

Kraftwerks- und Speicherbedarf bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien

Zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Wirt.-Ing. Tobias Heffels

Referent: Prof. Dr. Wolf Fichtner
Korreferent: Prof. Dr. Orestis Terzidis
Tag der mündlichen Prüfung: 30. Juli 2015

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft im Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Dem Institutsleiter und Hauptreferenten, Herrn Prof. Dr. Wolf Fichtner, gilt mein Dank für das entgegengebrachte Vertrauen, die stetige, fachliche Förderung und die konstruktiven Diskussionen. Herrn Prof. Dr. Orestis Terzidis danke ich für die Übernahme des Korreferats. Bei allen Kolleginnen und Kollegen des IIP bedanke ich mich für die angenehme und anregende Zusammenarbeit. Die Entwirrung diverser gedanklicher Knoten gelang in fruchtbaren Diskussionen mit Frau Dr. Sonja Babrowski unter Zuhilfenahme zahlreicher Tassen Kaffee. Bei meinem Gruppenleiter, Herrn Dr. Russell McKenna, bedanke ich mich für die Unterstützung bei meiner Tätigkeit und die prüfende Durchsicht des Manuskripts.

Mein innigster Dank gilt meinen Eltern, meiner Schwester Marie-Kristin und meiner Partnerin Johanna für ihr Verständnis und ihre unbedingte Unterstützung während der Anfertigung der Arbeit.

Karlsruhe, August 2015

Tobias Heffels

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	i
Nomenklatur	v
Abbildungsverzeichnis	ix
Tabellenverzeichnis	xiii
Abkürzungsverzeichnis	xv
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Ziel der Arbeit	2
1.3 Struktur der Arbeit	4
2 Grundlagen und Entwicklungen der Elektrizitätswirtschaft	7
2.1 Randbedingungen der Elektrizitätswirtschaft	7
2.1.1 Markträumung und Engpassmanagement	8
2.1.2 Emissionsminderung und erneuerbare Energien	10
2.1.3 Dezentralisierung und Transportrestriktionen	14
2.1.4 Konvergenz von Strom- und Gasnetz	17
2.2 Bedarf und Optionen zur Bereitstellung von Flexibilität	20
2.2.1 Lastfolgebetrieb	21
2.2.2 Kurzzeitspeicher	23
2.2.3 Langzeitspeicher	28
2.2.4 Lastverschiebepotentiale	37
3 Ansätze und Methoden zur Abbildung des Elektrizitätssystems	41
3.1 Stand der Forschung	41

3.1.1	Klassen von Energiesystemmodellen	42
3.1.2	Literaturüberblick	43
3.1.3	Abgrenzung des Modellkonzeptes	54
3.2	Zeitliche und räumliche Betrachtungsweise	58
3.2.1	Nodale Preise in Elektrizitätssystemmodellen	58
3.2.2	Myopischer Ansatz	61
3.2.3	Rolling-Horizon Ansatz	64
4	Modellbeschreibung PERSEUS-LTST	67
4.1	Kurzbeschreibung des integrierten Modellkonzepts	67
4.2	Modellstruktur	73
4.3	Mathematische Beschreibung des Modells	
	PERSEUS-LTST	78
4.3.1	Zielfunktion	78
4.3.2	Energie- und Stoffstrombilanzen	82
4.3.3	Kapazitätsrestriktionen	84
4.3.4	Prozessrestriktionen	85
4.3.5	Stromnetzrestriktionen	91
4.3.6	Restriktionen der fluktuierenden Erzeugung	94
4.3.7	Restriktionen von Speichern und Lastverschiebepotentialen	95
4.4	Lösungsverfahren	98
4.5	Implementierung	99
5	Zeitliche Auflösung und Datenbasis	103
5.1	Zeitliche Struktur von PERSEUS-LTST	103
5.1.1	Integrierte Einsatz- und Ausbauplanung in PERSEUS-LT	104
5.1.2	Detaillierte Einsatzplanung in PERSEUS-ST	106
5.2	Thermische Kraftwerke	108
5.2.1	Bestand	109
5.2.2	Zubauoptionen	110
5.2.3	Flexibilität des Betriebs	112

5.2.4	Primärenergieträger- und CO ₂ - Zertifikatepreise	117
5.3	Erneuerbare Energien	118
5.3.1	Fluktuierende EE	118
5.3.2	Sonstige EE	128
5.4	Speichersysteme	129
5.4.1	Pumpspeicher	130
5.4.2	Batteriespeicher	131
5.4.3	Druckluftspeicher	132
5.4.4	Power-to-Gas	133
5.4.5	Demand-Side-Management (DSM)	138
5.5	Übertragungsnetz	139
5.6	Elektrizitätsnachfrage, Importe und Exporte	142
5.7	Zinssatz	143
6	Modellgestützte Analyse des zukünftigen Kraftwerks- und Speicherparks	145
6.1	Modelleinstellungen und Szenariorahmen	145
6.1.1	Definition des Szenariorahmens	146
6.1.2	Einfluss der Stützjahre	150
6.1.3	Einfluss der Typwochenauswahl	152
6.1.4	Ideale Länge der Voraussicht	154
6.1.5	Einfluss der Kraftwerkseinsatzrestriktionen	156
6.1.6	Fehlerabschätzung durch die Standortvorauswahl für Speicheroptionen	159
6.2	Ergebnisse Referenzszenario	161
6.2.1	Kraftwerks- und Speicherpark	161
6.2.2	Erzeugungsmix und Einsatz	165
6.2.3	Netzengpässe und Knotenpreise	170
6.2.4	EE-Integration und CO ₂ -Emissionen	174
6.2.5	Betrieb der Speicher	176
6.3	Szenariorechnungen	182
6.3.1	Kraftwerks- und Speicherpark	183

6.3.2	Erzeugungsmix und Einsatz	187
6.3.3	Netzengpässe und Knotenpreise	188
6.3.4	EE-Integration und CO ₂ -Emissionen	191
6.3.5	Betrieb der Speicher	193
7	Schlussfolgerungen und Ausblick	197
7.1	Ergebnisse der Modellrechnungen	197
7.1.1	Zukünftiger Kraftwerks- und Speicherpark	197
7.1.2	Sensitivitätsuntersuchungen	199
7.2	Diskussion und kritische Würdigung	203
7.3	Ausblick	206
8	Zusammenfassung	209
	Literaturverzeichnis	215

Nomenklatur

Indizes

ec	Index für Energieträger
elec	Elektrischer Strom (Teilmenge der Energieträger)
exp	Index für Senken der Graphenstruktur
ext, ext'	Index für externe Netzknoten
imp	Index für Quellen der Graphenstruktur
proc	Index für Prozesse
prod, prod'	Indizes für Produzenten
seas	Zeitscheibenindex
sec	Index für Sektoren
t	Jahresindex
unit	Index für Anlagen

Indexmengen

DEMPROC _{prod,ec}	Nachfrageprozesse nach ec eines Produzenten prod
EC	Energieträger
EC _{non-seas}	Energieträger ohne unterperiodische zeitliche Differenzierung
EC _{seas}	Energieträger mit unterperiodischer zeitlicher Auflösung
EC _{volatil}	Energieträger mit zeitlich differenzierter Verfügbarkeit
EXP	Senken der Graphenstruktur
EXT	Menge der externen Netzknoten
GENPROC _{prod,ec}	Stromerzeugungsprozesse des Produzenten prod, die den Energieträger ec einsetzen
IMP	Quellen der Graphenstruktur
PROC	Prozesse
PROC _{heat}	Anlagen mit einer ‚must-run‘-Bedingung zur Kraft-Wärme-Kopplung
PROC _{MAJOR}	Prozesse mit differenzierten Einschränkungen im Betrieb

$PROC_{unit}$	Prozesse der Anlage unit
$PROC_{volatil}$	Prozesse die mit $EC_{volatil}$ versorgt werden
$PROC_{prod}$	Prozesse des Produzenten prod
$PROD, PROD'$	Produzenten
$PROD_{prod,ec}$	Produzenten, von denen aus Flüsse des Energieträgers ec zum Produzenten prod fließen
SEAS	Zeitscheiben
Storage	Speicheranlagen (Teilmenge der Anlagen)
T	Perioden
UNIT	Anlagen

Parameter

$\Delta C_{fuel_{proc,t,seas}}$	Teillastkosten (Hilfsvariable)
$\lambda_{proc,ec}$	Anteil des Energieträgers ec am Gesamtinput bzw. Gesamtoutput des Prozesses proc (Konvention: negative Werte für Input, positive Werte für Output)
$\eta_{proc,ec}$	Wirkungsgrad des Prozesses proc
$\eta_{min_{proc,ec}}$	Wirkungsgrad des Prozesses proc am Mindestbetriebspunkt in Teillast
$Avai_{unit,t}$	Durchschnittliche Verfügbarkeit der Anlage unit in der Periode t
$b_{ext,ext',t}$	Element der Admittanz-Matrix in Periode t
Betrieb $_{proc,t}$	Mindestbetriebszeit des Prozesses proc
$CAPRES_{unit,t}$	Bereits installierte, in der Periode t noch zur Verfügung stehende Kapazität der Anlage unit
$CapMax_{unit,t}$	Maximale Kapazität eines Pumpspeicherkraftwerks
$Cfix_{unit,t}$	Fixe jährliche Betriebsausgaben für die Anlage unit
$C_{fuel}_{imp,prod,ec,t}$	Brennstoffkosten für die Belieferung von prod mit ec in Periode t
$Cinv_{unit,t}$	Spezifische Investition für einen Zubau der Anlage unit in der Periode t
$Cload_{unit,t}$	Laständerungskosten der Anlage unit
$COURSE_{ec,t,seas}$	Faktor zur Beschreibung der Verfügbarkeit eines Energieträgers in Periode t in Zeitscheibe seas

$C_{var_{prod,prod',ec,t}}$	Variable Transportkosten des Flusses zwischen prod und prod' für den Energieträger ec in t
$C_{var,t}$	Variable Betriebsausgaben des Prozesses proc
$D_{prod,t,seas,ec}$	Nachfrage des Produzenten prod nach ec in der Zeitscheibe seas in der Periode t
ExtremStart	Elemente der Menge SEAS (erste Zeitscheibe des Extratages)
$h_{ext,ext',ext'',t}$	Element der Transferadmittanz-Matrix in Periode t der Leitungt ext,ext' und dem Netzknoten ext''
h_{year}	Jahresstundenzahl (8760 h/a)
h_{seas}	Stundenzahl einer Zeitscheibe
LT_{unit}	Technische Lebensdauer der Anlage unit
M	Hilfsparameter zur Abbildung der Binärbedingungen
$No_{seas,seas'}$	Anzahl der Übergänge zwischen den Zeitscheiben seas' und seas
$PL_{min_{proc,t}}$	Mindestleistung des Prozesses proc
$PL_{max_{proc,t}}$	Maximalleistung des Prozesses proc
SeasStart	Elemente der Menge SEAS (jeweils die erste Zeitscheibe einer Jahreszeit)
$Slack_{ext}$	Indikator für den Slackknoten
Stillstand $_{proc,t}$	Mindeststillstandszeit des Prozesses proc
StorRatio $_{unit,t}$	Verhältnis von Speichervolumen zu Speicherleistung
StorVolume $_{unit,t}$	Speichervolumen eines Pumpspeichers
THLimit $_{ext,ext',t}$	Thermisches Limit der Übertragungsleitung ext,ext' in Periode t
VLHMax $_{proc,t}$	Maximale Volllaststundenanzahl für den Prozess proc in der Periode t
VLHMin $_{proc,t}$	Minimale Volllaststundenanzahl für den Prozess proc in der Periode t
z	Anzahl Zeitscheiben einer Jahreszeit reduziert um eine Zeitscheibe

Variablen

$\Theta_{\text{ext},t,\text{seas}}$	Phasenwinkeldifferenz am Netzknoten ext in der Zeitscheibe seas in der Periode t
$\text{BIN}_{\text{proc},t,\text{seas}}$	Binäre Zustandsvariable die angibt ob ein Prozess proc in der Zeitscheibe seas ein- oder ausgeschaltet ist
$\text{CAP}_{\text{unit},t}$	Installierte Kapazität der Anlage unit in der Periode t
$\text{CAPNEW}_{\text{unit},t}$	In der Periode t neu installierte Kapazität der Anlage unit
$\text{Fl}_{\text{prod},\text{prod}',\text{ec},t}$	Niveau des ec-Flusses von prod (imp) zu Produzenten prod' (ex) in der Periode t
$\text{Fl}_{\text{prod},\text{prod}',\text{ec},t,\text{seas}}$	Niveau des ec-Flusses von prod (imp) zu Produzenten prod' (ex) in der Periode t in der Zeitscheibe seas
$\text{LVup}_{\text{unit},\text{seas},\text{seas}',t}$	Laständerung (Hilfsvariable)
$\text{LVdown}_{\text{unit},\text{seas},\text{seas}',t}$	Laständerung (Hilfsvariable)
$\text{StorageState}_{\text{unit},t,\text{seas}}$	Speicherstand der Anlage unit am Ende der Zeitscheibe seas
$\text{Pl}_{\text{proc},t}$	Aktivitätsniveau des Prozesses proc in der Periode t
$\text{Pl}_{\text{proc},t,\text{seas}}$	Aktivitätsniveau des Prozesses proc in der Zeitscheibe seas in der Periode t

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Beitrag und Ziele der EE	12
Abbildung 2:	Fluktuierende Einspeisung	13
Abbildung 3:	Konvergenz der Infrastrukturen für Strom und Gas	18
Abbildung 4:	Ermittlung der Residuallast	21
Abbildung 5:	Entladezeit und Speicherkapazität von Speichersystemen	24
Abbildung 6:	Klassifikation von Batteriespeichersystemen	27
Abbildung 7:	Wesentliche Energie- und Stoffströme von PtG	29
Abbildung 8:	Klassifikation von Energiesystemmodellen	42
Abbildung 9:	Myopische Betrachtung und Perfect-Foresight	62
Abbildung 10:	Prinzip der rollierenden Einsatzplanung	64
Abbildung 11:	Integriertes Modellkonzept PERSEUS-LTST	70
Abbildung 12:	Kombinierter Einsatz von PERSEUS-ST und PERSEUS-LT zur Standortvorauswahl	72
Abbildung 13:	Hierarchieebenen und Elemente der Modellstruktur	74
Abbildung 14:	Vereinfachte Darstellung der Modellstruktur	77
Abbildung 15:	Zeitliche Auflösung des Modells PERSEUS-LT	105
Abbildung 16:	Zeitliche Auflösung des Modells PERSEUS-ST	107
Abbildung 17:	Sterbelinie des thermischen Kraftwerksparks nach Energieträger	110
Abbildung 18:	Teillasteffizienz thermischer Kraftwerke	115
Abbildung 19:	Entwicklung der Primärenergieträger- und CO ₂ -Zertifikatepreise	118
Abbildung 20:	Verteilung der Kapazitäten der fluktuierenden EE in 2050	120
Abbildung 21:	Charakteristika der Windeinspeisung in unterschiedlichen Stützjahren	125

Abbildung 22:	Struktur des deutschen Übertragungsnetzes in PERSEUS-LTST	141
Abbildung 23:	Vertikale Netzlast in Deutschland 2011	143
Abbildung 24:	Einfluss der Übergangszeit auf die Entwicklung des Kraftwerks- und speicherparks	151
Abbildung 25:	Installierte Leistung des Kraftwerks- und Speicherpark (oben), Erzeugungsmix und Speichereinsatz (unten) im Jahr 2050	153
Abbildung 26:	Stromerzeugung thermischer Kraftwerke und EE (links), resultierende Rechenzeit (rechts)	155
Abbildung 27:	Stromerzeugung thermischer Kraftwerke und EE (links), resultierende Rechenzeit (rechts)	158
Abbildung 28:	Standortvorauswahl (links) und freie Standortwahl (rechts)	161
Abbildung 29:	Entwicklung der Kraftwerkskapazität nach Energieträger	162
Abbildung 30:	Modellendogene Zubauentscheidungen	164
Abbildung 31:	Kraftwerkseinsatz für 2050	165
Abbildung 32:	Kraftwerkseinsatz für zwei Winterwochen im Jahr 2050	166
Abbildung 33:	Kraftwerkseinsatz für zwei Sommerwochen im Jahr 2050	167
Abbildung 34:	Erzeugungsmix nach Energieträger	168
Abbildung 35:	Entwicklung der Volllaststunden der thermischen Kraftwerke und der Speichersysteme	169
Abbildung 36:	Leitungen mit Engpässen in 2040 und 2050	171
Abbildung 37:	Durchschnittliche Knotenpreise in 2040 und 2050	172
Abbildung 38:	Verteilung der thermischen Großkraftwerke und Speicher in 2050	173
Abbildung 39:	Stromerzeugung und Abregelung fluktuierender EE	174

Abbildung 40:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen nach Energieträger gegenüber den Zielvorgaben der Bundesregierung [32]	175
Abbildung 41:	Maximale und realisierte fluktuierende EE-Einspeisung, Last und Speichereinsatz im Jahr 2050	177
Abbildung 42:	Speichereinsatz für vier exemplarische Tage im Jahr 2050	178
Abbildung 43:	Kumulierte Häufigkeit der Phasenlängen und kumulierte Energieaufnahme durch PtG im Jahr 2050	179
Abbildung 44:	Bilanzieller Speicherstand von Wasserstoff in der Erdgasinfrastruktur	181
Abbildung 45:	Vergleich der in PERSEUS-LTST identifizierten PtG-Standorte (links) und der in [50] ermittelten Regionen (rechts)	182
Abbildung 46:	Unterschied der installierten Leistung zum Referenzszenario	183
Abbildung 47:	Unterschied im Erzeugungsmix zum Referenzszenario	187
Abbildung 48:	Durchschnittliche Grenzkosten der Stromerzeugung	189
Abbildung 49:	Unterschied der Engpasshäufigkeit zum Referenzszenario	190
Abbildung 50:	Unterschied der Abregelung fluktuierender EE zum Referenzszenario	192
Abbildung 51:	Unterschied der CO ₂ -Emissionen zum Referenzszenario	193
Abbildung 52:	Volllaststunden der Speicher nach Szenarien	194
Abbildung 53:	Reduktionspotential der CO ₂ -Emissionen durch PtG bei Rückverstromung im Stromsystem nach Szenarien	195

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Einordnung relevanter Literatur	57
Tabelle 2:	Techno-ökonomische Parameter der thermischen Kraftwerke	108
Tabelle 3:	Zubauoptionen der thermischen Kraftwerke	112
Tabelle 4:	Mindestbetriebs-, Stillstandszeiten und Mindestlasten thermischer Kraftwerke	114
Tabelle 5:	Entwicklung der Kapazitäten der fluktuierenden EE	119
Tabelle 6:	Volllaststunden der fluktuierenden EE	121
Tabelle 7:	Kapazitätsentwicklung steuerbarer EE	129
Tabelle 8:	Bestehende Pumpspeicher und Ausbaupotentiale	130
Tabelle 9:	Techno-ökonomische Parameter der PtG-Technologie	134
Tabelle 10:	Techno-ökonomische Parameter von PtG in PERSEUS-LTST	135
Tabelle 11:	Lastverschiebepotentiale in der Literatur und in PERSEUS-LTST	139
Tabelle 12:	Definition der Szenarien	149

Abkürzungsverzeichnis

CDM	Clean Development Mechanism
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DSM	Lastverschiebung (Demand Side Management)
EDLC	Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen
ETS	Emission Trading System
GGLP	Gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine
IAP	Integrierte Einsatz- und Ausbauplanung
JI	Joint Implementation
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Li-Ion	Lithium-Ionen-Batterien
LP	Lineare Programmierung
NEP	Netzentwicklungsplan
NaS	Natrium-Schwefel-Batterien
Pb	Blei-Säure-Batterien
PEM	Membran-Elektrolyse
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
SDL	Systemdienstleistungen
SMES	Supraleitende magnetische Energiespeicher
SNG	Synthetisches Erdgas (Synthetic Natural Gas)
Vlh	Volllaststunden

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die Energiewirtschaft in Deutschland befindet sich in einer Phase weitreichender Umstrukturierung. Der Einsatz konventioneller Kraftwerke wird in den nächsten Jahrzehnten durch fluktuierende Energieträger wie Photovoltaik und Windenergie in zunehmendem Maße verdrängt. Diese Entwicklungen, herbeigeführt durch das Bestreben die Treibhausgasemissionen zu mindern und den Anteil der erneuerbaren Energien (EE) an der Stromversorgung zu steigern, verursachen deutliche Veränderungen sowohl bei der Erzeugung und der Nachfrage von Elektrizität als auch bei deren Transport und Verteilung [1-3].

