den Arbeitspunkt ändern (IQA: 25-170 LW), häufiger auf. Erdgasbefeuerte Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke werden sehr selten und über kurze Zeiträume zur Deckung der Spitzenlast oder zum Ausgleich von Prognosefehler eingesetzt. Die mittleren 50 % der Kapazität haben weniger als 72,5 Betriebsstunden und bis zu 13 Anfahrvorgänge.



Abbildung 5-5: Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ohne KWK (2020 EP, Status Quo)

Trotz höherer Grenzkosten (vgl. Abbildung 5-5) wird ein Teil der Steinkohlekraftwerke häufiger als ein Teil der Braunkohlekraftwerke eingesetzt. Dies impliziert, dass in mindestens 3600 Stunden Steinkohlekraftwerke aufgrund ihrer höheren Flexibilität oder geringeren Anfahrkosten vor Braunkohlekraftwerken eingesetzt werden, um die Anforderungen an eine flexible Stromproduktion zu erfüllen.

5.3.2 Szenario 2030 V1

Die Stromproduktion fossil befeuerter Kraftwerke wächst in Szenario 2030 V1 aufgrund energiewirtschaftlicher Entwicklungen im Vergleich zu Szenario 2020 EP. Dazu zählen u. a. eine höhere Stromnachfrage, der moderate Ausbau erneuerbarer Energien und die Außerbetriebnahme der deutschen Kernkraftwerke. Braunkohlekraftwerke decken weiterhin, zusammen mit einem Teil der Steinkohlekraftwerke, die Grundlast. Der verbleibende Teil der Steinkohlekraftwerke wird im Bereich der Mittellast und zusammen mit erdgasbefeuerten Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken zur Deckung der Spitzenlast flexibel eingesetzt. Diese Entwicklung spiegelt sich in den steigenden Betriebsstunden von Braunkohlekraftwerken (IQA: 8660-8760 Stunden), Steinkohlekraftwerken (IQA: 3450-8760 Stunden, Median: 4980 Stunden) und erdgasbefeuerten Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken (IQA: 350-1220 Stunden) wider. Die Teillaststunden von Braun- (IQA: 825-1150) und Steinkohlekraftwerken (IQA: 175-2190) sinken, während erdgasbefeuerte Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke (Median: 65 Stunden) häufiger in Teillast betrieben werden. Außerdem werden Braun- und Steinkohlekraftwerke seltener angefahren (IQA: 0-2 bzw. 0-50 AV). Während Braunkohlekraftwerke weniger Lastwechsel (Median: 30 LW) als in Szenario 2020 EP aufweisen, nehmen diese bei Steinkohlekraftwerken zu (IQA: 40-115 LW). Diese Ergebnisse zeigen,

dass Braun- und Steinkohlekraftwerke absolut und im Verhältnis zu den Betriebsstunden weniger flexibel eingesetzt werden. Erdgasbefeuerte Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke weisen neben wachsenden Betriebsstunden (Median: 925 Stunden) auch eine flexiblere Einsatzweise auf: 50 % der mittleren Kapazität wird 23 bis 80-mal angefahren und hat 3 bis 27 Lastwechsel.



Abbildung 5-6: Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ohne KWK (2030 V1, Status Quo)

Durch den Kernenergieausstieg und die steigende Stromnachfrage nehmen die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise von Braun- und Steinkohlekraftwerken ab und werden zunehmend von flexiblen erdgasbefeuerten Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken übernommen. Situationen, in welchen Anlagen mit höheren Grenzkosten aufgrund einer höheren operativen Flexibilität eingesetzt werden, treten trotz einer geringeren Varianz der Grenzkosten des gesamten fossilen Kraftwerksparks im Vergleich zu Szenario 2020 EP (vgl. Abbildung 5-6) sehr selten auf.

Durch eine Flexibilisierung verändert sich die Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke in Szenario 2030 V1 nicht signifikant und wird daher nicht dargestellt.

5.3.3 Szenario 2030 V2

Im Vergleich zu Szenario 2020 V1 wird in Szenario 2030 V2 ein Rückgang der Stromnachfrage und ein ambitionierter Ausbau erneuerbarer Energien angenommen. Die Stromproduktion fossil befeuerter Kraftwerke ist, trotz veränderter energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen, geringfügig niedriger als in Szenario 2020 EP und weist eine typische Einteilung von Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken in Grund-, Mittel- und Spitzenlast auf. Die Betriebsstunden von Braunkohlekraftwerken (IQA: 6295-8760 Stunden, Median: 8110 Stunden) sinken teilweise, während die Betriebsstunden von Steinkohlekraftwerken (IQA: 1730-8760 Stunden, Median: 4635 Stunden) und erdgasbefeuerten Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken (Median: 150 Stunden) steigen. Gleichzeitig werden Braun- (IQA: 2315-3560 Stunden) und Steinkohlekraftwerke (IQA: 560-5465 Stunden) deutlich häufiger in Teillast betrieben. Die Anzahl der Anfahrvorgänge steigt für 75 % der Braunkohlekapazität auf 4 bis 21-mal. Gleichzeitig werden geringfügig weniger Lastwechsel gefahren (IQA: 46-60 LW). Steinkohlekraftwerke werden hingegen deutlich seltener (IQA: 2-38 AV) angefahren und weisen weniger Lastwechsel (IQA: 18-90 LW) auf. Erdgasbefeuerte Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke werden mehr als zweimal so häufig angefahren (Median: 15 AV) wie in Szenario 2020 EP.



Abbildung 5-7: Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ohne KWK (2030 V2, Status Quo)

Aufgrund der steigenden Anforderungen an eine flexible Einsatzweise sowie einer geringeren Varianz der Grenzkosten der Stromproduktion haben 0-25 % der Steinkohlekapazität mehr Betriebsstunden als die mittleren 50% der Braunkohlekapazität. In mindestens 5900 Stunden ist der Einsatz von Steinkohlekraftwerken günstiger oder aufgrund der eingeschränkten Flexibilität von Braunkohlekraftwerken erforderlich. Derselbe Effekt tritt in diesem Szenario auch in mindestens 500 Stunden zwischen erdgasbefeuerten Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken und Steinkohlekraftwerken auf.



Abbildung 5-8: Veränderte Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ohne KWK (2030 V2, Flexibilisiert)

Durch eine Flexibilisierung steigen in Szenario 2030 V2 die Betriebsstunden der mittleren 50 % der Braunkohle- und Erdgaskapazitäten um 0 bis 254 bzw. 0 bis 225 Stunden. Steinkohlekraftwerke werden hingegen seltener eingesetzt (IQA: 0 bis -180 Betriebsstunden). Zudem werden Steinkohlekraftwerke seltener (IQA: - 330 bis +7 Stunden) und erdgasbefeuerte Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke (IQA: 0 bis +230 Stunden) häufiger in Teillast betrieben. Gleichzeitig werden fossil befeuerte Kraftwerke flexibler eingesetzt: Dies zeigt sich vor allem an bis zu 25 zusätzlichen Anfahrvorgängen von 75 % der Erdgaskapazitäten und häufigere Lastwechsel aller Kraftwerkstypen. Zusätzliche Lastwechsel treten dabei vor allem bei Braun- (Median: +17 LW) und Steinkohlekraftwerken (+4 LW) auf.

5.3.4 Szenario 2030 V3

In Szenario 2030 V3 wird, wie in Szenario 2030 V2, ein ambitionierter Ausbau von erneuerbaren Energien und ein Rückgang der Stromnachfrage angenommen. Die veränderten Preise für CO₂-Emissionszertifikate und Brennstoff führen gleichzeitig zu einem partiellen Brennstoffwechsel, einer geringeren Stromproduktion fossil befeuerter Kraftwerke und Netto-Exporten. Dementsprechend sinken die Betriebsstunden von Braun- (IQA: 110-2070 Stunden) und Steinkohlekraftwerken (IQA: 220-8760 Stunden) deutlich. Die Betriebsstunden von erdgasbefeuerten Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken (IQA: 1225-8760 Stunden) weisen eine hohe Streuung auf, werden im Schnitt aber wesentlich häufiger als Kohlekraftwerke eingesetzt: 50 % der Erdgaskapazität ist mehr als 8725 Stunden in Betrieb und damit mehr als 10-mal so häufig als 50 % der Braunkohlekapazität (Median 850 Stunden) und knapp 4-mal so häufig als 50 % der Steinkohlekapazität (Median: 2260 Stunden).



Abbildung 5-9: Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ohne KWK (2030 V3, Status Quo)

Der Rückgang der Betriebsstunden von Braun- und Steinkohlekraftwerken führt gleichzeitig zu einem Rückgang der Anfahrvorgänge (Median: 7 bzw. 5 AV) und Lastwechsel (IQA: 1-17 LW bzw. 8-125 LW). Erdgaskraftwerke werden hingegen flexibler eingesetzt: 75 % der Erdgaskapazität wird bis zu 20-mal, einzelne Anlagen bis zu 165-mal angefahren. Zudem wechseln diese Anlagen häufig den Arbeitspunkt (IQA: 25-130 LW, Median: 125 LW). Sowohl Steinkohlekraftwerke (IQA:

25-5885 Stunden) als auch erdgasbefeuerte Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke (IQA: 30-4155 Stunden) werden relativ häufig in Teillast betrieben.