Die Aufgabe des Elektrizitätssystems, jederzeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herzustellen, wird aufgrund dieser Entwicklungen sowohl in zeitlicher als auch in räumlicher Hinsicht zunehmend zu einer Herausforderung. Denn im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken, die zumeist in der Nähe der Lastzentren zu finden sind, orientieren sich die Standorte für erneuerbare Kraftwerke an den aufgrund geographischer Gegebenheiten vorherrschenden Potentialen. Diese sind insbesondere bei der Windenergie oft fern der Lastzentren anzutreffen [4]. Hieraus resultiert ein zunehmender Bedarf an Transportkapazität über weite Entfernungen [5]. Darüber hinaus können sich Windenergie und Photovoltaik aufgrund ihres fluktuierenden Charakters nicht an die im Elektrizitätssystem anliegende Last anpassen. Ihre Stromerzeugung erfolgt somit weitgehend unabhängig von der Stromnachfrage. Die Volatilität ihrer Einspeisung bewirkt auch zukünftig einen Bedarf an steuerbarer Erzeugungskapazität [6, 7]. Um den steigenden Anteil der fluktuierenden EE in das deutsche Elektrizitätssystem integrieren zu können, wird daher in

zunehmendem Maße Flexibilität benötigt; Maßnahmen, die sowohl einen zeitlichen als auch einen räumlichen Ausgleich von Nachfrage und Erzeugung gewährleisten können [8].

Der räumliche Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage kann durch das Übertragungsnetz erfolgen. Unzureichende Übertragungskapazität löst hierbei Engpässe aus, die einen solchen Ausgleich erschweren oder sogar unmöglich machen. Infolge des zunehmenden Transportbedarfs werden in Deutschland zusätzliche Leitungen erforderlich [9, 10]. Aufgrund von sowohl Akzeptanzproblemen und regionalen Konflikten, als auch aufwendigen Genehmigungsverfahren, ist die Umsetzung hinsichtlich Umfang und Zeitpunkt allerdings unsicher [11-13].

Steuerbare Kraftwerke, Speicher und Lastverschiebemaßnahmen ergänzen die fluktuierenden EE. Zum zeitlichen Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage ermöglichen es Speichersysteme, überschüssige Energie aufzunehmen und an einem späteren Zeitpunkt wieder abzugeben. Hierbei stehen dem System verschiedene Optionen von Speichersystemen mit unterschiedlichen Verhältnissen an Ladebeziehungsweise Entladeleistung und Speichervolumina zur Verfügung. Es stellt sich die Frage nach einem gesamtwirtschaftlich optimalen Kraftwerks- und Speichersystem, welches in der Lage ist, die verbleibende Stromnachfrage bei einem politisch vorgegebenen Ausbau der EE, zu decken.

1.2 Ziel der Arbeit

Die unter den gegebenen Randbedingungen und unter der Annahme eines perfekten Marktes optimale Entwicklung des konventionellen Kraftwerks- und Speichersystems kann aus gesamtwirtschaftlicher Sicht durch eine Minimierung der Gesamtkosten von Kraftwerken und Speichern angenähert werden. Dieses gesamtwirtschaftliche Optimum

stellt eine Zielgröße dar, an die durch das Festlegen von regulatorischen und politischen Randbedingungen die Entscheidungen von Unternehmen angepasst werden sollten.

Ziel dieser Arbeit ist es, ein Verfahren zu entwickeln und anzuwenden, das die Bestimmung eines gesamtwirtschaftlich optimalen Kraftwerks- und Speicherparks unter den gegebenen Randbedingungen erlaubt. Für die adäquate Bewertung der Flexibilitätsmaßnahmen ist dabei ein Modellkonzept erforderlich, das sowohl einen langen Betrachtungshorizont umfasst als auch eine hohe zeitliche Auflösung gewährleistet. Da in der bestehenden wissenschaftlichen Literatur keine Arbeit die zuvor beschriebenen Anforderungen abdeckt, ergibt sich die Notwendigkeit, das techno-ökonomische Modellkonzept PERSEUS-LTST (Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply – Long Term Short Term) zu entwickeln, um diese Forschungslücke zu schließen.

Das zu entwickelnde Verfahren soll es erlauben, sowohl den Leistungsbedarf als auch die Standorte von Kraftwerken und Speichern im zukünftigen deutschen Elektrizitätssystem quantitativ zu analysieren. Unter Berücksichtigung des Übertragungsnetzes sollen die technischen Charakteristika von erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken detailliert mit einbezogen werden. Zusätzlich muss ein besonderes Augenmerk auf die Unterscheidung der verschiedenen Speichertypen gelegt werden, um geeignete Kombinationen von Kurzzeit- und Langzeitspeichern zu identifizieren. Weiter sollen auch alternative Flexibilitätsmaßnahmen, Lastverschiebepotentiale oder die Abregelung der fluktuierenden Erneuerbaren berücksichtigt werden. Es sollen die Auswirkungen von Unsicherheiten in der zukünftigen energiepolitischen Entwicklung auf den Kraftwerks- und Speicherpark abgeschätzt werden. Mittels einer Szenarienanalyse können Ergebnisse und Einflussgrößen hinsichtlich des Bedarfs und des Betriebs von Kraftwerken und Speichern gewonnen werden. Diese liefern Hinweise,

ob ein Anpassungsbedarf in den regulatorischen Steuerungsinstrumenten besteht.

1.3 Struktur der Arbeit

Zum Einstieg werden in Kapitel 2 die wesentlichen Änderungen und Entwicklungen, die das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem beeinflussen, aufgezeigt. Auf diesen Wandel kann mit verschiedenen Flexibilitätsoptionen reagiert werden, die anschließend beschrieben werden. In Kapitel 3 werden methodisch geeignete Ansätze vorgestellt, um ein der Fragestellung entsprechendes Modell entwickeln zu können. Des Weiteren werden die bereits existierenden Ansätze in der Literatur beschrieben sowie die Forschungslücke aufgezeigt.

Die Beschreibung des entwickelten integrierten Modellkonzeptes PERSEUS-LTST erfolgt in Kapitel 4. Dazu wird zunächst die Modellstruktur und Verschaltung der Teilmodelle erläutert, bevor die mathematische Beschreibung des Modells folgt. Abschließend wird auf die verwendeten Lösungsverfahren und die technische Implementierung eingegangen. In Kapitel 5 wird die zeitliche Struktur des Modells erläutert und die vollständige Datenbasis vermittelt.

Die Anwendung des Modells auf die zu untersuchenden Fragestellungen erfolgt in Kapitel 6. Dazu werden zunächst wesentliche Eigenschaften des entwickelten Modellkonzeptes einer Prüfung unterzogen. Hierauf aufbauend werden die Ergebnisse für ein Referenzszenario bestimmt und die Robustheit der Lösung durch eine ergänzende vergleichende Szenarioanalyse bestimmt. In Kapitel 7 werden Schlussfolgerungen aus den Rechnungen gezogen und die im Rahmen der Arbeit gewonnen Erkenntnisse zusammengefasst. Abschließend wird das Modell einer kritischen Würdigung unterzogen und ein Ausblick auf weitere Forschungsthemen gegeben. Eine Zusammenfassung der

in dieser Arbeit entwickelten Methodik und der wesentlichen gewonnenen Erkenntnisse schließt die Arbeit in Kapitel 8 ab.

2 Grundlagen und Entwicklungen der Elektrizitätswirtschaft

Dieses Kapitel beschreibt zunächst die aktuellen und zukünftigen Herausforderungen, denen sich die deutsche Elektrizitätswirtschaft gegenüber sieht und die einen fundamentalen Wandel der bestehenden Systeme bedeuten. Die Änderungen der deutschen Elektrizitätswirtschaft speisen sich überwiegend aus einer Minderung der Emission von Treibhausgasen und einer Steigerung des Anteils der EE an der Stromversorgung (Kapitel 2.1.2). Hieraus resultiert eine zunehmende Dezentralisierung der Erzeugung, was einen Elektrizitätstransport über große Entfernungen erfordert (Kapitel 2.1.3). Aus diesen Entwicklungen resultieren erhöhte Anforderungen an die thermischen Kraftwerke und Speicher, Erzeugung und Verbrauch in ein Gleichgewicht zu bringen. Hierzu stehen dem Energiesystem unterschiedliche Optionen zur Verfügung, die in Kapitel 2.2 diskutiert werden.

2.1 Randbedingungen der Elektrizitätswirtschaft

Es ist eine zentrale Aufgabe der Elektrizitätsversorgung, jederzeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last herzustellen. Da sich im Stromnetz selbst keine größeren Energiemengen speichern lassen, muss sich die ins System eingespeiste und entnommene Energie stets im Gleichgewicht befinden. Die Zunahme der intermittierenden und oft lastfernen Einspeisung der EE macht dies zu einer wachsenden Herausforderung. Neben der Zunahme der EE haben auch die politischen Vorgaben zur Emissionsminderung der Treibhausgase einen Einfluss auf die Entwicklung des Elektrizitätssystems. In den nachfol-

genden Kapiteln werden Grundlagen der Markträumung auf wettbewerblichen Strommärkten und fundamentale Treiber der Entwicklung der deutschen Elektrizitätswirtschaft nacheinander dargestellt.

2.1.1 Markträumung und Engpassmanagement

Die elektrische Nachfrage stellt die Basis für den Bedarf an elektrischer Versorgung und den Handel mit Elektrizität dar. Die aggregierte Nachfrage unterliegt dabei zeitlichen Schwankungen, die sowohl zyklischen Rhythmen folgen als auch stochastischen Einflüssen ausgesetzt sind. Sie weist in den meisten Elektrizitätsmärkten zumindest kurzfristig nur eine sehr geringe Preiselastizität auf, obwohl vielfältige Bemühungen existieren, durch zeitvariable Tarife den Endkunden zur Flexibilisierung anzuregen [14, 15]. Um die Nachfrage zu bedienen, wird Elektrizität in Kraftwerken (und Speichern), welche durch unterschiedliche technische, ökonomische und ökologische Charakteristika gekennzeichnet sind, erzeugt. Anbieter von Elektrizität geben Gebote entsprechend den Grenzkosten ihrer Kraftwerke ab, durch deren Aggregation die Angebotsfunktion entsteht [16, 17]. Die Bestimmung der Grenzkosten ist hierbei ein komplexer Vorgang, da sowohl die variablen Produktionskosten, beispielsweise für Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate, als auch Opportunitätskosten für alternative Erlösoptionen, berücksichtigt werden müssen [15, 18].

Mit der Einleitung der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte 1996 durch die Elektrizitätsbinnenmarktlinie 96/92/EG wurde die Grundlage für wettbewerbliche Elektrizitätsmärkte in Europa gelegt [19]. Der Handel findet an zentralen Handelsplattformen statt, für die sich zwei unterschiedliche Extremformen herauskristallisiert haben. Zum einen das Prinzip eines zentralen Börsenmodells und zum anderen das Prinzip regionaler Preissignale. Die beiden Modelle unterschieden sich grundlegend in ihrem Umgang mit Engpässen im Stromnetz [17].

Im Börsenmodell wird an öffentlichen Marktplätzen (in Deutschland an der Strombörse EEX), ein einheitlicher Markträumungspreis bestimmt. Dieser ergibt sich aus dem Schnittpunkt der aggregierten Nachfrage- und der aggregierten Angebotsfunktion, wobei im Bietprozess mögliche Netzengpässe vernachlässigt werden. Möglicherweise auftretende Netzengpässe werden durch die Netzbetreiber im sogenannten Redispatch korrigiert. Redispatch bezeichnet einen Eingriff in die Erzeugungsleistung der Kraftwerke durch den Netzbetreiber, wodurch zusätzliche Kosten entstehen. Fehlen bei der Investitions- und Einsatzplanung regionale Preissignale kann es zu einem hohen Redispatchbedarf kommen [20].

Systeme, die regional unterschiedliche Preise aufgrund von Engpässen der Übertragungsleistung abbilden, werden als Nodalpreissysteme bezeichnet (alternativ: Locational Marginal Pricing, LMP). Nodale Preise erlauben es, die regionalen Markträumungspreise der Elektrizitätserzeugung in Abhängigkeit der Restriktionen der Elektrizitätsflüsse zu bestimmen, indem durch eine zentralisierte Einsatzplanung der Stromerzeugung und des Engpassmanagements abgestimmte Entscheidungen getroffen werden. Existiert folglich zwischen zwei Märkten (oder Knotenpunkten des Stromnetzes) kein Engpass, kann auch aus mehreren Angebots- und Nachfragefunktionen für die einzelnen Märkte direkt ein einheitlicher Markträumungspreis bestimmt werden, da Preisunterschiede sofort durch Arbitrage ausgeglichen würden. Ist die Möglichkeit zum Austausch der Elektrizität jedoch eingeschränkt, können sich unterschiedliche Preise für die jeweiligen Märkte (oder Knotenpunkte) einstellen. Diese werden als nodale Preise bezeichnet [15, 21]. Ein dem Locational Marginal Pricing verwandtes System stellt das Konzept des Zonal Pricing dar. Hierbei werden Zonen ohne Netzengpässe zusammengefasst, so dass sich eine größere Anzahl an Erzeugern und Nachfragern gegenüberstehen [22]. Details zum Konzept des Zonal Pricing finden sich in [21, 23]. Anwendung findet das Konzept des LMP sinnvollerweise in Marktge-

bieten, in denen mit Transportrestriktionen zu rechnen ist. Aktuell wird es beispielsweise auf den Märkten PJM und MISO in den USA, aber auch auf weiteren Märkten in Australien (NEM) und Neuseeland (NZEM) [23, 24] eingesetzt.

Die nachfolgenden Kapitel zeigen Randbedingungen auf, die die Entwicklung des Elektrizitätssystems unabhängig von der Wahl des Handelsmodells beeinflussen.

2.1.2 Emissionsminderung und erneuerbare Energien

Auf europäischer Ebene stellt der europäische Emissionszertifikatehandel (Emission Trading System, ETS) das zentrale Instrument zur Reduktion der Treibhausgasemissionen für den Stromsektor und ausgewählte Industriesektoren dar [2, 25, 26]. Es wird für die EU eine maximale Treibhausgasemissionsmenge für eine Handelsperiode vorgegeben und über den „cap-and-trade“-Mechanismus soll eine marktbasierende, effiziente Erfüllung des Minderungsziels erreicht werden. Innerhalb des ETS muss jeder Teilnehmer für das Recht, eine bestimmte Menge CO₂ auszustoßen, Emissionszertifikate nachweisen. Das „cap“ bezeichnet hierbei die vorgegebene Emissionsobergrenze und „trade“ bedeutet, dass die Teilnehmer des ETS die Zertifikate untereinander handeln können. Es können über CDM (Clean Development Mechanism) und JI (Joint Implementation) auch Emissionsminderungsmaßnahmen in nicht-europäischen Ländern, die sich im Rahmen des Kyoto-Protokolls ebenfalls zu einer Emissionsobergrenze verpflichtet haben, im ETS bilanziert werden [2, 25, 27]. Durch die Zuweisung eines Wertes zu den CO₂-Emissionen lassen sich (zumindest teilweise) die externen Kosten der fossilen Stromerzeugung internalisieren. Hieraus resultiert ein wesentlicher Einfluss des ETS auf den Einsatz fossiler Kraftwerke. Weiterführende modellgestützte Untersuchungen zum Einfluss auf die Elektrizitätswirtschaft finden sich beispielsweise in [28-31].

Auf nationaler Ebene stellt der Ausbau der EE einen wesentlichen Baustein zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen im Elektrizitätssektor dar. So legt das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 quantifizierte Ziele zur Entwicklung der deutschen Energieversorgung vor [32]. Für die Stromversorgung spielen mehrere Elemente aus dem Energiekonzept eine entscheidende Rolle. So sollen die Treibhausgasemissionen bis 2020 bundesweit um 40 Prozent und bis 2050 um 80 Prozent – im Vergleich zum Stand von 1990 - reduziert werden. Weiter soll, wie bereits 2011 vom Bundestag beschlossen, die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung zeitlich gestaffelt bis zum Ende des Jahres 2022 beendet werden [33]. Die deutsche Bundesregierung hat sich mehrmals dazu verpflichtet, den Ausbau der EE in Deutschland voranzutreiben, zuletzt 2013 im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Hierin wird ein Ausbaukorridor für die EE festgelegt. So soll der Anteil der EE an der Stromerzeugung auf 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025 und 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035 gesteigert werden [1]. Diese Werte finden sich auch im aktuellen EEG, Stand 2014, wieder [34]. Im EEG [35], Stand 2012, werden weitere Ziele genannt: 35 Prozent bis spätestens zum Jahr 2020, 50 Prozent bis spätestens zum Jahr 2030, 65 Prozent bis spätestens zum Jahr 2040 und 80 Prozent bis spätestens zum Jahr 2050. [35] Auch wenn nicht in allen Dokumenten der genaue Bezugsrahmen angegeben wird, ist davon auszugehen, dass sich diese Zielwerte jeweils auf den Bruttostromverbrauch beziehen [4]. In Abbildung 1 sind die bisherige Entwicklung des Anteils der EE an der Stromerzeugung sowie die genannten Ziele der Bundesregierung und die aufgespannten Entwicklungskorridore dargestellt.

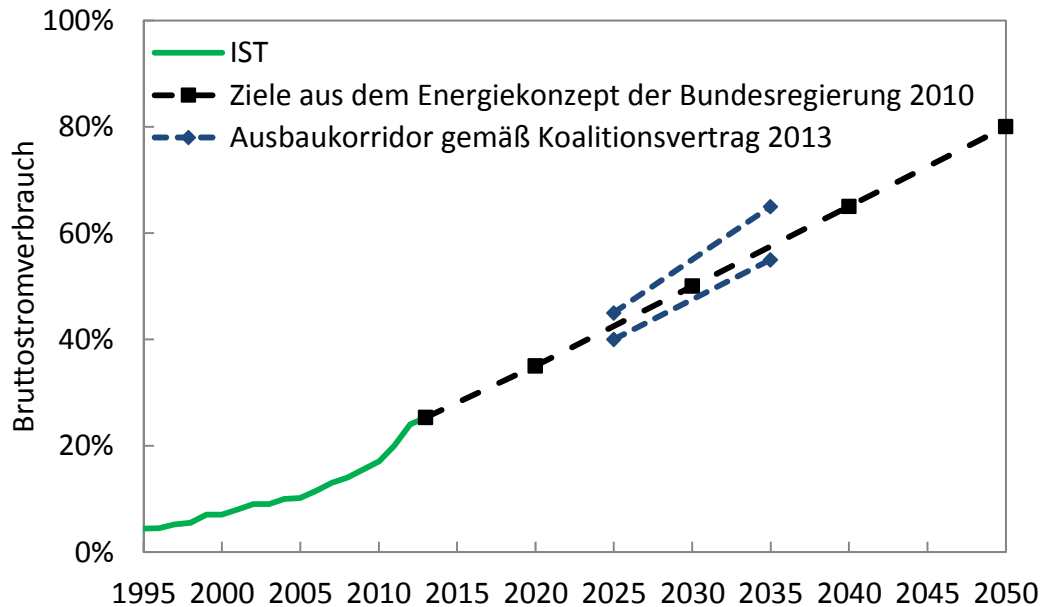


Abbildung 1: Beitrag und Ziele der EE
Quelle: [36]

EE können Elektrizität mit sehr geringen spezifischen Treibhausgasemissionen bereitstellen, stehen nahezu unbegrenzt und außerdem lokal zur Verfügung, wodurch ihre Nutzung einen Beitrag zur Senkung der Importabhängigkeit leisten kann. Des Weiteren vermeiden EE auch den exorbitanten Flächenverbrauch von Tagebauten oder Probleme wie die atomare Endlagerung. Im Allgemeinen ist von einer hohen Akzeptanz zur Errichtung der benötigten EE-Anlagen in der Bevölkerung auszugehen. Jedoch zeigen sich in einzelnen Bereichen durchaus Akzeptanzprobleme, beispielsweise hinsichtlich der Zunahme der Verstromung von Biomasse aus Mais, den Lärm- und Schatteneffekten der Windkraftanlagen und der steigenden EEG Umlage. Es lässt sich beobachten, dass generell von gesellschaftlichen Akzeptanzproblemen bei Technologieoptionen auszugehen ist [37-39]. Ganz ähnliche Probleme ergeben sich auch hinsichtlich des Ausbaus der Stromtrassen [4, 11, 40].

EE wie Wind und PV können trotz hoher installierter Leistung nur einen geringen Beitrag zur gesicherten Leistung liefern, da sie von der

Solarstrahlung beziehungsweise dem Windangebot abhängen. Der fluktuierende Charakter ihrer Einspeisung ist in untenstehender Abbildung 2 verdeutlicht. Unter gesicherter Leistung der EE wird dabei der Anteil der installierten Leistung verstanden, welche die EE jederzeit zur Verfügung stellen können. Es lassen sich unterschiedliche Methoden zur Bestimmung der gesicherten Leistung anwenden, erwähnt werden sollen hier die stochastische und die chronologische Variante. Die stochastische Variante betrachtet nur die Sicherstellung der Jahreshöchstlast, während die chronologische Variante den Zusammenhang zwischen Last und Einspeisung berücksichtigt und hieraus die Wahrscheinlichkeit einer ungedeckten Last für jede Stunde des Jahres berechnet. Weiterführende Details zu den Methoden finden sich in [4]. Während sich die Ergebnisse der Methoden im Detail unterscheiden, ergibt sich für PV eine gesicherte Leistung in Höhe von 0 bis 0,1 Prozent der installierten Leistung und für Windkraft, je nachdem ob es sich um Onshore oder Offshore Anlagen handelt, von 5 bis 11 Prozent der installierten Leistung [4].

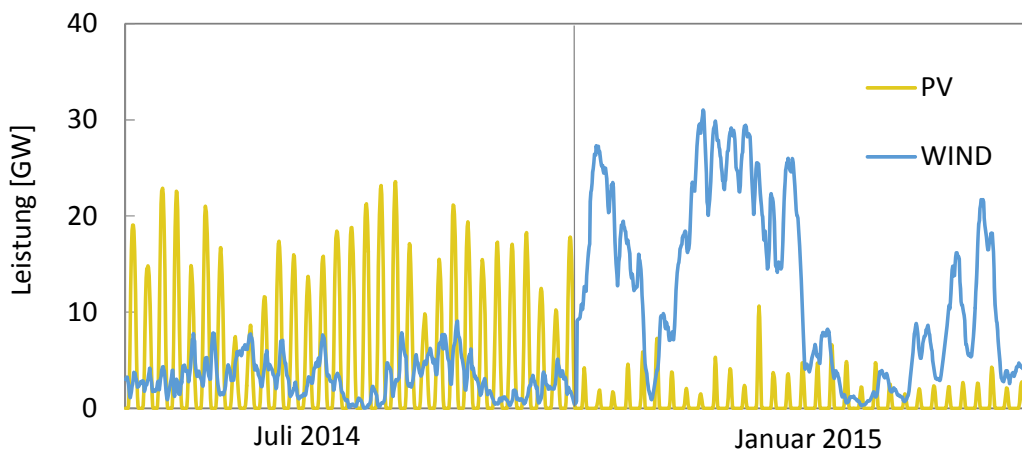


Abbildung 2: Fluktuierende Einspeisung
 Quelle: eigene Darstellung nach [41, 42]

Daher ergibt sich auch zukünftig ein Bedarf an thermischer Kraftwerksleistung beziehungsweise an Elektrizitätsspeichern oder Maß-

nahmen zum Lastmanagement (DSM). Diese Maßnahmen müssen in der Lage sein, den Bedarf auch zu Zeiten mit geringer fluktuierender EE-Einspeisung zu decken. Daneben gilt, dass nicht alle EE angebotsorientiert einspeisen. Biomasse-, Geothermie- und Laufwasserkraftwerke können (in Grenzen) bedarfsgerecht Strom einspeisen. Die überwiegenden Potentiale der EE in Deutschland werden zukünftig allerdings im Bereich der On- und Offshore-Windkraft sowie der Photovoltaik erwartet [4, 5].

Zentrale Herausforderungen eines von fluktuierenden EE dominierten Energiesystems ist die zeitliche und räumliche Diskrepanz von Erzeugung und Verbrauch. Unter zeitlicher Diskrepanz wird hierbei ein Auseinanderfallen des Zeitpunktes von Erzeugung und Verbrauch verstanden. Während in der Vergangenheit das Prinzip galt, dass die Erzeugung dem Verbrauch bzw. der Last zu folgen hat, wird dieses in Zukunft immer weniger gelten. Die fluktuierenden EE können nur dann Elektrizität liefern, wenn der Wind weht beziehungsweise die Sonne scheint. Daher wird zumindest teilweise gelten müssen, dass die Last der Erzeugung folgen muss. Unter räumlicher Diskrepanz wird verstanden, dass Kraftwerke und Lastzentren zukünftig eine stärkere räumliche Distanz aufweisen, als dies in der Vergangenheit der Fall war. Nicht ganz unproblematisch ist daher die angebotsorientierte und oft lastferne Erzeugung der EE zu sehen. Die hiermit einhergehenden Herausforderungen thematisiert das nächste Kapitel 2.1.3.

2.1.3 Dezentralisierung und Transportrestriktionen

Die Zusammensetzung des Kraftwerks- und Speicherparks in Deutschland wird sich zukünftig deutlich verändern, mit Auswirkungen auch auf die Stromnetze. Zum einen wird sich der heute bestehende thermische Kraftwerkspark in Deutschland, aufgrund des alterungsbedingten Ausscheidens der bestehenden fossilen Kraftwerke und des politisch gewollten Atomausstiegs (keine Neubauten und Stilllegung

bestehender Kernkraftwerke), deutlich reduzieren. Zum anderen steht dieser Entwicklung ein starker Anstieg der Kraftwerke, die mit EE betrieben werden, gegenüber. Während thermische Kraftwerke (in der Vergangenheit) in der Nähe großer Lastzentren gebaut wurden, werden EE-Kraftwerke vorwiegend lastfern zugebaut, gemäß den vorhandenen und regional deutlich unterschiedlichen Potentialen. Überschlüssig lässt sich für Deutschland festhalten, dass Windkraftanlagen verstärkt in Norddeutschland zugebaut werden, da sie dort höhere Volllaststunden erreichen können als im Süden, wo stattdessen bevorzugt Photovoltaikanlagen zugebaut werden [4]. Auch der zukünftig zu erwartende, deutliche Ausbau der Offshore-Windkraft bedeutet eine Verlagerung der Elektrizitätserzeugungszentren Richtung Norden. Demgegenüber steht die örtliche Konzentration der Lastzentren in Süd- und Westdeutschland. In [43] folgern die Autoren auf Basis von [10, 44], dass bis 2030 rund 63 Prozent der Elektrizitätserzeugung im Norden Deutschlands erfolgt, aber 62 Prozent der Last im Süden anliegt. Hieraus resultiert ein deutlich steigender Bedarf an Übertragungsleistung.

Die Übertragung elektrischer Energie erfolgt über elektrische Verbundnetze, die nach Spannungsebene in vier Klassen unterteilt werden. Die höheren Spannungsebenen erlauben es, die Leitungswiderstände zu vermindern und somit die Verlustarbeit zu reduzieren.

- Höchstspannung. Betriebsspannungen von 220 kV und 380 kV
- Hochspannung. Betriebsspannung von 110 kV
- Mittelspannung. Betriebsspannung von 10 kV bis 30 kV
- Niederspannung. Betriebsspannung von 0,4 kV

Die einzelnen Spannungsebenen sind über Transformatoren in den Umspannwerken und Ortsnetzstationen miteinander verbunden. Große thermische Kraftwerke sind in der Regel direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossen. Von diesen werden sukzessive die unterliegenden Netzebenen gespeist, an denen Verbraucher und

kleinere Kraftwerke angeschlossen sind [45]. Insbesondere EE-Kraftwerke werden vorrangig dezentral, basierend auf den regional verfügbaren Ressourcen, an den unterliegenden Netzebenen angeschlossen (mit Ausnahme großer Windparks). Neben den nachfolgend beschriebenen Herausforderungen für die Übertragungsnetze resultieren hieraus auch Herausforderungen für die Verteil- und Mittelspannungsnetze [3].

Die existierenden Übertragungsnetze der Höchstspannungsebene sind nicht primär zum Energietransport über große Entfernungen geschaffen worden, sondern dienen der Versorgungssicherheit, indem sie einzelne Netze der regionalen Energieversorger zu Verbundnetzen verschalten. Durch den Ausbau der EE ergibt sich eine Veränderung der Anforderungen an den Betrieb des Höchstspannungsnetzes, welches zukünftig große Energiemengen über weitere Strecken transportieren muss. Dies macht eine Verstärkung des Transportnetzes erforderlich. Daher wurde in mehreren Studien der erforderliche Ausbau der Übertragungsnetze abgeschätzt. Die maßgeblichen Studien sind [10, 46-48]. Während die länger zurückliegenden DENA-Studien als Grundlage für das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) dienten, wird der NEP auch weiterhin jährlich herausgegeben, um den aktuellen Entwicklungen in der Energiewirtschaft Rechnung zu tragen.

Der NEP ermittelt den Übertragungsbedarf unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen, politischen und technischen Entwicklungen. Aufgabe des NEP ist es, dabei ein Netz zu entwerfen, das in der Lage ist, den EE Strom vollständig aufzunehmen und zu übertragen. Es wird ein engpassfreies Netz bestimmt. Es wird diskutiert, die Abregelung von Erzeugungsspitzen, die nur wenige Stunden im Jahr auftreten zukünftig in begrenztem Umfang zu erlauben, da hierdurch eine, nicht nur ökonomisch sinnvolle, Reduktion des Netzausbaubedarfs erreicht werden kann. Der Koalitionsvertrag beinhaltet das Ziel, es zukünftig zu ermöglichen, eine unentgeltliche Abregelung von bis zu 5 Prozent der

Jahresarbeit aus neuen EE Anlagen vorzunehmen [1]. Sollte eine ähnliche Möglichkeit der Abregelung auch Eingang in das Gesetzespaket, das dem NEP zugrunde liegt, finden, wäre zu diskutieren, wie die Abregelung prozentual auf die verschiedenen Netzebenen aufzuteilen ist. Unterstützt wird der NEP Strom durch die Netzpläne für den effizienten Anschluss der Offshore Windparks [49] und die Entwicklung der Ferngasnetze [50, 51]. Dabei wird der Szenariorahmen für die Gasverstromung des NEP-Gas abgestimmt mit dem NEP-Strom, um konsistente Szenarien zu betrachten. Das EnLAG regelt den beschleunigten Ausbau der als besonders relevant eingestuften Ausbauprojekte [52]. Der aktuelle Netzausbau weist allerdings bereits Verzögerungen auf. Ein regelmäßig herausgegebener Monitoringbericht der Bundesnetzagentur informiert hierüber [53].

2.1.4 Konvergenz von Strom- und Gasnetz

Die beiden Infrastrukturen der Strom- und Gaswirtschaft sind bereits heute miteinander verknüpft durch die Nutzung von Erdgas in Energieumwandlungsprozessen wie Gasturbinen und Motoren zur Erzeugung von Elektrizität. Zukünftig wird sich sich möglicherweise durch die Einspeisung von per Elektrolyse erzeugtem Wasserstoff oder Methan eine weitere Verbindung mit einem Stofffluss Richtung Gasnetz ergeben. Hierdurch könnte für den Transport und die Speicherung von Energie auf die großen Kapazitäten der Erdgasnetze und -speicher zurückgegriffen werden. So verfügt Deutschland aktuell bereits über 21 Poren- und 29 Kavernenspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von 22,7 Mrd. m³ und weitere 19 Speicher mit einem Arbeitsgasvolumen von 8,2 Mrd. m³ sind in Planung [54, 55].

Das Erdgasnetz erfährt im Zuge der Energiewende - ebenso wie das Stromnetz - eine signifikante Weiterentwicklung. So wird Biomethan, welches aus biogenen Rohstoffen gewonnen wird, in das Gasnetz eingespeist. Hier werden auch zukünftig große Steigerungsraten der

Einspeisemengen seitens der Bundesregierung angestrebt [56]. Die Anlagen werden in der Regel über das EEG gefördert, so dass sich eine zumindest indirekte Beziehung zur Elektrizitätswirtschaft ergibt. Details zu diesen Anlagen und den Potentialen der Technologie lassen sich finden in [57, 58]. Die bisher beschriebenen Verbindungen der beiden Systeme werden in Abbildung 3 zusammengefasst.

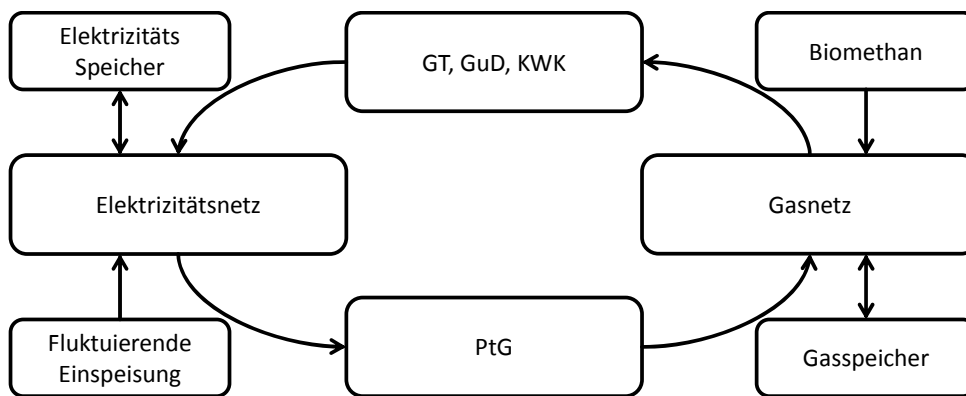


Abbildung 3: Konvergenz der Infrastrukturen für Strom und Gas

Die Infrastrukturen für Strom und Gas haben einen vergleichbaren Aufbau. Beide Energieträger sind leitungsgebunden und verfügen über ein mehrere Ebenen umspannendes Netz. Im Gasnetz erfolgt der Transport mit Leitungen, die auf verschiedenen Druckniveaus betrieben werden. Von Verteilleitungen, deren Betriebsdruck bei 1 bar liegt bis hin zu langen Transportleitungen, die bei über 100 bar betrieben werden. Beim Transport von Erdgas treten Druckverluste in den Rohrleitungen auf, die vom Rohrdurchmesser, dem Volumenstrom, der Oberflächenrauigkeit, der Dichte des Gases sowie der Entfernung abhängen. [59]. Dabei ist der Volumenstrom eine Funktion des Druckgefälles. Steigende Pipelinedurchmesser können den Druckverlust deutlich reduzieren. In regelmäßigen Abständen müssen aufgrund des Druckverlustes Verdichterstationen installiert werden, um diesen auszugleichen.

Durch die Umwandlung von elektrischer Energie per Elektrolyse in Wasserstoff oder Methan, die in Kapitel 2.2.3 eingehend erläutert wird, bietet sich die Möglichkeit, auch große Energiemengen über lange Zeiträume zu speichern und zu transportieren. Die Power-to-Gas-Technologie (PtG) bietet dabei den Vorteil, die bereits vorhandene und gut ausgebaute Gasinfrastruktur der Bundesrepublik nutzen zu können. So verfügt das deutsche Gasnetz über ein Fernleitungsnetz von über 47.000 km Länge und ein Verteilnetz von rund 450.000 km Länge [60]. Insgesamt transportiert das deutsche Erdgasnetz eine Energiemenge von über 1.000 TWh jährlich und damit rund doppelt so viel Energie wie das Stromnetz. Die Übertragungskapazität einer typischen Ferngasleitung liegt circa eine Größenordnung über der einer typischen Transportleitung des Elektrizitätsnetzes [61]. Hierdurch ließen sich mit dem bereits existierenden System große Energiemengen von Nord nach Süd transportieren ohne dass ein Stromnetzausbau erforderlich wäre. Hinzu kommt ein erhebliches Potential zur Energiespeicherung in den vorhandenen Poren- und Kavernenspeichern. Hinsichtlich der zukünftig zu erwartenden Auslastung der Gasleitungen ist tendenziell mit einem Rückgang zu rechnen. So wird die zukünftige Entwicklung des Gasbedarfs in Deutschland in allen drei Szenarien des NEP-Gas als sinkend angenommen [50]. Der Gasbedarf sinkt in den nächsten Jahren je nach Szenario um 6-25 Prozent. Auch wenn es regional zu Anstiegen kommen kann, aufgrund von zunehmender Bevölkerung oder dem Anschluss von zusätzlichen Gaskraftwerken bzw. energieintensiver Industrie, ist somit von einer insgesamt sinkenden Auslastung auszugehen, die eine Nutzung der Kapazitäten für die PtG Technologie als möglich und attraktiv erscheinen lässt.

2.2 Bedarf und Optionen zur Bereitstellung von Flexibilität

Aufgrund der unvermeidbaren Schwankungen bei elektrischer Last und Erzeugung muss das Elektrizitätssystem über entsprechende Flexibilität verfügen, diese auszugleichen. Flexibilität wird hier verstanden im Sinne der Definition von [8], wonach Flexibilität das Ausmaß bezeichnet, zu dem ein Elektrizitätssystem in der Lage ist, Erzeugung oder Verbrauch an erwartete oder unerwartete Änderungen anzupassen. Die Flexibilität kennzeichnet also die Fähigkeit, eine zuverlässige Versorgung in Anbetracht schneller und großer Ungleichgewichte zu gewährleisten.