Die hohen Anforderungen an eine flexible Einsatzweise werden hauptsächlich durch erdgasbefeuerte Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke und moderne Steinkohlekraftwerke, welche eine hohe operative Flexibilität aufweisen, erfüllt. Moderne Braunkohlekraftwerke werden, trotz geringer Grenzkosten, aufgrund hoher Anfahrkosten und der eingeschränkten operativen Flexibilität seltener eingesetzt.



Abbildung 5-10: Veränderte Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ohne KWK (2030 V3, Flexibilisiert)

Durch eine Flexibilisierung steigen in Szenario 2030 V2 die Betriebs- und Teillaststunden der meisten Braunkohlekraftwerke (IQA: 0 bis 920 Stunden bzw. -10 bis 440 Stunden). Einzelne Anlagen haben bis zu 4230 zusätzliche Betriebsstunden und 3140 zusätzliche Teillaststunden. Die mittleren 50 % der Steinkohlekraftwerke weisen zwischen -90 bis +80 Betriebsstunden auf und werden häufiger in Teillast betrieben (IQA: -16 bis 200 Stunden). Einzelne Anlagen werden dabei deutlich seltener eingesetzt (-4600 Stunden) und in Teillast betrieben (-4270 Stunden). Die Flexibilisierung führt gleichzeitig zu einem leichten Rückgang der Betriebs- (IQA: -16 bis 2 Stunden) und Teillaststunden (IQA: -115 bis 0 Stunden) von erdgasbefeuerten Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken. Während einzelne erdgasbefeuerte Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke sowohl deutlich häufiger als auch seltener angefahren werden, verändert sich das Anfahrverhalten des gesamten fossil befeuerten Kraftwerksparks nur geringfügig im Vergleich zum Status Quo. Jedoch weisen die mittleren 50 % der Braunkohle- und Erdgaskapazitäten bis zu 0-18 bzw. 0-27,5 zusätzliche Lastwechsel auf.

6 Zusammenfassung

Sowohl die Europäische Union als auch Deutschland streben bis Mitte des Jahrhunderts ein weitestgehend klimaneutrales Energie- und Wirtschaftssystem an. Um dieses Ziel zu erreichen, ist eine tiefgreifende Transformation des Energiesystems notwendig. Diese Transformation hat bereits begonnen und ist im Wesentlichen durch die Abkehr von fossilen Brennstoffen und einer zunehmenden Integration erneuerbarer Energien in den Strom- und Wärmesektor gekennzeichnet.

Im Zeitraum zwischen 1990 und 2017 wurde in Deutschland der Ausbau erneuerbarer Energien massiv vorangetrieben. Ende 2017 betrug die gesamte installierte Netto-Nennleistung 114 GW, davon 56 GW Windenergie und 42 GW Photovoltaik. Mit einem Anteil von 36,3 % am Brutto-Stromverbrauch (218 TWh), stellen sie heute neben den konventionellen Kraftwerken einen wichtigen Bestandteil der Stromversorgung dar. Der Anteil erneuerbarer Energien am Brutto-Stromverbrauch soll, insbesondere durch den Ausbau der Windenergie und Photovoltaik, bis 2025 auf 40-45 % und bis 2035 auf 55-60 % weiter gesteigert werden.

Die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem stellt für Energieversorgungsunternehmen, insbesondere Betreiber konventioneller Kraftwerke, eine technische und wirtschaftliche Herausforderung dar. Aufgrund von Einspeisevorrang und -vergütung sowie geringer Grenzkosten, verdrängen erneuerbarer Energien zunehmend konventionelle Kraftwerke aus dem Strommarkt. Weiterhin ergibt sich aus den Prognosefehlern von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ein Bedarf an kurzfristig einsetzbarer Leistung. Dies erfordert unter anderem eine flexible Einsatzweise konventioneller Erzeugungs- und Speicheranlagen, um jederzeit Stromnachfrage und -angebot auszugleichen. In Anbetracht der Ausbauziele für erneuerbare Energien in Deutschland und Europa ist zu erwarten, dass die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise konventioneller Kraftwerke in Zukunft weiter steigen werden. Dem steht eine eingeschränkte operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke gegenüber, welche zum einen auf die Kraftwerkstechnik und zum anderen auf wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen zurückzuführen ist. Derzeit existieren verschiedene technische Konzepte, um die operative Flexibilität fossil befeuerter Kraftwerke zu erhöhen, welche die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem unterstützen und gleichzeitig die Vermarktungsmöglichkeiten am Strom- und Regelleistungsmarkt verbessern.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die zukünftigen Anforderungen an eine flexible Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke in Deutschland, unter Berücksichtigung verschiedener energiewirtschaftlicher Entwicklungen bis zum Jahr 2030, untersucht. Zudem wird geklärt, inwieweit der bestehende Kraftwerkspark diesen Anforderungen bereits heute gerecht wird und in welchem Umfang eine Flexibilisierung die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem verbessert. Hierfür wurde der heutige Stand der operativen Flexibilität ermittelt und verschiedene Flexibilisierungsoptionen aus Systemperspektive bewertet. Zusätzlich wurde analysiert, welchen Einfluss der Prognosefehler der Stromproduktion von Windenergie- und Photovoltaikanlagen auf die variablen Systemkosten und die Versorgungssicherheit hat.