Bei der Elektrizitätsversorgung kann eine zeitliche und räumliche Komponente der Flexibilität unterschieden werden. Maßnahmen, die eine zeitliche Flexibilität auf der Erzeugungsseite bereitstellen, umfassen den Lastfolgebetrieb der thermischen und der dargebotsunabhängigen EE sowie die Möglichkeit, die Einspeisung fluktuierender EE abzuregeln. Zu den Maßnahmen, die eine zeitliche Flexibilität auf der Nachfrageseite bereitstellen, zählen Lastverschiebepotentiale in den verschiedenen Sektoren Industrie, Haushalte, Gewerbe und zukünftig auch im Verkehr. Speicher bieten eine Möglichkeit sowohl die Erzeugung als auch die Nachfrage anzupassen. Die räumliche Dimension der Flexibilität kann durch Netze beeinflusst werden, wodurch Ausgleichseffekte von Erzeugung und Last erschlossen werden können.

Aufgrund der Vielzahl an Flexibilitätsoptionen kann die Beantwortung der Fragestellung einer quantitativen Bedarfsanalyse für Speichersysteme nur dann durchgeführt werden, wenn die modellendogenen Entscheidungsvariablen begrenzt werden. Die weiteren Einflussgrößen werden exogen vorgegeben und über Szenarioanalysen wird ihr Einfluss abgeschätzt. In dieser Arbeit konzentrieren sich die Entscheidungsvariablen des Modells auf die Flexibilität der thermischen und

erneuerbaren Kraftwerke, die im nachfolgenden Kapitel beschrieben werden, sowie die Flexibilität der Speichersysteme und Lastverschiebepotentiale, die in den darauf folgenden Kapiteln behandelt werden.

2.2.1 Lastfolgebetrieb

Als Residuallast versteht man den Leistungsbedarf, der sich ergibt, wenn von der Verbraucherlast die Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen EE sowie nicht-regelbaren erneuerbaren und thermischen Kraftwerken abgezogen wird. Zusätzliche Berücksichtigung finden möglicherweise vorhandene Importe und Exporte von Elektrizität. Die Zusammensetzung dieser Residuallast wird in Abbildung 4 verdeutlicht. Die allgemeine Last ergibt sich aus den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte. Zukünftig spielen hier auch Wärmepumpen und Elektromobilität als Vertreter neuer Verbraucher möglicherweise eine Rolle.

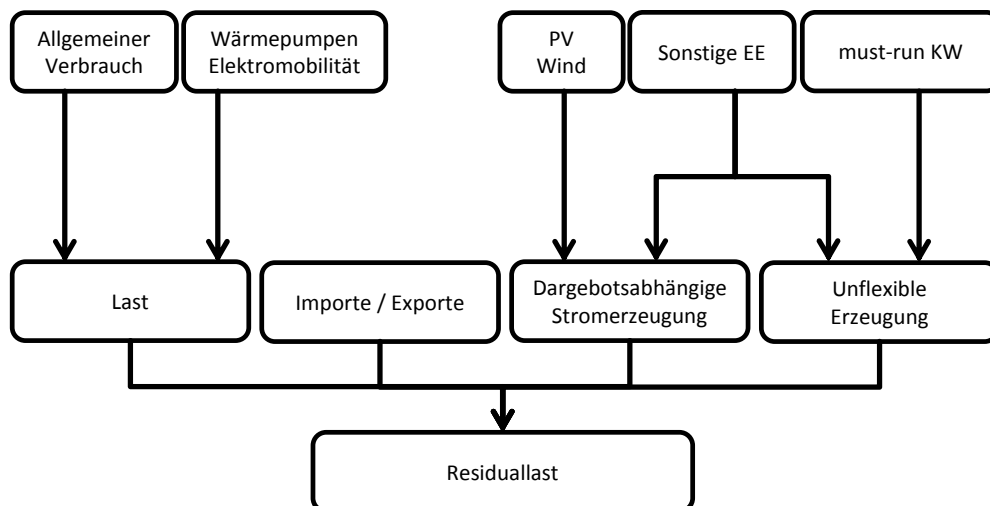


Abbildung 4: Ermittlung der Residuallast
Quelle: eigene Darstellung nach [62]

Die zunehmende Einspeisung aus fluktuierenden EE führt zu einer höheren Volatilität der Residuallast, die von regelbaren Kraftwerken gedeckt werden muss. Die Residuallast muss durch den Lastfolgebe-

trieb der flexiblen EE, der thermischen Kraftwerke oder Importe beziehungsweise Exporte gedeckt werden. Als flexible EE eignen sich insbesondere Biomasseanlagen, Laufwasserkraftwerke und Geothermiekraftwerke. Diese Anlagen können jedoch, da sie weiteren Betriebseinschränkungen unterliegen, nur anteilig flexibel eingesetzt werden. Sie dienen beispielsweise der Wärmeversorgung oder verfügen nur über eingeschränkte Energieträgerspeichermöglichkeiten. Ein weiteres Segment der unflexiblen Erzeugung stellen die thermischen Kraftwerke dar, die einen must-run Sockel bilden. Dieser ergibt sich aus dem Bedarf an Anlagen die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden oder die Systemdienstleistungen anbieten [63].

Ein großer Teil der thermischen Kraftwerke wird jedoch lastgeführt betrieben. Aber auch diese Kraftwerke unterliegen Einschränkungen bezüglich ihres Lastwechselverhaltens. So erfordern unterschiedliche Betriebszustände unterschiedliche Temperatur- und Druckniveaus. Der Wechsel zwischen diesen bedingt eine thermische Belastung der Anlagen, die in den technisch zulässigen Grenzen erfolgen muss [64]. Auch ist beim Anfahren eines Kraftwerks Zeit zur Netzsynchronisation einzuplanen. Die thermischen Belastungen spielen insbesondere bei Dampfkraftwerken eine Rolle, während sie bei Gasturbinen weniger bedeutend sind [65]. Neben den technischen Restriktionen spielen beim Lastfolgebetrieb der thermischen Kraftwerke auch ökonomische und ökologische Restriktionen eine Rolle.

Bei kurzfristigen Schwankungen der Residuallast, aufgrund von Prognoseunsicherheiten oder Kraftwerksausfällen, besteht ein Regelleistungsbedarf. Dieser dient, unterschieden in Primär-, Sekundär- und Minutenreserve, dem sofortigen, minütlichen und viertelstündlichen Ausgleich [45]. Die Primärreserve zur Netzstabilisierung wird dabei von den rotierenden Massen der thermischen Kraftwerke unmittelbar bereitgestellt. Die Sekundärreserve löst nach maximal fünf Minuten die Primärreserve durch die in Regelkraftwerken vorgehaltene Leis-

tung ab. Nach maximal fünfzehn Minuten übernehmen Kraftwerke der Minutenreserve [66].

2.2.2 Kurzzeitspeicher

Die Vielzahl verschiedener Speichertechnologien lassen sich in die Kategorien Kurzzeit- und Langzeitspeicher einteilen [5, 6]. Unter der Kategorie Kurzzeitspeicher werden in dieser Arbeit Speicher verstanden, die über einen hohen Wirkungsgrad verfügen, aber nur geringe Energiemengen speichern können. Dagegen umfasst die Kategorie Langzeitspeicher Speicher, die über einen geringeren Wirkungsgrad verfügen, aber große Energiemengen speichern können. Die wesentlichen Speichertechnologien, die sich unter dem Begriff Kurzzeitspeicher zusammenfassen lassen und für die Arbeit relevant sind, umfassen Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke und Batteriespeicher. In nachfolgender Abbildung 5 sind für die verschiedenen Speichersysteme die Speicherkapazität und die Entladedauern aufgezeigt.

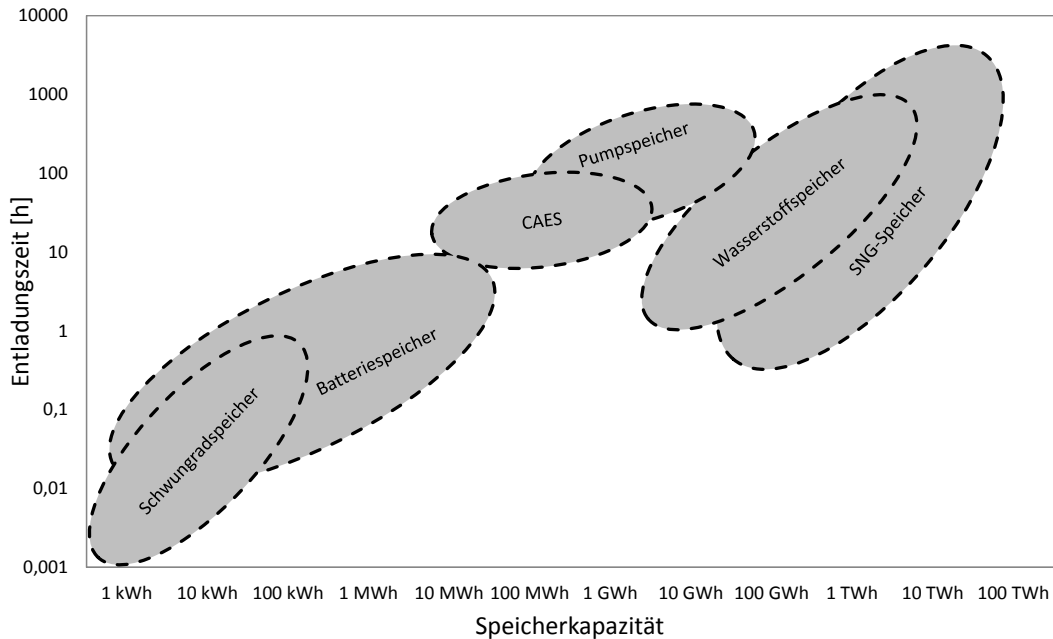


Abbildung 5: Entladezeit und Speicherkapazität von Speichersystemen
 Quelle: eigene Darstellung nach [67]

Zusätzlich zu den in der Arbeit betrachteten Klassen der Kurzzeit- und Langzeitspeicher, werden im Energiesystem auch noch Speichersysteme eingesetzt, deren Aufgabe allerdings primär die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ist und nicht die Herstellung eines zeitlichen Ausgleichs bei der Energiebilanzierung. Diese von Speichern geleisteten Systemdienstleistungen werden im nachfolgenden Kapitel erläutert, bevor anschließend die genannten Speichersysteme näher erläutert werden.

2.2.2.1 Systemdienstleistungen

In Elektrizitätsversorgungssystemen haben elektrische Speichersysteme eine Vielzahl an Systemdienstleistungen (SDL) zu erbringen zur Gewährung eines sicheren Netzbetriebs. Dies umfasst Maßnahmen zur Spannungs- und Frequenzregelung, zur Bereitstellung von Regelernergie und Blindleistung sowie zum Versorgungswiederaufbau nach einem Ausfall [45, 68]. Eine besondere Bedeutung bei der Entwicklung des deutschen Energiesystems kommt in diesem Zusam-

menhang der Entwicklung des thermischen Kraftwerksparks zu, denn die rotierenden Massen ihrer laufenden Turbinen stellen heute einen Großteil der SDL bereit, die häufig im unterstündlichen beziehungsweise sekundlichen Zeitbereich liegen [68].

Zur Frequenzregelung im sehr kurzfristigen Bereich eignen sich insbesondere Schwungradspeicher (Schwungmassen). Schwungmassenspeicher nutzen die kinetische Energie in rotierenden Massen. Der Einsatzzeitraum liegt im Sekunden- bis Minutenbereich. Heutige SMS haben Entladeleistungen bis in den Megawatt Bereich, erreichen innerhalb von wenigen Millisekunden ihre Maximalleistung und haben sehr hohe Wirkungsgrade. Aufgrund dieser Eigenschaften eignen sich SMS besonders zur Stabilisierung des Netzes. Neuere Systeme sollen auf glasfaser- oder kohlefaserverstärkten Kunststoffen gefertigt werden, womit sich deutlich höhere Rotationsgeschwindigkeiten erzielen lassen. [68, 69] Zukünftig könnten auch elektrochemische Doppelschichtkondensatoren (EDLC) und supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) an Bedeutung für die Bereitstellung von SDL gewinnen. [68, 70, 71]

2.2.2.2 Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke speichern Energie, indem sie Wasser in die Höhe pumpen wodurch die elektrische Energie als potentielle Energie des Wassers gespeichert werden kann. Durch den umgekehrten Prozess, also das Strömen des Wassers von oben nach unten, wird eine Turbine angetrieben, wodurch die potentielle Energie wieder in mechanische und über einen Generator in elektrische Energie gewandelt wird. Demgegenüber verfügen reine Speicherkraftwerke nur über einen natürlichen Wasserzufluss und keine Pumpmöglichkeit, so dass sie zwar elektrische Energie bereitstellen, diese aber nicht aufnehmen können. Sie verfügen über hohe Wirkungsgrade sowie eine hohe Verfügbarkeit und zeichnen sich durch verhältnismäßig niedrige Kosten aus. Außerdem können Pumpspeicherkraftwerke verschiedene

Arten von Regelleistung bereitstellen sowie im Phasenschieberbetrieb arbeiten, um reine Blindleistung aufzunehmen oder abzugeben. Dies kann genutzt werden, um Übertragungsverluste zu minimieren und Übertragungsleitungen zu entlasten. Pumpspeicherkraftwerke sind schwarzstartfähig und können daher bei einem Zusammenbruch des Netzes die Stromversorgung wiederaufbauen. [68, 72]

Pumpspeicher stellen aktuell die wesentliche Speicherkapazität im Energiesystem zur Verfügung. Es handelt sich um eine seit Jahrzehnten etablierte und ausgereifte Technologie. Allerdings sind die Ausbaupotentiale für diese Technologie in Deutschland aus mehreren Gründen stark eingeschränkt. Zum einen ist der Neubau nur an geographisch geeigneten Orten möglich, in Deutschland also in den Mittelgebirgen sowie an den Alpenrändern, zum anderen ist die lokale Akzeptanz oft sehr niedrig. [6, 73]

2.2.2.3 Druckluftspeicher

Druckluftspeicher speichern komprimierte Luft als potentielle Energie in großen unterirdischen Reservoirs. Hierzu eignen sich insbesondere Salzkavernen, die sich im Norden Deutschlands finden lassen und die ebenfalls zur Erdgas-, erneuerbarem Methan- und Wasserstoffspeicherung geeignet sind. Bei Druckluftspeichern lassen sich diabate und adiabate Druckluftspeicher unterscheiden. Adiabate Druckluftspeicher benötigen einen zusätzlichen Wärmespeicher um die bei der Kompression anfallende Wärme aufnehmen zu können. Diese kann anschließend bei der Expansion genutzt werden, wodurch sich ein gegenüber den diabaten Speichern höherer Wirkungsgrad einstellt. Der in Deutschland bereits bestehende diabate Speicher in Huntorf stellt ein kombiniertes Druckluftspeicher- und Gasturbinenkraftwerk dar. Bei der Bereitstellung elektrischer Arbeit wird der Turbine neben Erdgas auch die verdichtete Luft zugeführt, wodurch die für den Turbinenbetrieb erforderliche Kompressionsleistung deutlich verringert werden kann. [68, 74-76]

2.2.2.4 Batteriespeicher

Bei Batteriespeichern wird elektrische Energie in chemische Energie und umgekehrt umgewandelt. Hierzu findet in einer galvanischen Zelle eine Redoxreaktion statt. Aufladbare Batterien bestehen aus einer Zusammenschaltung von mehreren galvanischen Zellen. Diese können aus einer Vielzahl möglicher Materialkombinationen hergestellt werden. Batteriespeicher können ihrer Art nach in zwei Untergruppen unterteilt werden, jene mit internem und jene mit externem Speicher. Bei einem internen Speicher ist der Speicher räumlich nicht von der Energieumwandlungseinheit getrennt. Bei einem externen Speicher ist diese räumliche Trennung gegeben. Der Speicher arbeitet unabhängig von der Umwandlungseinheit und kann dementsprechend auch unabhängig von dieser dimensioniert werden. Abbildung 6 zeigt verschiedene Typen von Batteriespeichern, die nachfolgend näher beschrieben werden.

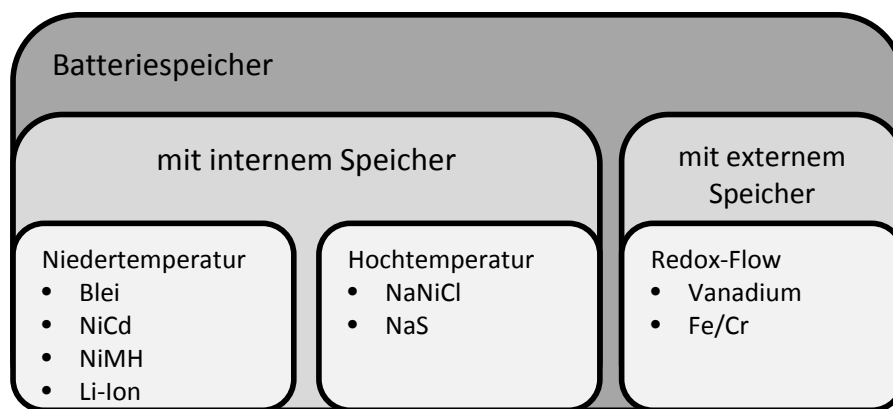


Abbildung 6: Klassifikation von Batteriespeichersystemen

Hier soll eine nicht vollständige Auswahl der auch zur Anwendung in Energiesystemen geeigneten Batterien vorgestellt werden. Blei-Säure-Batterien (Pb) sind die zurzeit weltweit am häufigsten eingesetzte Technologie zur stationären Energiespeicherung und Bereitstellung weiterer Systemdienstleistungen [77]. Ihr Haupteinsatzgebiet ist allerdings in der Automobilindustrie zu finden. Hier konnte durch die

Massenproduktion eine hohe Kostensenkung realisiert werden, die für stationäre Anwendungsfälle im Falle einer ebensolchen Massenproduktion ebenfalls zu erwarten wäre. Daher kann für die Zukunft von hohen Kostensenkungspotentialen ausgegangen werden. Lithium-Ionen-Batterien (Li-Ion) bieten gegenüber Blei-Säure-Batterien wesentliche Vorteile hinsichtlich Wirkungsgrad und Lebensdauer [68]. Die aktuell noch hohen Herstellungskosten könnten, getrieben durch die zunehmende Nachfrage und die resultierende Optimierung der Fertigung, zukünftig stark sinken. Natrium-Schwefel-Batterien (NaS) zählen zu den Hochtemperaturbatterien, die sich durch eine erhöhte Betriebstemperatur auszeichnen. Sie befinden sich noch im Entwicklungsstadium, versprechen allerdings für die Zukunft günstige Herstellungskosten sowie lange Lebensdauern. Redox-Flow-Batterien bieten gegenüber den bereits vorgestellten Batterie-Technologien ein flexibel einstellbares Verhältnis von Energie zu Leistung. Die Systeme befinden sich aktuell noch im Entwicklungsstadium, könnten aber in der Zukunft bei Erschließung von Kostenreduktionspotentialen eine interessante Rolle für die Energiewirtschaft bekommen. [68, 69, 78]

2.2.3 Langzeitspeicher

In einem von EE geprägten zukünftigen Elektrizitätssystem werden große Speicherkapazitäten benötigt. Die bestehenden Pumpspeicher können zwar eine hohe Leistung bereitstellen, mit einem Speichervolumen von etwa 0,04 TWh allerdings nur geringe Energiemengen aufnehmen. Demgegenüber wird bereits in mehreren Studien ein ungleich höheres, benötigtes Speicherpotential berechnet, das auch nicht durch den Zubau von Pumpspeichern gedeckt werden könnte. So wird in den Studien [6, 68, 79, 80] ein Bedarf, je nach gewähltem Szenario und vorherrschendem Anteil der EE an der Stromerzeugung, zwischen 7 und 75 TWh jährlich ausgewiesen. Dies zeigt die Notwendigkeit neuer Technologien.

Für die Langzeitspeicherung größerer Mengen elektrischer Energie steht in Deutschland nur die Möglichkeit der chemischen Speicherung zur Verfügung. Diese kann über die Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff per Elektrolyse erfolgen. Der entstehende Wasserstoff kann auf verschiedene Arten weiterverwendet werden. Er kann direkt gespeichert werden, beispielsweise in unterirdischen Kavernen, er kann in begrenztem Ausmaß dem Erdgasnetz beigemischt werden oder in einem weiteren Verfahrensschritt zu Methan synthetisiert werden. [6] Abbildung 7 zeigt die beiden genannten Schritte einer Methanisierung.

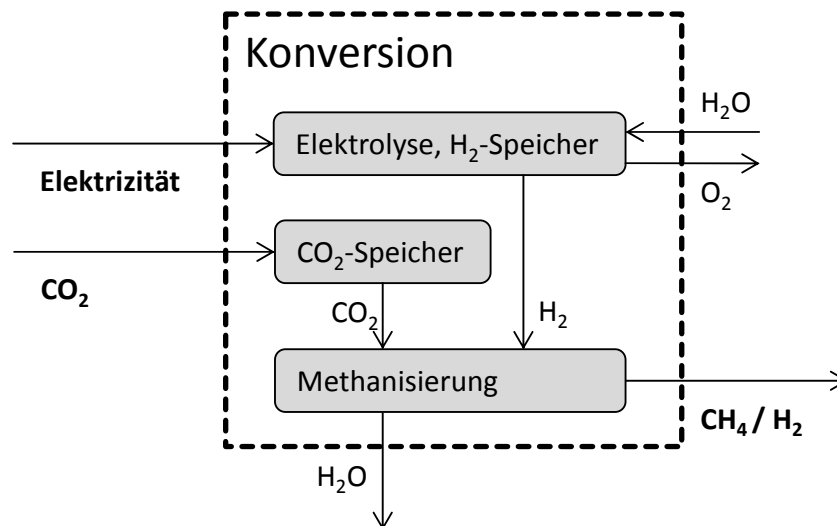


Abbildung 7: Wesentliche Energie- und Stoffströme von PtG
Quelle: eigene Darstellung nach [81]

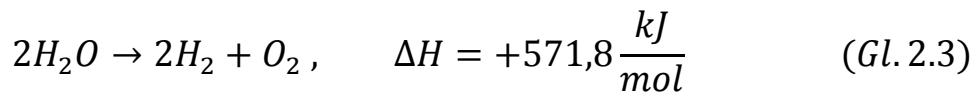
Hierdurch kann das Anwendungsspektrum erheblich vergrößert werden, allerdings sind zusätzliche Verluste in Kauf zu nehmen. Über die Power-to-Gas Technologie können somit die Elektrizitäts- und Gasnetzwerke miteinander verknüpft werden.

2.2.3.1 Elektrolyse

Für die Elektrolyse von Wasser stehen mehrere unterschiedlich weit entwickelte Verfahren zur Verfügung. Im Wesentlichen lassen sich drei vielversprechende Verfahren nach ihrer Bauart unterscheiden [82]:

- die alkalische Elektrolyse (flüssiger alkalischer Elektrolyt),
- die Membran-Elektrolyse (polymerer Festelektrolyt) und
- die Hochtemperatur-Elektrolyse (Festoxid als Elektrolyt).

Bei der Wasserelektrolyse wird Wasser unter Einsatz von Elektrizität in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt (Gl. 2.3). Da es sich hierbei um eine endotherme Reaktion handelt, ist die Zuführung von Energie erforderlich, um die Reaktion ablaufen zu lassen. Die bei den unterschiedlichen Elektrolysen stattfindenden Teilreaktionen unterscheiden sich, jedoch ist die Gesamtreaktion stets die Gleiche. [83, 84]



Eine alkalische Elektrolysezelle besteht aus zwei Elektroden (Anode und Kathode), einem alkalischen Elektrolyten und einem Diaphragma, das für die Gase Wasserstoff und Sauerstoff nicht durchlässig ist, jedoch für die Hydroxidionen (OH^-) des Elektrolyten. Durch Anlegen einer Gleichspannung an den Elektroden werden an der Kathode, unter Aufnahme von Elektronen, Wassermoleküle in Wasserstoff und Hydroxidionen gespalten. An der Anode reagieren Hydroxidionen unter Abgabe von Elektronen zu Sauerstoff und Wasser. Alkalische Elektrolyseure bestehen aus zusammengebauten, einzelnen Elektrolyse-Zellen (Stack). Alkalische Elektrolysen sind bereits standardmäßig kommerziell verfügbar und werden seit vielen Jahren eingesetzt. Die Verfügbarkeit der alkalischen Elektrolyseure ist sehr hoch. Jedoch beziehen sich die in der Literatur genannten Werte auf den kontinuierlichen Betrieb, so dass möglicherweise Einbußen beim intermittie-

renden Betrieb hinsichtlich Lebensdauer, Verfügbarkeit und Wirkungsgrad hinzunehmen sind. [83]

Bei der Membran-Elektrolyse (PEM) sind Anode und Kathode durch eine Protonenaustauschmembran voneinander getrennt. Die Elektroden werden direkt auf der Membran angebracht. An der Anode werden Wassermoleküle in H^+ -Ionen und Elektronen gespalten. Die H^+ -Ionen können durch die Membran auf die Kathodenseite diffundieren, wo sie unter Aufnahme von Elektronen zu Wasserstoffmolekülen reagieren. PEM-Elektrolysen werden bisher nur in kleinem Maßstab eingesetzt, da sie technisch noch nicht den Reifegrad der alkalischen Elektrolysen erreichen. Die bei der PEM-Elektrolyse eingesetzten Edelmetalle machen das Verfahren aktuell noch sehr teuer [10].

Die Hochtemperaturelektrolyse besteht aus einer festen ionenleitenden Membran und zwei gasdurchlässigen Elektroden. Bei der HAT-Elektrolyse kann ein Teil der für die Reaktion benötigten Energie durch Wärme gedeckt werden, so dass der elektrische Energiebedarf reduziert werden kann. Die Spaltung des Wassers findet daher in der Dampfphase statt. An der Kathode wird Wasser in Wasserstoffmoleküle und Sauerstoffionen (O^{2-}) zerlegt, welche durch die Membran zur Anode diffundieren und dort unter Aufnahme von Elektronen zu Sauerstoff reagieren. Die Hochtemperaturelektrolyse verspricht sehr hohe Wirkungsgrade, jedoch haben die bestehenden Prototypen nur eine kurze Lebenszeit. Der Einsatz der HAT-Elektrolyse ist insbesondere dann vielversprechend, wenn Abwärme auf einem hohen Temperaturniveau verfügbar ist. Wie bereits erwähnt, befinden sich die verschiedenen Technologien in unterschiedlichen Entwicklungsstadien, wobei insbesondere bei der Membran- und der Hochtemperaturelektrolyse zukünftig deutliche Verbesserungen zu erwarten sind, während die alkalische Elektrolyse ein seit Jahrzehnten bewährtes Verfahren darstellt. Bei der Elektrolyse fällt neben dem Zielprodukt Wasserstoff auch noch reiner Sauerstoff an, der eine zusätzliche Erlösoption

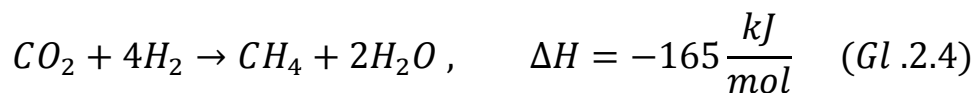
bietet. Ebenso kann die anfallende Abwärme genutzt werden. Da die Unsicherheiten hinsichtlich der sich in der Praxis realisierenden Erlöse hoch sind, werden diese Parameter in der weiteren Untersuchung nicht mit betrachtet.

Aktuell ist von einer maximalen Beimischung von fünf Prozent Wasserstoff ins Erdgasnetz auszugehen [85]. Die in den Arbeitsblättern DVGW Regelwerk G260 und G 262 enthaltenen Regelungen bedürfen nach Einschätzung von Juristen dringend einer Ergänzung und Konkretisierung, da klare Regelungen fehlen [86]. Diese Beschränkung ergibt sich aus dem Einfluss, den der Wasserstoff auf das Erdgasnetz ausübt. So führt ein erhöhter Wasserstoffanteil zu Permeation und Korrosion, senkt den Brennwert und erhöht den Zündbereich [87]. Es ist davon auszugehen, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur weitgehend eine Zumischung bis zu 10 Volumenprozent tolerieren kann. Jedoch existiert Forschungsbedarf hinsichtlich ausgewählter Elemente. [83] Da die maximale Wasserstoffzumischung nur einen Anteil des Gasvolumenstroms ausmachen darf, ist die Wasserstoffeinspeisung zeit- und ortsabhängig. Je nach herrschendem Erdgasstrom und Druckniveau kann eine unterschiedlich hohe Menge Wasserstoff eingespeist werden, der Grenzwert ist dabei immer einzuhalten. Lokal sind Konzentrationsspitzen vorstellbar, die berücksichtigt werden müssen. Die sich hieraus ergebenden Grenzen können allerdings nur bei einer detaillierten Gasnetzanalyse, die nur von den örtlichen und überregionalen Gasnetzbetreibern durchgeführt werden kann, ermittelt werden. Ein weiterer Nebeneffekt der Wasserstoffeinspeisung ist die Erhöhung der Transportkosten und die Reduktion der Speicherkapazitäten. Die Transportkosten für reinen Wasserstoff liegen etwa 50 Prozent über denen von Erdgas, während die Speicherkapazität von Gasspeichern bei gleichem Druck und Befüllung mit Wasserstoff statt Methan auf ein Drittel absinkt [88].

Die begrenzte Wasserstoffkompatibilität des bestehenden Erdgasnetzes stellt eine Begrenzung für dessen Einspeisung dar, weswegen sich eine Methanisierung anbietet. Diese kann über einen zweiten Prozessschritt, die Methanisierung, eine größere Flexibilität erreichen.

2.2.3.2 Methanisierung

Der durch die Elektrolyse erhaltene Wasserstoff kann in einem weiteren Verfahrensschritt zu synthetischem Methan (Synthetic Natural Gas, SNG) umgewandelt werden, wodurch eine vollständige Kompatibilität mit der Gasinfrastruktur hergestellt werden kann. In einer thermochemischen Synthesereaktion (Methanisierung) muss hierzu die in Gleichung 2.4 dargestellte exotherme Reaktion durch einen Katalysator in Gang gesetzt werden, die auch als Sabatier-Reaktion bekannt ist. Die Reaktion baut auf der Co-Methanisierung und der Wassergas-Shift-Reaktion auf. Als Katalysatormaterialien finden meist Nickel oder Ruthenium Verwendung [89]. Bei der Reaktion können Nebenprodukte auftreten, diese liegen aber innerhalb der für die Einspeisung tolerierbaren Grenzen, so dass keine weitere Entfernung erforderlich ist. [83]



Die Reaktion ist stark exotherm, eine steigende Temperatur verschiebt das Reaktionsgleichgewicht jedoch auf die Eduktseite. Auch können zu hohe Temperaturen den Katalysator schädigen. Daher kommt der Wärmeabfuhr eine zentrale Aufgabe zu. Eine Untergrenze der Temperatur ergibt sich aufgrund der Gefahr der Bildung von hochgiftigen und krebserregendem Nickelcarbonylen [90]. Ein hoher Druck wirkt sich positiv auf das Reaktionsgleichgewicht aus.

Für die Methanisierung eignen sich verschiedene Reaktorkonzepte, die es erlauben, eine konstante Betriebstemperatur zu gewährleisten. Hierzu zählen Wirbelschicht-Reaktoren, Festbettreaktoren, Drei-

Phasen-Reaktoren und Wabenreaktoren, die sich in die Klassen 2-Phasen-Systeme und 3-Phasen-Systeme einteilen lassen [83]. 2-Phasen-Systeme erfordern einen kontinuierlichen Gasstrom der Edukte, da ansonsten der Reaktor auskühlt und erst wieder auf Betriebstemperatur gebracht werden muss, woraus Wirkungsgradverluste resultieren. Da bei der Aufnahme von überschüssigem EE-Strom mit Fluktuationen zu rechnen ist, bietet sich ein zwischengeschalteter Wasserstoffspeicher zur Verstetigung der anfallenden Eduktströme an [85]. 3-Phasen-Systeme bieten demgegenüber den Vorteil, dass sie die Betriebstemperatur aufgrund der höheren Wärmekapazität länger halten können.

Neben der beschriebenen katalytischen Methanisierung stellt die mikrobielle Methanisierung, bei der Mikroorganismen Wasserstoff und Kohlendioxid in Methan umwandeln, einen neuartigen alternativen Methanisierungsprozess dar [91]. Wie bereits beschrieben, fällt bei der katalytischen Methanisierung Wärme auf einem erhöhten Temperaturniveau an, die genutzt werden kann [92]. Daher eignen sich Standorte mit Wärmesenken besonders für Anlagenkonzepte mit Methanisierung. Weitere die Standortwahl von PtG-Anlagen beeinflussende Faktoren sind die Verfügbarkeit von Kohlendioxid, sowie der Zugang zu Strom- und Gasnetzen [93]. In anderen Bereichen ist die Methanisierung bereits erfolgreich eingesetzt worden. So wird sie seit vielen Jahren erfolgreich bei der Kohle-Vergasung (CO-Methanisierung) eingesetzt und auch im Bereich der Biomasse-Vergasung sind inzwischen erfolgreiche Projekte umgesetzt worden [94, 95].

Das für die Methanisierung benötigte CO₂ kann verschiedenen Quellen entstammen. Geeignet sind besonders CO₂-reiche Abgasströme, wie man sie bei Biogasanlagen, die Biogas zu Biomethan aufbereiten oder bei industriellen Prozessen vorfindet. Daneben besteht weiter die Möglichkeit, CO₂ aus der Atmosphäre, mit entsprechend höherem

Aufwand, abzutrennen oder eine CO₂-Abtrennung aus den Abgasen fossiler Kraftwerke durchzuführen. Die Verfügbarkeit von CO₂-Quellen steht nicht im Fokus der hier vorliegenden Untersuchung, sondern wird vorausgesetzt. Erste Untersuchungen der Thematik finden sich in [96].

2.2.3.3 Technologieentwicklung und Einsatzfelder

Bei PtG handelt es sich um eine Technologie, die sich erst am Anfang ihrer Entwicklung befindet. Daher sind zukünftig deutliche Fortschritte bei den Wirkungsgraden und bei den Kosten zu erwarten. Das Vorgehen zur Berücksichtigung der im Bereich der PtG-Technologie angenommenen Schritte zur Kostenreduktion wird gemäß [97] nachfolgend kurz beschrieben. Die wesentlichen Kostenkomponenten einer PtG-Anlage sind in die folgenden sechs Kategorien einteilbar:

- Elektrolyse
- eventuelle Methanisierungsstufe
- Zwischenspeicher und Verdichter
- Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
- Gebäude, Grundstück, Bebauung
- Gaseinspeiseanlage inklusive Messtechnik

Zukünftig werden für die einzelnen Komponenten im Wesentlichen drei Prozesssprünge für die Kostendegression identifiziert. Der Übergang zur Serienfertigung bedingt eine stetige Kostenreduktion durch fortgeführte Optimierungsmaßnahmen. Insbesondere beim Elektrolyseur werden starke Kostensenkungen erwartet. Der Übergang von der atmosphärischen Elektrolyse zur Druckelektrolyse erlaubt den Wegfall der Verdichtereinheit. Weiter erlaubt dieser Technologiesprung den Verzicht auf einen Prozessgaschromatographen und reduziert den Bedarf an Zwischenspeicherung aufgrund einer dynamischeren Anlagenfahrweise und flexibleren Regeln bei der Gasbeschaffenheit. Der Übergang zur Serienfertigung der Druckelektrolyse erlaubt,

ähnlich wie bei der atmosphärischen Elektrolyse, eine kontinuierliche Kostenreduktion. Zusätzlich wird kein Zwischenspeicher mehr benötigt.

Wasserstoff und SNG können in mehreren Wirtschaftssektoren eingesetzt werden, die hier kurz vorgestellt werden sollen. Bei der Betrachtung des Stromsystems ist die nächstliegende Möglichkeit die Rückverstromung in Zeiten mit hoher Residuallast. Weitere Einsatzfelder umfassen die Wärmebereitstellung oder die industrielle Weiterverarbeitung sowie den Einsatz im Verkehrssektor.

SNG kann ohne Einschränkungen in Gasturbinen oder Verbrennungsmotoren zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Auch bei der Wärmeerzeugung bietet SNG ein breites Einsatzspektrum von Gasthermen über Blockheizkraftwerke. Weiter kann SNG im Verkehrssektor als alternativer Brennstoff eingesetzt werden wie auch in chemischen Prozessen in der Industrie.

Beim Einsatz von Wasserstoff zur Elektrizitätserzeugung können bei heutigen Gasturbinen durch einen höheren Wasserstoffgehalt im Brenngas Schäden auftreten, weil die Verbrennungstemperaturen von wasserstoffhaltigen Brennstoffen für die verwendeten Materialien zu hoch sind. Ausgereifter als eine auf den Betrieb mit Wasserstoff ausgelegte Gasturbine ist der Wasserstoff-Verbrennungsmotor [98-100]. Der Einsatz von Wasserstoff zur Wärmebereitstellung im Haushaltssektor lässt auch bei Wasserstoffanteilen von 10 bis 20 Prozent keine Beeinträchtigungen erwarten. Dahingegen sind bei industriellen Endgeräten ab einer Grenze von circa 10 Prozent vorbereitende Untersuchungen durchzuführen [83]. Neben der Kraft-Wärme-Kopplung bietet Wasserstoff auch die Möglichkeit, Wärme als Hauptprodukt zu nutzen. So bietet die Dampferzeugung mit Sauerstoff die Möglichkeit, reinen Wasserdampf bei sehr hohen Temperaturen für industrielle Anwendungen zu erzeugen. [101, 102] Die Brennstoffzelle ist die bekannteste Anwendung von Wasserstoff im Verkehrssektor.

Alternativ kann Wasserstoff in Verbrennungsmotoren eingesetzt werden. Den insgesamt 12.156 im Januar 2014 zugelassenen Elektrofahrzeugen stehen fast 580.000 Fahrzeuge mit Gas-Motor gegenüber [103], wobei bei diesen zwischen denjenigen, die Autogas (Liquefied Petroleum Gas, LPG) einsetzen und denjenigen, die mit Erdgas (Compressed Natural Gas, CNG) betrieben werden, unterschieden werden muss. Wasserstoffanwendungen finden sich in zahlreichen Industriezweigen, beispielsweise in der Mineralölverarbeitung, der Werkstoffverarbeitung oder der Chemieindustrie. Die meisten industriellen Anwendungen von Wasserstoff basieren auf der Eignung als Edukt für chemische Reaktionen oder für physikalische Vorgänge [104].

Neben den genannten Feldern bietet die PtG-Technologie auch noch die Möglichkeit, Systemdienstleistungen für das elektrische Energiesystem bereitzustellen. Hierzu zählt insbesondere die Bereitstellung von Regelleistung, wobei sowohl die Bereitstellung positiver Regelleistung durch das Abschalten in Betrieb befindlicher Elektrolyseure als auch die Bereitstellung negativer Regelleistung durch das Anschalten der Elektrolyseure vorstellbar ist. Hierdurch können die Anlagenbetreiber neben den Produkterlösen weitere Einkünfte generieren [105]. Aktuell werden in Deutschland bereits über 20 Pilotprojekte zum Thema Power-to-Gas betrieben. Zentrales Ziel stellt hierbei die Demonstration der technischen Machbarkeit sowie die Etablierung erster Standards und Normen dar. Ein detaillierter Überblick über die einzelnen Projekte findet sich in [93].