Zur Untersuchung dieser Forschungsfragen wurde ein UC-Modell für die Strommärkte Deutschland, Österreich, Schweiz, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Dänemark (Ost/West), Polen und Tschechien entwickelt. Der Fokus des Modells liegt auf der detaillierten Modellierung der operativen Flexibilität konventioneller Kraftwerke und berücksichtigt die technischen Grenzen, variablen Kosten und CO₂-Emissionen von Teil- und Mindestlastbetrieb, Lastwechseln und Anfahrvorgängen. Um die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise konventioneller Kraftwerke adäquat zu erfassen, werden unsichere Prognosen der Stromproduktion aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen sowie der kurzfristige, grenzüberschreitende Stromhandel zwischen Deutschland und benachbarten Strommärkten endogen modelliert.

Die Simulationsergebnisse für das deutsche Stromversorgungssystem der Jahre 2020 und 2030 weisen darauf hin, dass die zukünftigen Anforderungen an eine flexible Einsatzweise des fossil befeuerten Kraftwerkspark neben der fortschreitenden Integration erneuerbarer Energien sehr stark von weiteren energiewirtschaftlichen Entwicklungen beeinflusst wird. Insbesondere der Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 sowie die fortschreitende Integration der europäischen Energiemärkte mildern die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke ab. Gleichzeitig ist zu erwarten, dass der konventionelle Erzeugungssockel durch die Außerbetriebnahme von Steinund Braunkohlekraftwerken abnimmt und der verbleibende konventionelle Kraftwerkspark eine höhere Flexibilität aufweist. Dies führt unter Annahmen eines verzögerten Ausbaus erneuerbarer Energien (EE-Anteil am Brutto-Stromverbrauch: 38 %) zu einer kontinuierlicheren Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke: insbesondere Braun- und Steinkohlekraftwerke weisen in diesem Fall höhere Betriebsstunden und weniger Anfahrvorgänge auf. Unter Annahme einer ambitionierten Klima- und Energiepolitik (EE-Anteil am Brutto-Stromverbrauch: 53 %), steigen die Anforderungen an eine flexible Einsatzweise. Es ist zu erwarten, dass fossil befeuerte Kraftwerke dadurch insbesondere deutlich häufiger in Teil- und Mindestlast betrieben werden. Es treten vermehrt Situationen (bis zu 5900 Stunden) auf, in welchen die operative Flexibilität den Kraftwerkseinsatz limitiert und höhere variable Systemkosten verursacht. Durch eine Flexibilisierung fossil befeuerter Kraftwerke kann, je nach Entwicklung der Preise für Primärenergieträger und CO₂-Emissionszertifikate, ein Rückgang der variablen Systemkosten zwischen 0,6 und 2,5 % sowie die spezifischen CO_2 -Emissionen um 1,6 bzw. 1,8 % erreicht werden. Gleichzeitig sinkt dadurch die Abregelung der Stromproduktion erneuerbarer Energien (ohne die Berücksichtigung von Netzrestriktionen) von 5,1 bzw. 4,9 TWh auf 4,2 bzw. 4,0 TWh. Im Vergleich zu anderen Flexibilisierungsoptionen trägt eine Absenkung der Mindestleistung am stärksten dazu bei, die variablen Systemkosten und spezifischen CO₂-Emissionen zu senken. Kürzere Anfahrzeiten und höhere Leistungsänderungsraten zeigen unter den getroffenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen einen wesentlich schwächeren Einfluss auf die oben genannten Kennzahlen. Es ist zu erwarten, dass Szenarien mit einem höheren Anteil volatiler erneuerbarer Energien am Brutto-Stromverbrauch größere Residuallastgradienten aufweisen und die absoluten Prognosefehler der Stromproduktion von Windenergie- und Photovoltaikanlagen zunehmen. Dies würde die Anforderungen an eine Flexibilisierung von Anfahrvorgängen und Lastwechseln sowie die Wirksamkeit der zuvor genannten Flexibilisierungsmaßnahmen mit hoher Wahrscheinlichkeit erhöhen.