2.2.4 Lastverschiebepotentiale

Lastverschiebepotentiale können, ähnlich wie Speicher, einen zeitlichen Ausgleich für die Anpassung von elektrischem Bedarf und Angebot, leisten. Lastverschiebepotentiale bieten die Möglichkeit, Lasten zeitlich zu verschieben. In dieser Arbeit wird der Begriff Lastverschiebepotential als Überbegriff für Demand Side Management und De-

mand Side Response verwendet, da die Unterscheidung zwischen diesen beiden, ähnlichen Konzepten, nicht im Fokus der Arbeit steht [106]. Hierdurch lässt sich für einen begrenzten Zeitraum sowohl positive Regelenergie (Abschaltung von Lasten), als auch negative Regelenergie (Zuschalten von Lasten) bereitstellen [6]. DSM stellt somit eine Alternative zu Kurzzeitspeichern dar, wobei davon ausgegangen werden kann, dass zumindest ein Teil des durch DSM bereitstellbaren Potentials zu vergleichsweise geringen Kosten angeboten werden kann [6].

Möglichkeiten zur Lastverlagerung bestehen sowohl im Industriesektor, als auch bei Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD), sowie bei den privaten Haushalten. Einsatzfelder für Lastmanagement bieten im Haushaltssektor insbesondere Nachtspeicherheizungen, die Warmwasserbereitstellung, Kühl- und Gefrierschränke, Waschmaschinen, Trockner und Spülmaschinen. Im Bereich der GHD bieten sich Potentiale durch benötigte Prozesskälte und -wärme, Belüftung und Heizsysteme. Im Bereich der Industrie bergen insbesondere die Branchen Chemie, Zement, Papier, Aluminium- und Stahlherstellung erhebliche Potentiale zur Lastverlagerung. [4]

Voraussetzung für die Hebung der Lastverschiebepotentiale ist stets eine Leistungsmessung bzw. Spitzenlastbeschränkung, wie sie bereits vielfach heute in Industrie und GHD eingesetzt wird [4]. Demgegenüber besteht im Haushaltssektor ein Nachholbedarf der technischen Voraussetzungen. Diese umfassen adäquate Informations- und Kommunikationstechnologie. [4]

Zukünftig kann durch neue Verbraucher wie Elektromobilität, Wärmepumpen sowie Klimatisierung ein erhebliches zusätzliches Angebot an Lastverschiebepotentialen entstehen. Die in verschiedenen Studien [4, 6, 10] ausgewiesenen technischen Potentiale sind sehr hoch (bis zu über 50 GW). Jedoch ist zu beachten, dass diese sich nur mit zunehmenden spezifischen Investitionen sowie weiteren zu beachtenden

Restriktionen, wie produktionsbedingten Vorgaben in der Industrie oder Komfortwünschen im Haushaltsbereich, heben lassen. Eine komplexe Aufgabe ist auch die Bewertung der zeitlichen Flexibilität bei der Verschiebung der einzelnen Maßnahmen. Diese Einschränkungen lassen nur eine anteilige Nutzung der vorhandenen Potentiale zu.

2.2.4.1 Elektromobilität

In elektrisch angetriebenen Fahrzeugen kann neben einem elektrischen Motor ein Akkumulator installiert sein, der die benötigte Energie liefert. Die Akkumulatoren werden mit elektrischer Energie geladen. Somit stellen Elektrofahrzeuge aus Sicht des Elektrizitätssystems zunächst eine zusätzliche Nachfrage dar. Der Verlauf und die Höhe dieser Nachfrage werden durch das Mobilitätsverhalten definiert. Bei vorhandener Nutzerakzeptanz kann es möglich sein, den Ladezeitpunkt der Fahrzeuge zu verschieben, wodurch ein Lastverschiebepotential generiert wird [107, 108]. Die Potentiale hängen jedoch von vielen Faktoren ab, vor allem von dem Fahrverhalten und von dem Fahrzeugtyp [109], woraus sich deutliche regionale Unterschiede ergeben. Die sich in Abhängigkeit der Entwicklungen des Marktes für Elektromobilität ergebende zusätzliche Nachfrage nach Elektrizität wird in Kapitel 5.4.5 erläutert.

Dabei werden je nach Antriebstrang verschiedene Typen von Elektrofahrzeugen unterschieden. Sogenannte Hybride verfügen neben einem elektrischen Motor noch über einen konventionellen Antrieb, rein elektrische Fahrzeuge verfügen über keinen konventionellen Antrieb und Fahrzeuge mit range extender verfügen über einen Verbrennungsmotor, der die Reichweite verlängern kann [110]. Für das Elektrizitätssystem relevant sind nur rein elektrische Fahrzeuge und Hybridfahrzeuge mit Anschlussmöglichkeit an das Elektrizitätsnetz. Ausführliche Untersuchungen zum Thema der Integration der Elektromobilität in das zukünftige Elektrizitätssystem finden sich in [28, 111]

2.2.4.2 Wärmepumpen und Klimatisierung

Eine Wärmepumpe hebt Wärme aus einer Umgebungsquelle unter Aufnahme elektrischer Energie auf ein höheres Temperaturniveau, das dann zu Heizzwecken eingesetzt werden kann. Dabei wird eine deutlich höhere Effizienz der eingesetzten elektrischen Energie erreicht als bei einer direkten elektrischen Beheizung. Allerdings ist ein höherer apparativer Aufwand erforderlich [112]. Wärmepumpen könnten zukünftig verstärkte Verwendung beispielsweise im Haushaltsbereich erfahren. Das Lastverschiebepotential ergibt sich aus der Kombination der Wärmepumpe mit der Gebäudemasse und einem eventuell vorhandenen Warmwasserspeicher. Ein Vorteil der Lastverlagerung mit Wärmepumpen gegenüber der Lastverlagerung durch Elektromobilität besteht darin, dass die Wärmepumpen konstant an das Netz angeschlossen sind und ihre Nutzung im Prinzip ohne jegliche Komforteinbußen für den Nutzer durchgeführt werden kann.

Klimatisierung bietet gerade zukünftig im GHD-Bereich eine Möglichkeit, Lasten zu verlagern. Hierbei wird, wie bei der Wärmepumpe, die Gebäudemasse als Speicher genutzt. Relevant ist insbesondere die Korrelation des Klimatisierungsbedarfs mit den mittäglichen Einspeisespitzen der PV.

3 Ansätze und Methoden zur Abbildung des Elektrizitätssystems

Dieses Kapitel gibt zunächst einen Überblick über verschiedene Klassen von Energiesystemmodellen. Diese werden abgegrenzt von bereits in der Literatur bestehenden Ansätzen zur Ausbau- und Einsatzplanung. Anschließend werden bestehende Methoden zur Abbildung von Netzrestriktionen und verschiedene Möglichkeiten zur zeitlichen Dekomposition von Elektrizitätssystemmodellen dargestellt. Dazu wird erstens ein Ansatz zur Berechnung regionaler Preissignale vorgestellt und zweitens werden unterschiedliche Möglichkeiten erläutert, den Erwartungshorizont hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen in Elektrizitätsmodellen zu berücksichtigen.

3.1 Stand der Forschung

In der Literatur wurden bereits einige Studien durchgeführt, die sich mit den Themengebieten Integration EE, Berücksichtigung von Netzrestriktionen und der PtG-Technologie beschäftigen. Im nachfolgenden Kapitel wird ein Überblick zur Klassifikation von Energiesystemmodellen gegeben, an die sich eine Auflistung einer Auswahl an bestehenden Literaturarbeiten anschließt. Betrachtet werden hier vor allem die Arbeiten, die sich aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive mit der Entwicklung des deutschen Elektrizitätssystems, der Integration hoher Anteile von fluktuierenden EE und Speichersystemen beziehungsweise Lastverschiebepotentialen unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen beschäftigen. Abschließend wird aufge-

zeigt, wie sich die hier vorliegende Arbeit von den bestehenden Arbeiten abgrenzt.

3.1.1 Klassen von Energiesystemmodellen

Modelle zur Entscheidungsunterstützung werden in der Energiewirtschaft standardmäßig für eine Vielzahl an Fragestellungen eingesetzt. Daraus resultiert auch eine umfangreiche Anzahl an unterschiedlichen Modelltypen und -ansätzen. Diese können grundsätzlich charakterisiert werden, wie in Abbildung 8 dargestellt und nachfolgend erläutert. Alternativ gibt es in der Literatur auch nach anderen Merkmalen differenzierende Charakterisierungen von in der Energiewirtschaft eingesetzten Modellklassen. Diese finden sich unter anderem in [113-115].

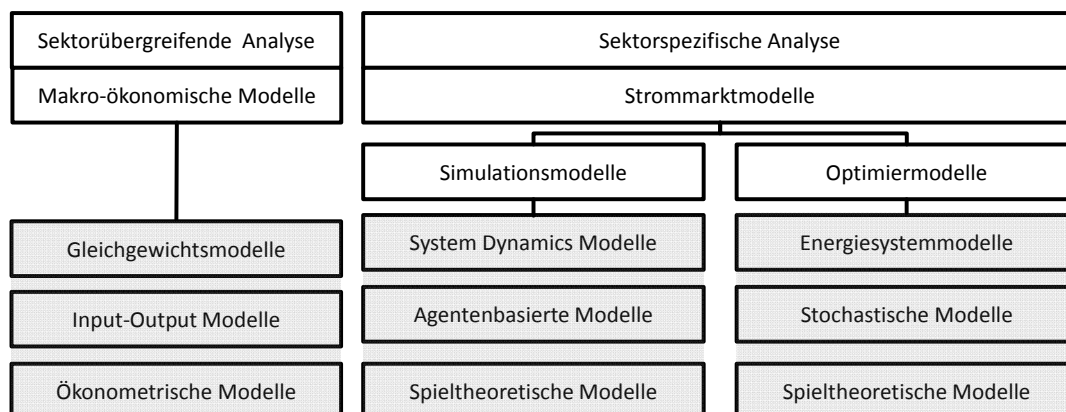


Abbildung 8: Klassifikation von Energiesystemmodellen
Quelle: eigene Darstellung nach [116]

Das erste Unterscheidungsmerkmal der Modelltypen ist der Betrachtungsraum. Je nach Fragestellung eignen sich entweder Modelle, die sich auf einen Sektor der Volkswirtschaft konzentrieren oder Modelle, die die Volkswirtschaft als Ganzes betrachten. Die Unterscheidung nach sektorspezifischen und sektorübergreifenden Modellen kann oft auch als Unterscheidung zwischen bottom-up und top-down Modellen verstanden werden. So sind sektorübergreifende Modelle in der Regel

als top-down Modelle ausgeführt, betrachten also ganze Volkswirtschaften auf einem sehr hohen Aggregationslevel. Sektorspezifische Modelle, aufgrund der Vernachlässigung von Wechselwirkungen mit anderen Sektoren der Volkswirtschaft oft auch als Partialmodelle bezeichnet, lassen sich in die Klassen der Simulations- und der Optimiermodelle unterteilen. Beide werden oft als bottom-up Modelle beschrieben, da sie eine detaillierte Abbildung der betrachteten Technologien beinhalten. Bei Simulationsmodellen werden Entscheidungsregeln vorgegeben, welche in Algorithmen während der Simulation weiterentwickelt werden können. Bei Optimiermodellen wird eine zu optimierende Zielfunktion, z.B. die Minimierung der Kosten oder die Wohlfahrtsmaximierung, vorgegeben. Unter Berücksichtigung der zu beachtenden Restriktionen kann mittels des Optimierproblems die optimale Variablenbelegung ermittelt werden. Hieraus lassen sich Strategien zur Erreichung des optimalen Zustandes ableiten. Die Grundidee bei optimierenden bottom-up Modellen (auch: Fundamentalmodelle) ist, dass die Entwicklung der Sektoren langfristig durch fundamentale Einflüsse bestimmt wird. Nach der nachfolgenden Beschreibung der bestehenden Literatur wird anschließend in Kapitel 3.1.3 die Wahl eines Optimiermodells begründet.

3.1.2 Literaturüberblick

In diesem Kapitel wird ein Überblick über die relevanten Arbeiten gegeben, die sich mit den Themen Kraftwerkseinsatz- und Ausbauplanung, Speichersysteme, EE und Netzrestriktionen, im Besonderen solche aus Deutschland mit einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive, beschäftigen. Im anschließenden Kapitel wird diese Arbeit von der bestehenden Literatur abgegrenzt.

Die Arbeit von Schill [117] untersucht, welchen Einfluss die zukünftig ansteigende Stromeinspeisung von Wind- und Solarenergie auf die zu erwartenden Stromüberschüsse hat. Dabei wird ein Zeithorizont bis

zum Jahr 2050 betrachtet. Die Arbeit fokussiert sich dabei auf den Einfluss, den die Flexibilität bei konventionellen Kraftwerken und biomassebefeuerten Kraftwerken auf die entstehenden Stromüberschüsse ausübt. Methodisch basiert die Arbeit auf dem Einsatz eines linearen Optimiermodells zur Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung. Die konventionellen Kraftwerke werden dabei vereinfacht in sechs, die Speichersysteme in drei Klassen eingeteilt. Die Kraftwerke unterliegen keinen Laständerungsrestriktionen. Außerdem werden keine Netzrestriktionen in die Modellierung einbezogen. Der angenommene Kraftwerkspark für die Berechnungen der betrachteten Stützjahre basiert auf [4, 47]. Die Einspeisungen der Energieträger Wind und PV werden auf Basis historischer Daten bestimmt. Hierbei wird auf die Daten der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen. Die Ergebnisse zeigen auf, dass eine verstärkte Kraftwerksflexibilität die entstehenden Stromüberschüsse ebenso deutlich reduzieren kann, wie eine beschränkte Abregelung der einspeisenden fluktuierenden Energieträger. Mittel- bis langfristig werden Energiespeicher zur Spitzenlastdeckung, zur Aufnahme von Überschüssen, zur Flexibilisierung der thermischen Stromerzeugung und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen benötigt.

Die Studie von Höfling et al. [118] ermittelt den Bedarf für Energiespeicherung in Deutschland mit Fokus auf Baden-Württemberg. Dazu wird ein Optimiermodell zur stündlichen Kraftwerkseinsatzplanung eingesetzt. Die Entwicklung der konventionellen und erneuerbaren Kapazitäten wird dabei exogen vorgegeben und ist nicht Gegenstand der Optimierung. Weiter wird ein 20-Regionen Modell des deutschen Übertragungsnetzes genutzt, um mögliche Engpässe mit in den Rechnungen berücksichtigen zu können. Bei hohen erneuerbaren Energieanteilen wird ein ökonomischer und ökologischer Nutzen von Speichern für das Energiesystem festgestellt. Es zeigt sich, dass eine Zunahme von 60 Prozent EE auf 80 Prozent EE einen signifikanten Anstieg der Speicherkapazität beinhaltet.

Im sogenannten „NEP-Strom“ [47] wird der erforderliche Ausbaubedarf im Übertragungsnetz abgeschätzt. Hierzu wird auch eine Marktsimulation durchgeführt, um aufzuzeigen wie sich die regionalen Einspeise- und Verbrauchssituationen entwickeln. Die PtG-Technologie wird hierbei jedoch nicht berücksichtigt. Weiter findet kein modellendogener Zubau an thermischen Kraftwerken statt, auch da der Betrachtungszeitraum nur zehn bis maximal zwanzig Jahre in die Zukunft reicht. Die Möglichkeit EE-Erzeugungsspitzen abzuschneiden, um den notwendigen Netzausbau zu reduzieren, wird nicht betrachtet, da laut aktuell gültigen gesetzlichen Regelungen dieser vollständig aufzunehmen ist. Im Ergebnis wird ein hoher Bedarf an Netzverstärkung und –optimierung sowie an neuen Leitungen identifiziert. Für den Bedarf an neuen Leitungen werden keine konkreten Trassenverläufe erarbeitet, sondern der notwendige Übertragungsbedarf zwischen einzelnen Netzknoten berechnet.

Die Studie „dena-Netzstudie II“ [10] baut auf der Vorgängerstudie „dena-Netzstudie I“ [46] mit dem Ziel auf, eine langfristige Ausrichtung des deutschen Energiesystems bei zunehmender Integration fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien, insbesondere der Windenergie, zu bewerten. Dazu werden verschiedene Optionen zur Netzintegration der EE bewertet. Der Betrachtungshorizont ist dabei auf das Jahr 2025 beschränkt. In der Studie wird besonderes Augenmerk auf die detaillierte Simulation der Windleistungszeitreihen gelegt, um aus Windmessdaten unter Berücksichtigung der Nabenhöhe, den Abschattungsverlusten sowie den regionalen Potentialen die Einspeisezeitreihen zu generieren. Zur Netzberechnung wird ein PTDF-Ansatz (Power Transfer Distribution Factor) genutzt. Der PTDF-Ansatz stellt ein vereinfachendes Verfahren zur näherungsweise Berechnung von Lastflüssen dar, mit dem Spannung, Blindleistung und Übertragungsverluste nicht berechnet werden. In der Studie wurde auch untersucht, inwiefern ein zusätzlicher Speichereinsatz den Netzausbaubedarf reduzieren kann. Der Studie zufolge besteht ein

deutlicher Ausbaubedarf im Übertragungsnetz, während für Speicher innerhalb des betrachteten Zeithorizonts unter Wirtschaftlichkeitsaspekten kein Zubau zu erwarten ist. Betont wird die Bedeutung der geographischen Nähe potentieller Speicher zu den Windenergieanlagen, um einen Beitrag zur Systemflexibilität leisten zu können.

In der auch als „Leitstudie 2011“ bezeichneten Arbeit [4] wird ebenfalls der Einsatz der PtG-Technologie in einem zukünftigen, von EE geprägten deutschen Energiesystem untersucht. In Szenarien wird dabei ein detaillierter Ausbaupfad für die EE-Kapazitäten und den verbleibenden thermischen Kraftwerkspark entworfen. Anschließend werden zwei verschiedene Modelle eingesetzt um eine Betriebssimulation durchzuführen, die eine ‚Soft-coupling‘ Verbindung aufweisen. Das erste Modell dient dazu, den Stromaustausch in Europa abzuschätzen, während das zweite Modell zur Einsatzplanung der thermischen und der EE-Kraftwerke in Deutschland genutzt wird. Das erste Modell wird in fünf-Stunden Schritten gerechnet und das europäische Netz abstrahiert abgebildet. Das zweite Modell einer kostenminimierenden Einsatzplanung der Kraftwerke in Deutschland wird mit einer rollierenden Planung mit stündlicher Auflösung gerechnet, wobei innerhalb Deutschlands ein idealer Netzausbau unterstellt wird. Daher können die Einflüsse möglicher dauerhafter Netzengpässe innerhalb Deutschlands im Rahmen der Studie nicht untersucht werden. Eine modellendogene Berechnung des Speicherbedarfs und dessen optimale Zusammensetzung ist nicht Gegenstand der Studie.

Kuhn [64] entwickelt in seiner Dissertation ein iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung. Dazu erstellt er drei Teilmodelle, die in einem ersten Teil eine intertemporale Kraftwerksausbauplanung vornehmen, in einem zweiten Teil eine jährliche Speicherausbauplanung, die als grüne Wiese Ansatz umgesetzt ist, und in einem dritten Teil die gesicherte Leistung bestimmen. Kuhn betrach-

tet in seiner Arbeit sowohl Kurzzeit- als auch Langzeitspeichersysteme, während Netzrestriktionen keine Berücksichtigung finden. Die Speicherausbauplanung findet getrennt von der Kraftwerksausbauplanung statt. In einem iterativen Prozess werden die Ergebnisse des zweiten Modellteils und des ersten Modellteils miteinander verknüpft bis die Konvergenz der Lösung erreicht ist. In der Arbeit wird ein Speicherzubaue in allen Szenarien als wirtschaftlich bewertet und zwar für jede der drei betrachteten Speichertechnologien Wasserstoff-, Pump- und Druckluftspeicher. Während Pumpspeicher bereits ab circa 2020 wirtschaftlich werden, setzt bei den anderen beiden Technologien erst ab circa 2035 ein stärkerer Zubau ein.

Moser et al. [119] untersuchen in der Arbeit auf Basis von zwei Studien [120, 121] die Rolle, die die PtG-Technologie in der Zukunft spielen kann. Die erste Studie [120] betrachtet einen mittelfristigen Zeithorizont mit einem EE-Anteil bis zu 60 Prozent und berücksichtigt die Regionalität durch eine Netzsimulation auf stündlicher Basis. Um aus Betreibersicht vorteilhafte Standorte zu identifizieren, werden die Anlagen über alle Knoten des betrachteten Netzes verteilt und die Anlagenauslastung bestimmt, wodurch geeignete Standorte gefunden werden können. Die Höhe der installierten Leistung je Standort wird dabei nicht modellendogen bestimmt. In der zweiten Studie [121] wird die benötigte Speicherleistung aus Systemsicht für einen langfristigen Zeitraum mit einem EE-Anteil von bis zu 80 Prozent berechnet. Das Ziel der Studie ist die Ermittlung einer idealen Kombination aus Kurzzeit- und Langzeitspeichern. Der Bedarf an den beiden Speichersystemen wird über eine Jahresbetriebsanalyse ermittelt, wobei der Betrieb des Übertragungsnetzes nicht berücksichtigt wird. Die Studie bestimmt den benötigten Speicherbedarf nicht über eine Lösung eines Optimierproblems mit endogenem Speicherausbau, sondern es werden sinnvolle Varianten eines Speicherausbaus definiert und bewertet, um Rückschlüsse auf den erforderlichen Speicherausbau zu ziehen. In einem zweiten Schritt wird für die identifizierten Systeme

eine Netzanalyse der Jahresbetriebsanalyse nachgestellt. Im ersten Schritt der Studie wird also unterstellt, dass keine Netzengpässe bestehen und in einem zweiten Schritt wird diese Annahme unter Betrachtung verschiedener Netzausbauvarianten überprüft, ob sie gerechtfertigt ist. Die Studie gelangt zu dem Ergebnis, dass bis zu einem EE-Anteil von 40 % die geringfügige Abregelung der EE und die Flexibilität der thermischen Kraftwerke eine ausgeglichene Energieversorgung am effizientesten leisten können. Bei einem Anteil der EE von 80 % ist eine Kombination aus Kurz- und Langzeitspeichern mit einer installierten Leistung von mehreren Dutzend GW empfehlenswert.

Jentsch et al. [122] zielen mit ihrer Arbeit darauf ab, das ökonomische Optimum an PtG Kapazität in einem zukünftigen Szenario mit sehr hohem EE-Anteil (85 % der Stromerzeugung) zu bestimmen. Die Arbeit untersucht dabei nur die Einspeisung von Methan, die Nutzung von erzeugtem Wasserstoff wird nicht betrachtet. In der Arbeit wird neben der PtG-Technologie auch der Einsatz von Kurzzeit-Stromspeichersystemen und Lastverschiebepotentialen ermittelt. Das genutzte Optimiermodell basiert auf der Arbeit von Oehsen [123], ergänzt um eine Abbildung des Stromtransportnetzes. Dieses wird auf Basis von 18 Regionen, die über Interkonnektoren verbunden sind, sowie eines DC-Ansatzes abgebildet. Somit kann auch eine regional differenzierte Untersuchung des Einsatzes und der Verteilung der PtG-Anlagen erfolgen. Die räumliche Differenzierung ist aufgrund der gewählten, stark vereinfachenden Abbildung des Netzes recht gering. Weiter wird der thermische Kraftwerkspark und die Gesamtkapazität der Flexibilitätsoptionen fest vorgegeben und durch eine Enumeration ein Optimum bestimmt. Eine modellendogene Ausbauplanung der PtG-Kapazitäten erfolgt nicht. Der Einsatz von 6 bis 12 GW PtG-Kapazität erweist sich in den Ergebnissen als wirtschaftlich vorteilhaft, auch in Konkurrenz zu alternativen Maßnahmen.

Oehsen [123] hat eine detaillierte, auf einer rollierenden Planung basierende Einsatzoptimierung mit einem Vier-Tages-Horizont für den Betrachtungsraum Deutschland und den Zeithorizont 2050 entwickelt. Die Systemzusammensetzung wird dem System fix vorgegeben und ist nicht Gegenstand der modellgestützten Untersuchung. Weiter werden in dem Modell keine netzseitigen Restriktionen berücksichtigt. Der Fokus wird in der Arbeit auf eine detaillierte Betrachtung der KWK-Technologie und deren Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen gelegt, die für gering befunden werden.

Grimm [124] entwickelt in ihrer Dissertation ein lineares Optimiermodell zur Einsatzplanung von Kraftwerken, Stromspeichern und Lastmanagementmaßnahmen im Jahre 2020. Dabei handelt es sich um ein Punktmodell zur Deckung des Elektrizitätsbedarfs. In der Arbeit werden auch Speichersysteme berücksichtigt, jedoch keine Netzrestriktionen. Hinsichtlich der Strompreise in der Spitzenlast ist der Einfluss der Speichersysteme auch bei erhöhten Anteilen fluktuierender EE relativ niedrig. Die höhere Flexibilität in der Stromerzeugung kann allerdings die unerwünschte Überschussproduktion reduzieren, so dass sich die Integration von Speichern als energetisch sinnvoll erweist.

Ellersdorfer et al. [125] untersuchen in ihrer Arbeit die Preisbildung an Elektrizitätsmärkten mit einem Fundamentalmodell. Um einen adäquaten Zeithorizont abzubilden, wird eine rollierende Einsatzplanung mit einem zweiwöchigen Betrachtungszeitraum gewählt. Hierbei werden technische Restriktionen des Kraftwerksparks in ihrem Modell detailliert berücksichtigt. Fokus der Untersuchung stellt die Preisbildung in den Jahren 2002 bis 2006 dar sowie die Quantifizierung des Einflusses von Unsicherheiten auf das Ergebnis.

Hundt et al. [126] betrachten mit einem Fundamentalmodell die Lastfolgefähigkeit thermischer und kerntechnischer Kraftwerke bei erhöhten Anteilen erneuerbarer Energien bis 2030. Hierbei wird eine

rollierende Einsatzplanung angewendet, die auf einer Auswahl an Typtagen basiert. Die Windeinspeisung wird dabei stochastisch abgebildet und geht mit jeweils drei Eintrittswahrscheinlichkeiten in die Modellierung ein. Eine Betrachtung von Langzeitspeichern und sehr hohen Anteilen von EE erfolgt nicht, ebenso werden keine netzseitigen Restriktionen berücksichtigt. Der Fokus der Studie liegt auf Deutschland und der Elektrizitätsaustausch mit dem Ausland wird nicht betrachtet.

Die Studie von Klobasa et al. [127] analysiert mittels zweier Simulations- und Optimiermodelle den Einfluss von Lastmanagement und verstärkter Windenergieintegration auf den thermischen Kraftwerkseinsatz und die Netzbelastung. Die Studie konzentriert sich dabei auf den Zeitraum bis 2030 und auf die Region Nordwestdeutschland. Der Kraftwerkspark wird in der Modellierung fest vorgegeben, der Kraftwerkseinsatz berechnet und erst anschließend wird die Netzbelastung, mit einem stark abstrahierten Netzmodell der untersuchten Region, bestimmt. Ein Fokus der Untersuchung liegt auch auf dem Einfluss des Windenergieprognosefehlers auf die Regelenergievorhaltung der thermischen Kraftwerke. Im Ergebnis ist der Beitrag des Lastmanagements zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen im Verhältnis zu den Ausbauplänen der EE als gering einzustufen und Konkurrenztechnologien wie Speichersysteme sind mitentscheidend. Die Charakteristik der Windeinspeisung bedingt sehr große Speichervolumen, die über längere Zeiträume gefüllt werden können.

Die Studie von Pape et al. [128] untersucht den Speicherbedarf in Deutschland im europäischen Kontext. Hierbei wird zwischen einem mittelfristigen und einem langfristigen Zeithorizont, die sich im Wesentlichen durch den vorherrschenden Anteil der EE-Stromerzeugung charakterisieren lassen, unterschieden. Zur Analyse des Speicherbedarfs in den beiden Zeithorizonten werden zwei unterschiedliche

Methoden eingesetzt. Für den mittelfristigen Zeitbereich wird eine detaillierte Modellierung des europäischen Elektrizitätssystems durchgeführt, die in zwei Schritten abläuft. Im ersten Schritt wird mittels einer Marktsimulation der Kraftwerkseinsatz bestimmt. Hierbei werden die einzelnen Länder als Punktmodelle behandelt, die über Übertragungskapazitäten mit den anderen Ländern verbunden sind. Im zweiten Schritt werden die resultierenden Residuallastsituationen in einer Netzbetriebssimulation geprüft und falls notwendig, ein Redispatch vorgenommen. Für den langfristigen Zeithorizont wird ebenfalls ein zweistufiges Verfahren eingesetzt. Für die europäische Ausbauplanung wird ein kombiniertes Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell genutzt, ohne jedoch Netzrestriktionen zu berücksichtigen, da von der Annahme ausgegangen wird, dass Netzengpässe innerhalb der Länder langfristig behoben sein werden. Anschließend werden in einem detaillierten Deutschlandmodell die Speicherergebnisse für Deutschland überprüft. Zusätzlich beschreibt die Studie diverse Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens für Stromspeicher. Mittelfristig ist gemäß der Studie der Speicherausbau keine notwendige Voraussetzung zur Integration der EE, sofern die Abregelung geringer Mengen von EE akzeptiert wird. Langfristig kann der Einsatz von Stromspeichern einen Nutzen im Engpassmanagement bringen, insbesondere bei einem verzögerten Netzausbau. Hierbei weisen PtG-Anlagen den größten Nutzen auf. Die Wirtschaftlichkeit der Speicher hängt in hohem Maße von der zukünftigen Kostendegression ab.

In der Arbeit von Eßer-Frey [21] wurde das Modell PERSEUS-NET entwickelt, welches die bestehende Kraftwerksausbau- und einsatzplanung der PERSEUS-Modellfamilie um die Berücksichtigung von Netzrestriktionen in einem DC-Ansatz erweitert (Vgl. auch Kapitel 3.2.1). Das Modell ist jedoch nicht geeignet, die Auswirkungen hoher EE-Anteile an der Stromerzeugung oder den Zubau von Speichersystemen beziehungsweise Lastverschiebepotentiale abzubilden. Aus

diesem Grund wurden auf Basis des Modells PERSEUS-NET zahlreiche Weiterentwicklungen durchgeführt, um ein an die Fragestellung angepasstes Modellsystem zu entwickeln [129].

In der Dissertation von Heinrichs [28] werden zwei Optimierungsmodelle miteinander gekoppelt um den Einfluss der Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem abzuschätzen. Hierzu werden in einem ersten Modell zur Kraftwerksausbau- und Einsatzplanung in Europa die grenzüberschreitenden Lastflüsse, unter Berücksichtigung der Austauschkapazitäten zwischen den Ländern, aber ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen innerhalb der einzelnen Länder, ermittelt. Anschließend werden die Import- und Exportbilanzen dem zweiten Modell vorgegeben, allerdings nun unter Berücksichtigung der Restriktionen des Übertragungsnetzes. Auf diese Weise kann in einem iterativen Prozess eine Lösung gefunden werden. Die Arbeit betrachtet allerdings weder Kurzzeit- noch Langzeitspeicher und auch die zeitliche Auflösung ist zu gering, um den Einfluss der EE angemessen erfassen zu können.

Die Arbeit von Babrowski [130] untersucht den Bedarf an Kurzzeitspeichersystemen in einem zukünftigen Elektrizitätssystem unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen des Übertragungsnetzes und Lastverschiebepotentialen. Der Zubau von Kraftwerken und Speichern wird modellendogen bestimmt. Bis zu einem Anteil der EE von 50 % stellt sich nahezu kein wirtschaftlicher Bedarf für zusätzliche Speicher ein. Bei einem Anteil von rund 65 % wird ein Bedarf von bis zu 4 GW an Batteriespeichern beobachtet, in Abhängigkeit von der Entwicklung der Batteriepreise, des Lastverschiebepotentials durch Elektromobilität und der Netzrestriktionen. Die zeitliche Auflösung des Modells baut auf typischen Wochen- und Wochenendtagen der vier Jahreszeiten auf. Aufgrund der Modellkomplexität und der hohen Anzahl an verfügbaren Ausbauoptionen für Speichersysteme können im Modell die Restriktionen des thermischen Kraftwerkseinsatzes nicht detailliert

abgebildet. Eine Untersuchung des Einflusses der ganzzahligen Entscheidungsvariablen auf den Kraftwerkseinsatz wird durchgeführt und eine geeignete linearisierte Abbildung des Kraftwerkseinsatzes über Anfahrkosten und Lastwechselkosten abgeleitet.

Die Arbeit von Kraemer [131] betrachtet die Entwicklung des Kraftwerks- und Speicherparks in Europa bis zum Jahr 2050. Dabei wird in einem ersten Verfahrensschritt die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Europa, unter Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern und ohne Berücksichtigung ganzzahliger Restriktionen, bestimmt. Anschließend wird in einem zweiten Verfahrensschritt für ausgewählte Länder der Kraftwerkszubau nur noch in Blöcken erlaubt. Dieses sich anschließende, gemischt-ganzzahlige Problem wird für jedes Land einzeln gelöst. Aus den Untersuchungen lässt sich schließen, dass bereits eine lineare Lösung die belastbare Herleitung des zukünftigen Erzeugungssystems erlaubt, da ein Großteil der benötigten Flexibilität durch die zugebauten Gaskraftwerke erfüllt werden kann. Speicher können eine vorteilhafte Option sein, die Zubauentscheidung hängt maßgeblich von der Entwicklung der Speicherkosten, der verfügbaren Übertragungskapazität und den Regeln zur Beandlung überschüssiger EE-Mengen ab. Netzrestriktionen werden in der Arbeit nicht näher betrachtet. Die zeitliche Auflösung im Modell beschränkt sich auf zwei typische Wochen, um die im Jahresverlauf auftretenden Gradienten und Energiemengen der Residuallast zu bestimmen.

Die Studie „Stromspeicher in der Energiewende“ [5] ermittelt den zukünftigen Bedarf an Kurzzeit- und Langzeitspeichern in einem von EE geprägten Elektrizitätssystem sowohl auf der Verteilnetz- als auch auf der Übertragungsnetzebene. Zur Bestimmung des überregionalen Speicherbedarfs wird in einem Optimiermodell der Einsatzplan für drei Betrachtungsjahre, die sich jeweils durch einen unterschiedlich hohen EE-Anteil an der Stromversorgung unterscheiden, bestimmt. Dabei

liegt der Studie kein Optimierungsmodell zugrunde, sondern der Bestand an Kraftwerken und Speichersystemen wird dem Modell in Form von Kombinationen exogen vorgegeben. Die annuitätischen Kosten für verschiedene Kombinationen von Speichersystemen werden anschließend verglichen. Die Schlussfolgerungen aus der Studie belegen, dass mittelfristig der Flexibilitätsbedarf durch andere Flexibilitätsmaßnahmen als Speicher gedeckt werden sollte. Bei sehr hohen Anteilen der EE gewinnen Speicher an Bedeutung und ein Szenario mit über 10 GW zusätzlich installierter Speicherleistung ist ökonomisch vorteilhaft. Innerhalb der Modellierung werden keine Restriktionen des Transportnetzes berücksichtigt.

Die Arbeit von Egerer et al. [132] untersucht mit einem integrierten Einsatz- und Ausbauplanungsmodell den Investitionsbedarf in Kraftwerke, Kurzzeitspeicher und Netze für einen mittelfristigen Zeitraum bis zum Jahr 2034. Als Speicheroptionen stehen dem Modell Pumpspeicherkraftwerke, als Kraftwerksoption gasbefeuerte Kraftwerke und seitens der Netze Verstärkungen von AC-Leitungen sowie Zubauten von DC-Leitungen zur Verfügung. Es stehen neben den bestehenden AC-Leitungen folglich keine weiteren Verbindungsmöglichkeiten, neben den bereits existierenden, als Ausbauoption zur Verfügung. Die Ergebnisse ergeben geringfügige Investitionen in Pumpspeicher und einen erheblichen Bedarf neuer gasgefeuerter Kraftwerke in Süd- und Westdeutschland. Die Untersuchung beinhaltet nicht die Abbildung von Langzeitspeichern oder anderen Kraftwerkstypen und auch die technischen Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes werden nur stark vereinfacht abgebildet.

3.1.3 Abgrenzung des Modellkonzeptes

Um den Bedarf hinsichtlich Speicherleistung, -kapazität und -standort in einem zukünftigen Energiesystem abschätzen zu können, eignet sich ein Fundamentalmodell, da dieses die langfristig wirkenden Kräfte

gut erfassen kann. Da durch die zunehmend lastferne Stromerzeugung auch der Elektrizitätstransport im Übertragungssystem an Bedeutung gewinnt, ist es erforderlich, das deutsche Höchstspannungsnetz in geeigneter Weise in der Modellierung zu berücksichtigen. Das Modell kann hierdurch in die Lage versetzt werden, unter Berücksichtigung von Transportrestriktionen einen geographisch differenzierten Kraftwerks- und Speicherzubau vorzunehmen. In einem zukünftigen Energiesystem wird weiterhin die Einspeisung aus den fluktuierenden EE eine wesentliche Einflussgröße sein. Diese müssen daher adäquat abgebildet werden, wozu ein Modell mit einer hohen zeitlichen Auflösung erforderlich ist.

Um die langfristig zu erwartenden, hohen Anteile von EE in Deutschland und die hieraus resultierenden Anforderungen an deren Integration detailliert untersuchen zu können, ist die Abbildung von mehreren Eigenschaften im Modell essentiell. Dieses Modell muss fünf wesentlichen Anforderungen genügen. Es muss erstens in der Lage sein, den Zubau der thermischen Kraftwerke und Speichersysteme bestimmen zu können. Es muss zweitens in geeigneter Weise die räumliche Verteilung der Kraftwerke berücksichtigen können, wozu die Abbildung des Übertragungsnetzes erforderlich ist. Weiter muss es drittens die große Bandbreite der auftretenden Fluktuationen der Einspeisung der EE im Jahresverlauf zeitlich hochaufgelöst berücksichtigen. Viertens muss das Modell in der Lage sein, Speicher und Lastverschiebepotentiale einzubeziehen. Die veränderten Anforderungen an den Betrieb der thermischen Kraftwerke erfordert, fünftens, die detaillierte Abbildung der Betriebsflexibilitäten der thermischen Kraftwerke.