Die Simulationsergebnisse zeigen zudem, dass der fossil befeuerte Kraftwerkspark bereits heute eine hohe operative Flexibilität aufweist und mittelfristig die Integration der Stromproduktion erneuerbarer Energien sowie den Ausgleich von Unsicherheiten der Stromproduktion von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ermöglicht. In keinem der analysierten Szenarien traten Situationen auf, in welchen der kurzfristige Ausgleich von Prognosefehlern durch disponible Erzeugungs- und Speicheranlagen nicht gewährleistet werden konnte. In diesem Zusammenhang muss der ökonomische und ökologische Nutzen von Flexibilisierungsmaßnahmen kritisch beurteilt werden.

Die Modellierung von Unsicherheiten in Strommarkt- und Energiesystemmodellen sollte, im Kontext der Forschungsfrage und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, sorgfältig abgewogen werden. Zur vollständigen Beurteilung von Flexibilisierungsanforderungen und Flexibilisierungsmaßnahmen konventioneller Kraftwerke ist die hier vorgestellte Modellierung zwar notwendig, geht aber auch mit einem deutlich höheren Daten- und Rechenaufwand einher. In der vorliegenden Arbeit konnte dennoch kein signifikanter Einfluss der Prognosefehler auf die variablen Systemkosten und spezifischen CO₂-Emissionen sowie die Einsatzweise fossil befeuerter Kraftwerke und die Integration erneuerbarer Energien festgestellt werden. Zur Beurteilung von Flexibilität und Versorgungssicherheit in Szenarien mit einer hohen Durchdringung erneuerbarer Energien wird jedoch empfohlen, Unsicherheiten der Stromproduktion von Windenergie- und Photovoltaikanalgen zu berücksichtigen, da diese dann ggf. einen signifikanten Einfluss auf die Simulationsergebnisse haben. Zudem sollte geprüft werden, ob die aktuelle Ausgestaltung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems sowie der europäischen Strommärkte einen sicheren und kosteneffizienten Ausgleich von Prognosefehlern gewährleistet.

7 Verweise

- [1] Vereinte Nationen, "Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen," 1992. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [2] Europäische Kommission, "Klima- und Energiepaket 2020," [Online].
 Verfügbar unter: <u>Link</u>. [Zugriff am 18. Januar 2017].
- [3] Europäische Kommission, "Rahmen für die Klima- und Energiepolitik 2030," [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>. [Zugriff am 18. Januar 2017].
- [4] European Commission, "A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy," November 2018. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [5] Europäische Kommission, "BERICHT DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN Fortschrittsbericht "Erneuerbare Energiequellen"," Februar 2017. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [6] A. Barbu, F. Dejean, M. Sporer, M. Tomescu, H. Förster, A. Siemons, H. Böttcher, S. Gores und L. Pupo Nogueira de Oliveira, "Trends and projections in Europe 2017: Tracking progress towards Europe's climate and energy targets," European Environment Agency, 2017. [Online]. Verfügbar unter: Link.
- Bundesministerium f
 ür Wirtschaft und Energie, "Energiekonzept f
 ür eine umwelt schonende, zuverl
 ässige und bezahlbare Energieversorgung," September 2010. [Online]. Verf
 ügbar unter: Link.
- [8] Bundesrepublik Deutschland, "Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG)," Bundesgesetzblatt, 2017.
- [9] Agentur für Erneuerbare Energien, "Erneuerbare Energien Potenzialatlas Deutschland," 2010. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [10] Bundesministeriums f
 ür Wirtschaft und Energie, "Langfrist- und Klimaszenarien," 2017. [Online]. Verf
 ügbar unter: Link.
- [11] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, "Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland," 2016. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.

- [12] EuroWind GmbH, "Wind- und PV-Prognosen," 2016.
- [13] ENTSO-E, "ENTSO-E Transparency Platform," 2018. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [14] European Transmission System Operators for Electricity, "Mid-term Adequacy Forecast," 2016. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [15] T. Bründlinger, J. König, O. Frank, D. Gründig, C. Jugel, P. Kraft, O. Krieger, S. Mischinger, P. Prein, H. Seidl, S. Siegemund, C. Stolte, M. Teichmann, J. Willke und M. Wolke, "dena-Leitstudie Integrierte Energiewende," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Juli 2018. [Online]. Verfügbar unter: Link.
- [16] Agora Energiewende, "Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich," Januar 2017. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [17] Directorate-General for Research and Innovation (European Commission), "Clean Energy For All Europeans," Februar 2017. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [18] Bundesrepublik Deutschland, "Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG)," Bundesgesetzblatt, 2017.
- [19] Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union, RICHTLINIE 2009/72/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Amtsblatt der Europäischen Union, 2009.
- [20] EPEX SPOT, "CWE Flow-Based Market Coupling," 2015. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [21] EPEX Spot, "Marktdaten Day-Ahead Auktion," [Online]. Verfügbar unter: Link. [Zugriff am 10. Dezember 2018].
- [22] EPEX Spot, "Marktdaten Intraday-Auktion," [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.[Zugriff am 10. Dezember 2018].
- [23] Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union, RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, Amtsblatt der Europäischen Union, 2009.

- [24] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, "Netztransparenz - Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber," [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>. [Zugriff am 12. Dezember 2018].
- [25] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, "Regelleistung.net," [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
 [Zugriff am 14. Dezember 2018].
- [26] C. Maurer, C. Zimmer und L. Hirth, "Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich," Juli 2018. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [27] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, "Einheitliche Strompreise," 27. Dezember 2017. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [28] F. Sensfuss und M. Ragwitz, "Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel," 2007. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [29] Agentur für erneuerbare Energien, "Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland," 2013. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [30] Bundesrepublik Deutschland, "Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)," 2018.
- [31] Bundesministerium f
 ür Wirtschaft und Energie, "Energiedaten: Gesamtausgabe," August 2018. [Online]. Verf
 ügbar unter: Link.
- [32] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, "Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur," 2018. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [33] A. Buttler, J. Hentschel, S. Kahlert und M. Angerer, "Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor," März 2015. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [34] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Ein Strommarkt für die Energiewende," Juli 2015. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [35] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, "Bericht über die Mindesterzeugung," März 2017. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [36] Agora Energiewende, "Flexibility in thermal power plants," Juni 2017.

- [37] N. Kumar, P. Besuner, S. Lefton, D. Agan und D. Hilleman, "Power Plant Cycling Costs," Intertek APTECH, Sunnyvale, California, 2012.
- [38] M. Salzinger und S. Remppis, "Flexibilisierung der zukünftigen Betriebsund Einsatzweise des fossil befeuerten Kraftwerksparks : Forschungsvorhaben : Abschlussbericht : Förderzeitraum: 01.10.2013-30.09.2016," 2017. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [39] VGB PowerTech e.V., "Partner-Dampfkraftwerk für die regenerative Stromerzeugung (P-DKW) : Abschlussbericht : Verbundvorhaben," 2016.
 [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [40] J. Hentschel, U. a Babić und H. Spliethoff, "A parametric approach for the valuation of power plant flexibility options," *Energy Reports*, pp. 40-47, November 2016.
- [41] S. Jebaraj und S. Iniyan, "A review of energy models," *Renewable & Sustainable Energy Reviews,* pp. 281-311, August 2006.
- [42] I. Hidalgo-Gonzales, K. Kavvadis und E. Peteves, "Systematic mapping of power system models," Joint Research Centre (European Commission), Dezember 2017. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [43] W. Ackooij, I. Danti, F. Antonio, F. Lacalandra und M. Tahanan, "Large-scale unit commitment under uncertainty: an updated literature survey," *Annals* of Operations Research, Nr. 271, pp. 11-85, 2018.
- [44] V. Crastan, Elektrische Energieversorgung 2, Springer Vieweg, 2017.
- [45] C. Grimme und J. Bossek, Einführung in die Optimierung : Konzepte, Methoden und Anwendungen, Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2018.
- [46] European Transmission System Operators for Electricity, "Ten-Year Network Development Plan 2016," November 2015. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [47] Enerdata, "Power Plant Database," 2016. [Online]. Verfügbar unter: Link.
- [48] European Transmission System Operators for Electricity, "Continental Europe Operation Handbook," Juni 2004. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [49] Bundeskartellamt, "Sektoruntersuchung Fernwärme," 2012. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.

- [50] AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., "AGFW - Hauptbericht 2016," August 2017. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [51] Deutscher Wetterdienst, "Klimadaten des Deutschen Wetterdienstes," [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>. [Zugriff am 28. August 2015].
- [52] A. Schröder, F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelevitch und C. von Hirschhausen, "Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (Data Documentation, 68)," Juli 2013. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [53] J. Egerer, C. Gerbaulet, R. Ihlenburg, F. Kunz, B. Reinhard, C. von Hirschhausen, A. Weber und J. Weibezahn, "Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling (Data Documentation, 72)," März 2014. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [54] P. Icha, "CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe (CLIMATE CHANGE, 27/2016)," Umweltbundesamt, 2016. [Online]. Verfügbar unter: Link.
- [55] J. Conrad, C. Pellinger und M. Hinterstocker, "Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken," September 2014. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [56] Vattenfall GmbH, "Kraftwerke im Überblick," [Online]. Verfügbar unter: Link. [Zugriff am 3. Januar 2018].
- [57] G. Erdmann und L. Dittmar, "Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland," März 2010. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [58] Die Europäische Kommission, VERORDNUNG (EU) 2015/1222 DER KOMMISSION vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, Amtsblatt der Europäischen Union, 2015.
- [59] M. A. Gonzalez-Salazar, T. Kirsten und L. Prchlik, "Integrating short term variations of the power system into integrated energy system models: A methodological review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 1497-1513, Februar 2018.
- [60] J. P. Deane, G. Drayton und B. P. Ó Gallachóir, "The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation," *Applied Energy*, pp. 152-158, Januar 2014.
- [61] K. Poncelet, E. Delarue, D. Six, J. Duerinck und W. D'haeseleer, "Impact of

the level of temporal and operational detail in energy-system planning models," *Applied Energy*, pp. 631-643, Januar 2016.

- [62] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Europäische Energiepolitik," [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>. [Zugriff am 8. März 2016].
- [63] European Energy Exchange AG, "Marktdaten European Emission Allowances," [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>. [Zugriff am 10. Dezember 2018].
- [64] European Commission, "Modelling tools for EU analysis," [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>. [Zugriff am 24. Dezember 2018].
- [65] S. Collins, J. P. Deane, K. Poncelet, E. Panos, R. Pietzcker, E. Delarue und B. P. Ó Gallachóir, "Integrating short term variations of the power system into integrated energy system models: A methodological review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 839-856, September 2017.
- [66] M. Salzinger und S. Remppis, "Influence of power-to-heat systems on the German energy system," VGB PowerTech, Nr. 5, pp. 25-30, 2016.
- [67] European Parliament and Council, "DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC," *Official Journal of the European Union,* pp. 16-62, 23. April 2009.
- [68] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, "Netzentwicklungsplan Strom," 2019. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [69] Agentur für erneuerbare Energien, "Studienvergleich: Entwicklung der Stromgroßhandels-und der CO2-Zertifikatspreise," 2013. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [70] Agentur für erneuerbare Energien, "Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien," 2014.
 [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.
- [71] A. Agricola, H. Seidl, S. Mischinger, C. Rehtanz, M. Greve, U. Häger, D. Hilbrich, S. Kippelt, A. Kubis, V. Liebenau, T. Noll, S. Rüberg, T. Schlüter, J. Schwippe, C. Spieker und J. Teuwsen, "dena-Studie Systemdienstleistungen," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2014. [Online]. Verfügbar unter: Link.
- [72] A. Agricola, B. Höflich, P. Richard, J. Völker, C. Rehtanz, M. Greve, B.

Gwisdorf, J. Kays, T. Noll, J. Schwippe, A. Seack, J. Teuwsen, G. Brunekreeft, R. Meyer und V. Liebert, "dena-Studie Verteilnetze," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012. [Online]. Verfügbar unter: <u>Link</u>.

- [73] H. Nosair und F. Bouffard, "Economic Dispatch Under Uncertainty: The Probabilistic Envelopes Approach," *Transactions on Power Systems*, pp. 1701-1710, August 2016.
- [74] M. Salzinger, S. Remppis, F. Gutekunst und G. Scheffknecht, "Influence of selected flexibility options on the operation of fossil-fuelled power plants," *International ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age*, 2015.
- [75] M. Salzinger, S. Remppis und G. Scheffknecht, "Untersuchung zukünftiger Flexibilisierungsanforderungen und -maßnahmen des fossil befeuerten Kraftwerkspark," in *Kraftwerkstechnik 2016 : Strategien, Anlagentechnik* und Betrieb, Freiberg, SAXONIA, 2016.

Anhang

Energie in TWh		Stromnachfrage	Laufwasser	Andere EE	Andere	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl	(Pump-)Speicher	Solar	Wind	Abregelung EE
2020 EP	SQ	537,0	16,7	42,8	26,7	69,4	123,9	64,1	52,3	3,4	-2,0	41,2	93,9	0,0
2030 V1	FL	549,3	17,6	37,8	33,6	0,0	139,1	117,7	66,0	3,5	-2,6	50,3	124,0	0,0
2030 V1	ML	549,3	17,6	37,8	33,6	0,0	139,2	117,5	65,7	3,5	-2,6	50,3	124,0	0,0
2030 V1	LW	549,3	17,6	37,8	33,6	0,0	139,2	117,6	65,8	3,5	-2,7	50,3	124,0	-0,1
2030 V1	AV	549,3	17,6	37,8	33,6	0,0	139,8	117,4	65,8	3,5	-2,8	50,3	124,0	-0,1
2030 V1	PF	549,3	17,6	37,8	33,6	0,0	139,6	117,8	65,6	3,5	-2,7	50,2	124,1	-0,1
2030 V1	SQ	549,3	17,6	37,8	33,6	0,0	139,7	117,8	65,7	3,5	-2,7	50,3	124,0	-0,1
2030 V2	FL	511,1	17,7	50,7	38,2	0,0	107,3	71,4	55,2	3,4	-5,4	53,4	168,7	-4,2
2030 V2	ML	511,1	17,7	50,7	38,2	0,0	108,8	70,7	55,1	3,4	-5,5	53,4	168,7	-4,3
2030 V2	LW	511,1	17,7	50,7	38,2	0,0	109,2	74,8	54,4	3,4	-5,8	53,4	168,7	-5,1
2030 V2	AV	511,1	17,7	50,7	38,2	0,0	108,1	75,9	54,6	3,4	-5,8	53,4	168,7	-5,1
2030 V2	PF	511,1	17,7	50,7	38,2	0,0	108,5	75,5	54,3	3,4	-5,6	53,3	168,9	-5,0
2030 V2	SQ	511,1	17,7	50,7	38,2	0,0	108,9	75,2	54,4	3,4	-5,9	53,4	168,7	-5,1
2030 V3	FL	511,1	17,7	50,7	38,2	0,0	48,4	43,6	123,5	3,4	-4,1	53,4	168,7	-4,0
2030 V3	ML	511,1	17,7	50,7	38,2	0,0	48,6	43,7	123,8	3,4	-4,1	53,4	168,7	-4,0
2030 V3	LW	511,1	17,7	50,7	38,2	0,0	44,9	50,4	127,8	3,4	-4,6	53,4	168,7	-4,9
2030 V3	AV	511,1	17,7	50,7	38,2	0,0	44,7	50,7	128,0	3,4	-4,7	53,4	168,7	-4,9
2030 V3	PF	511,1	17,7	50,7	38,2	0,0	43,7	51,3	127,7	3,4	-4,5	53,3	168,9	-4,8
2030 V3	SQ	511,1	17,7	50,7	38,2	0,0	42,9	51,7	128,5	3,4	-4,7	53,4	168,7	-4,9

Tabelle A-1: Energieträgerscharfe Stromproduktion und Stromnachfrage in Deutschland







Abbildung A-2: Variable Kosten der Stromproduktion der Marktgebiete DE, AT, CH, FR, BE, NL, LU, PL, CZ, DK1 und DK2







Abbildung A-4: Einsatzreihenfolge nach Energieträger in Deutschland (2020 EP)



Abbildung A-5: Einsatzreihenfolge nach Energieträger in Deutschland (2030 V1 und 2030 V2)



Abbildung A-6: Einsatzreihenfolge nach Energieträger in Deutschland (2030 V3)



Abbildung A-7: Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten nach Heißstart (DE, 2030 V1/V2)







Abbildung A-9: Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten nach Heißstart (DE, 2030 V3)



Abbildung A-10: Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten nach Kaltstart (DE, 2030 V3)



Abbildung A-11: Mindestleistung des fossilen Kraftwerksparks (DE, 2030, Status Quo)



Abbildung A-12: Leistungsänderungsrate des fossilen Kraftwerksparks (DE, 2030, Status Quo)







Abbildung A-14: Anfahrzeit (kalt) des fossilen Kraftwerksparks (DE, 2030, Status Quo)



Abbildung A-15: Mindestleistung des fossilen Kraftwerksparks (DE, 2030, Flexibilisiert)



Abbildung A-16: Leistungsänderungsrate des fossilen Kraftwerksparks (DE, 2030, Flexibilisiert)







Abbildung A-18: Anfahrzeit (kalt) des fossilen Kraftwerksparks (DE, 2030, Flexibilisiert)