Eine Klassifizierung der beschriebenen Studien wird in der nachfolgenden Tabelle 1 gegeben. Dabei werden die folgenden Klassifizierungsmerkmale verwendet, um die fünf beschriebenen Anforderungen mit einem oder mehreren Parametern abzudecken:

- a) Detaillierte Berücksichtigung von Restriktionen des Übertragungsnetzes
- b) Modellendogene Bestimmung der regional differenzierten Entwicklung des Kraftwerks- und Speicherparks
- c) Berücksichtigung von Kurzzeitspeichern
- d) Berücksichtigung von Langzeitspeichersystemen
- e) Detaillierte Berücksichtigung technischer Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes und detaillierte Einsatzsimulation bei hohen EE-Anteilen

Ein „+“ in der Tabelle bedeutet, dass die Studie den entsprechenden Aspekt in geeigneter Weise berücksichtigt und ein (+) weist auf eine nur teilweise Berücksichtigung hin. Ein „-“ bedeutet dementsprechend eine Nichtberücksichtigung des entsprechenden Aspekts. Studien, die die gleichen Aspekte berücksichtigen, werden zusammengefasst dargestellt. Die Details zu diesen Punkten sind jeweils bei der weiter oben aufgeführten Charakterisierung der betroffenen Studie hinterlegt.

Tabelle 1: Einordnung relevanter Literatur

Studie	a	b	c	d	e
[47]	+	-	+	+	-
[10]	+	-	+	-	-
[21, 28, 132]	+	+	-	-	-
[130]	+	+	+	-	-
[64]	-	(+)	+	+	+
[120]	+	-	-	+	+
[122, 128] [118]	(+)	-	+	+	+
[131]	-	(+)	+	+	-
[4-6]	-	-	+	+	+
[123-126]	-	-	(+)	-	+
[117]	-	-	(+)	(+)	+
[127]	-	-	+	-	+

In der Tabelle lässt sich erkennen, dass in einigen Arbeiten Netzrestriktionen detailliert berücksichtigt werden, aber nur in wenigen Arbeiten ein modellendogener Kraftwerks- und Speicherzubau unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen bestimmt wird. In mehreren der Arbeiten wird jedoch der Einfluss der Kraftwerkseinsatzplanung auf die Netzbelastung in einem zweiten nachgelagerten Untersuchungsschritt betrachtet oder die Modelle nutzen stark vereinfachte Abbildungen der Übertragungsrestriktionen durch Zonenmodelle. Die Berücksichtigung von Kurzzeitspeichern findet in vielen Arbeiten statt. Dies ist bedingt durch die Notwendigkeit, die deutschen Pumpspeicherkraftwerke in Elektrizitätssystemmodellen mitabzubilden. Allerdings lassen nur wenige Arbeiten einen Zubau von Kurzzeitspeicheroptionen zu, insbesondere nicht von Batteriespeichern. Besonders wird nur selten eine regionalisierte Betrachtung des Batteriespeicherzubaus durchgeführt. Langzeitspeicher werden nur in wenigen jüngeren Arbeiten mitbetrachtet und wenn, dann zumeist nur in ausgewählten Stützjahren. Gerade die Bewertung der Speichersysteme

hängt aber stark von dem sie umgebenden Elektrizitätssystem, welches sich dynamisch entwickelt, ab. Wie auch schon bei den Kurzzeitspeichern gibt es nur wenige Modelle, die eine endogene Zubauentscheidung für Langzeitspeicher erlauben. Einzelne Arbeiten betrachten auch Kurzzeitspeicher und Langzeitspeicher gemeinsam, allerdings nur in Modellen zur Einsatzplanung.

Zusammenfassend lässt sich aus der Literaturübersicht schließen, dass es keine Untersuchung gibt, die alle genannten Aspekte abdeckt und die in der Lage ist, zu beurteilen, welchen Beitrag Speicher und Lastverschiebepotentiale in einem noch zu bestimmenden zukünftigen Elektrizitätssystem zur Netzentlastung und Verminderung von Überschüssen aus der Stromerzeugung von EE leisten können. Daher soll das entwickelte Modellkonzept eingesetzt werden, um diese Forschungslücke zu schließen.

3.2 Zeitliche und räumliche Betrachtungsweise

Wie in den vorangehenden Abschnitten gezeigt werden konnte, erfordert die Fragestellung nach der Integration von EE in die zukünftige deutsche Elektrizitätsversorgung eine zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Betrachtungsweise. Im Folgenden werden Ansätze vorgestellt, die diese Anforderungen erfüllen können.

3.2.1 Nodale Preise in Elektrizitätssystemmodellen

Preise beschreiben die Knappheit von Gütern. In der Elektrizitätsversorgung unterliegen die Elektrizitätspreise einer zeitlichen und räumlichen Abhängigkeit, da das Verhältnis von Angebot und Nachfrage im Zeitverlauf schwankt und der räumliche Ausgleich durch die Übertragungskapazitäten beschränkt ist. Um Preissignale in Abhängigkeit von

Raum und Zeit berechnen zu können, kann der Ansatz des sogenannten Locational-Marginal-Pricing (LMP) genutzt werden, wodurch in Abhängigkeit von regionalen Charakteristika regionale Preise berechnet werden können [21]. Nodal Pricing stellt die räumlich höchst aufgelöste Form des LMP dar. Beim Nodal Pricing werden die Grenzkosten der Stromerzeugung für jeden Knoten und Zeitpunkt des betrachteten Netzwerks berechnet.

Der zeitabhängige Strompreis $p_k(t)$ an einem Knoten k in Periode t entspricht beim Nodal Pricing den Grenzkosten der Stromversorgung (Gl. 3.1). Diese ergeben sich aus der Ableitung der Gesamtkosten der Stromversorgung C_{total} nach der Stromnachfrage des Knoten $d_k(t)$. Weiter entspricht dieser Strompreis den Grenzkosten der Stromerzeugung $g(t)$ und den Grenzkosten der Stromübertragung $n(t)$. [21]

$$p_k(t) = \frac{\partial C_{total}}{\partial d_k(t)} = g(t) + n(t) \quad (Gl. 3.1)$$

In [21] und [15] sind ausführliche Beispiele zur Berechnung der Nodal Prices in einem Drei-Knoten-Modell zu finden. Um die aus Beschränkungen der Übertragungsleistung der Transportleitungen resultierenden unterschiedlichen Grenzkosten an den Knoten des Netzes bestimmen zu können, muss der Lastfluss des elektrischen Stroms berechnet werden. Hierzu stehen verschiedene Methoden zur Verfügung, die sich nach Genauigkeit und Komplexität unterscheiden lassen. Für den Einsatz in Elektrizitätsmodellen auf nationaler oder internationaler Ebene stehen im Wesentlichen drei Optionen zur Auswahl: der Transportmodell-Ansatz, die AC-Lastflussberechnung sowie die DC-Lastflussberechnung.

Eine sehr große Vereinfachung der Lastflussrechnung stellt der Einsatz eines Transportmodells dar. In einem solchen Modell gibt es einen Energietransport zwischen Knoten, der als gerichteter Graph abgebildet ist. Jedoch werden die physikalischen Gesetzmäßigkeiten des

Stromtransports, beispielsweise die Kirchhoff'schen Gesetze, ignoriert. Der Stromtransport wird wie der Transport eines beliebigen Gutes zwischen verschiedenen Regionen abgebildet. Beispiele für Modelle diesen Typs finden sich in [28, 29, 131].

Demgegenüber erlaubt die AC-Modellierung die exakte Berechnung der Lastflüsse in einem Stromnetz, indem sowohl die Wirkleistung als auch die Blindleistung erfasst werden. Eine genaue Beschreibung der mathematischen Grundlagen des Ansatzes findet sich in [133, 134]. Aufgrund der abgebildeten Nicht-Linearitäten und komplexen Komponenten sind die resultierenden Gleichungen weder konvex noch konkav, so dass eine Lösung sehr rechenintensiv und zudem sehr abhängig von den Startwerten ist [135]. Daher kann für diese Untersuchung mit sehr großen, dynamischen Elektrizitätssystemen der AC-Ansatz keine Anwendung finden.

Eine gegenüber der AC-Modellierung vereinfachte Berechnung der Lastflüsse kann mit der DC-Modellierung erreicht werden, die im Folgenden erläutert wird. Ein DC-Ansatz erlaubt die näherungsweise Berechnung der Wirkleistungsflüsse in einem linearen Modellansatz. Dazu sind, gemäß dem Modell von [136], mehrere Vereinfachungen und Annahmen erforderlich.

- Die Phasenwinkeldifferenzen werden als gering angenommen, so dass gilt: $\cos \theta_{km} \approx 1$ und $\sin \theta_{km} \approx \theta_{km}$.
- Der ohmsche Leitungswiderstand ist vernachlässigbar.
- Last und Einspeisung sind gleichmäßig im Netz verteilt.
- Die Spannungen an den Knoten entsprechen 1 in Bezug auf die Nominalspannung.

Somit kann der Wirkleistungsfluss P , der über eine Leitung km erfolgt, aus dem Blindleitwert b sowie der anliegenden Phasenwinkeldifferenz θ berechnet werden (Gl. 3.2).

$$P_{km} = b_{km} * \theta_{km} \quad (Gl. 3.2)$$

Für bestimmte Netzeigenschaften hinsichtlich Phasenwinkeldifferenz und Verhältnis von Reaktanz zu ohmschen Widerstand ist der DC-Ansatz, in Abhängigkeit der Fragestellung, eine gute Näherung. Die Eignung des DC-Ansatzes zur Approximation der realen Lastflüsse wird in [21] auf Basis verschiedener Studien diskutiert und für das Höchstspannungsnetz als geeignet klassifiziert. Die Eignung des Ansatzes wird auch in Kapitel 7.2 einer kritischen Würdigung unterzogen. Der Ansatz kann sowohl zur Einsatzplanung als auch zur Ausbauplanung eingesetzt werden. In einer Kurzfristbetrachtung erlaubt der Ansatz die Bestimmung eines optimalen Kraftwerkseinsatzes in Hinsicht auf die Berücksichtigung von Netz-Restriktionen, wodurch Redispatch-Maßnahmen vermieden werden können. In einer Langfristbetrachtung setzt der Ansatz Anreize, um den optimalen Zeitpunkt und Ort für Kraftwerkszubauten zu bestimmen [133]. Somit erfüllt der Ansatz sowohl die Anforderungen einer Kraftwerksausbauplanung als auch die einer Einsatzplanung.

3.2.2 Myopischer Ansatz

In der Energiesystemmodellierung wird zwischen Modellen nach der Art und Weise unterschieden, wie Erwartungen hinsichtlich Entwicklungen in der Zukunft abgebildet werden [137, 138]. Insbesondere die oft an kurzfristigen Zielen orientierten Entscheider in der Politik sowie die hohe Volatilität und Unsicherheit bei der Entwicklung von Primärenergieträgerpreisen machen langfristige Prognosen sehr schwierig. In der Elektrizitätswirtschaft mit ihren kapitalintensiven Investitionen und langen Abschreibungszeiträumen sind verlässliche Szenarioanalysen für den Betrachtungszeitraum ein unerlässliches Hilfsmittel [116, 139]. Die Ergebnisse der Modelle sind dabei nicht als Prognosen zu verstehen, sondern als Wenn-Dann-Analysen, die die Effekte von

Randbedingungen, wie beispielsweise politischen Maßnahmen, quantifizieren [140].

Eine Möglichkeit, die Kurzfristigkeit des Erwartungshorizontes der Entscheidungsträger zu erfassen, stellt der kurzsichtige (myopische) Ansatz dar, der nachfolgend in Abgrenzung zu seinem direkten Gegenstück, dem Ansatz der perfekten Voraussicht (perfect foresight) erläutert werden soll. Die Darstellung folgt dabei einer gemeinsam erstellten Veröffentlichung des Autors dieser Arbeit zusammen mit Kollegen des IIP[141]. Beim Ansatz der perfekten Voraussicht werden dem Modell oder den abgebildeten Akteuren alle Entwicklungspfade bezüglich zukünftiger Energieträgerpreise, Technologieentwicklungspfade etc. für den gesamten Betrachtungszeitraum fest vorgegeben. Für die gewählten Parameter stellt somit die Lösung des Problems das globale Optimum dar. Demgegenüber wird beim myopischen Ansatz dem Modell nur ein Parametersatz für einen Zeitausschnitt des Problems bereitgestellt und auch nur die optimale Lösung für diesen Zeitausschnitt gesucht. In Abbildung 9 wird der Unterschied zwischen den beiden Ansätzen verdeutlicht. Die Pfeile in der Abbildung stellen dabei den Fluss von Daten aus der Lösungsmenge des Vorgängerproblems zum Nachfolger dar.

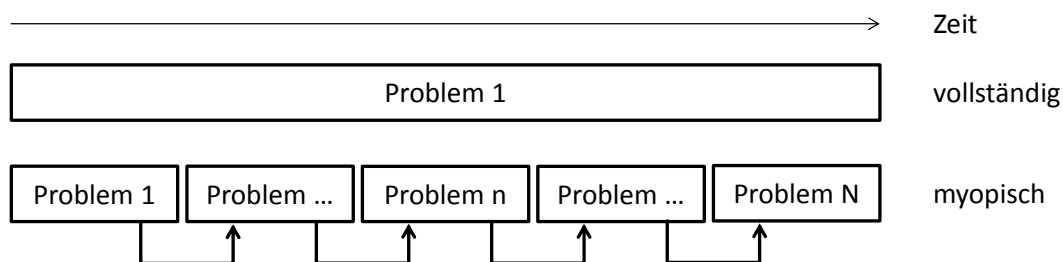


Abbildung 9: Myopische Betrachtung und Perfect-Foresight

Wie von [142, 143] beschrieben, kann diese Art der Problemaufteilung als zeitliche Dekomposition eines globalen Optimierungsproblems in mehrere statische Subprobleme, die iterativ nacheinander gelöst werden, verstanden werden. Der gesamte Untersuchungszeit-

raum kann somit in jeweils kleinere, aufeinanderfolgende Zeiträume aufgeteilt werden. Während diese Art der Problemabbildung nicht notwendigerweise das globale Optimum aufzeigt, bietet sie die Möglichkeit, den Erwartungshorizont der Entscheidungsträger zu Beginn jedes Optimierungszeitraumes adäquat abzubilden.

Eine detaillierte Untersuchung der Vor- und Nachteile der beiden Ansätze findet sich auch in der Literatur [137, 138, 144, 145]. Bei den Vorteilen des myopischen Ansatzes werden unter anderem die Fähigkeiten genannt, den evolutionären Charakter von Technologien besser abbilden zu können, die Konsequenzen von kurzfristigen Entscheidungen im Rahmen von langfristigen Zielen bewerten zu können und der stärkere Realitätsbezug. Zu den Nachteilen des Ansatzes werden gezählt, dass nicht das globale Optimum bestimmt wird und die fehlenden Informationen über zukünftige Entwicklungen zu einer verspäteten Anpassung des modellierten Entscheidungsträgers führen kann. Ein für die operative Modellierung bedeutender Nebenaspekt der veränderten Berücksichtigung der Erwartungen der Entscheidungsträger ist die Auswirkung auf die Modellgröße. Durch die Unterteilung des Gesamtproblems entstehen aus einem großen mehrere kleinere Teilprobleme. Diese Einzelprobleme können typischerweise in einer wesentlich kürzeren Zeit gelöst werden als das Gesamtproblem, so dass sich trotz sequentieller Berechnung der Teilprobleme eine insgesamt signifikant niedrigere Rechenzeit realisieren lässt. Auch bei Entwicklung und Kalibrierung des Modells bietet dies Vorteile für die Modellentwicklung und -anwendung.

Es lässt sich, auch in Übereinstimmung mit den Ergebnissen anderer Studien zeigen, dass ein myopischer Ansatz bei stetigen Parameterentwicklungen ähnliche Ergebnisse liefert wie der Ansatz der perfekten Voraussicht (vgl. Kapitel 7.2). Dies ist dagegen bei sich sprunghaft entwickelnden Parametern nicht der Fall. Somit eignen sich die beiden

Ansätze jeweils für unterschiedliche Fragestellungen; sie können aber auch in Kombination verwendet werden.

3.2.3 Rolling-Horizon Ansatz

Für die Entwicklung einer Einsatzplanung, die es erlaubt, eine zeitlich hoch aufgelöste Abbildung der Einspeisung aus EE zu gewährleisten, ist eine weitere Variante der zeitlichen Dekomposition eines Optimierproblems von Bedeutung. Diese soll als rollierende Planung (Rolling-Horizon) bezeichnet werden und im Folgenden von den Ansätzen mit perfekter bzw. myopischer Voraussicht abgegrenzt werden. Hierzu ist in Abbildung 10 schematisch die Reihenfolge der Optimierprobleme bei einem Rolling-Horizon-Ansatz im Vergleich zur myopischen und vollständigen Voraussicht dargestellt. Die Pfeile in der Abbildung stellen dabei, wie bereits oben erläutert, den Datenfluss dar.

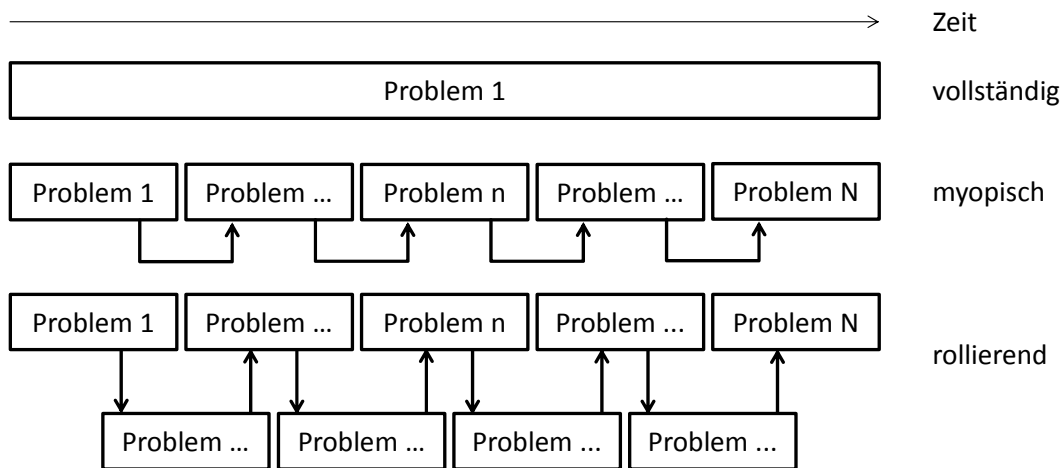


Abbildung 10: Prinzip der rollierenden Einsatzplanung

Bei rein myopischen Ansätzen liegen dem Modell keinerlei Informationen hinsichtlich der Entwicklungen, die über den Betrachtungszeitraum hinausgehen, vor. Demgegenüber wird bei der rollierenden Planung jeweils ein Teilproblem für überlappende Zeiträume entwor-

fen. Ein Teil der Lösungsmenge wird dann dem nachfolgenden Problem übergeben. Konkret bedeutet dies, dass Teile der Variablen aus der optimalen Lösung für den Anfang des nächsten Problems fixiert und somit als Parameter dem nachfolgenden Optimierproblem übergeben werden. Anschließend wird die Lösung für den Folgetag unter den neuen Kenntnissen der weiteren Entwicklung optimiert. So wird iterativ ein Teilproblem nach dem anderen gelöst, bis die Lösung für den gesamten Betrachtungszeitraum vorliegt. Gleichzeitig kann die Konsistenz der Lösungen gewährleistet werden, da jedes Teilproblem auch die vorhergehenden und sich anschließenden Teilprobleme berücksichtigt. Diese Art der Modellierung erlaubt insbesondere bei der Einsatzplanung von Kraftwerken eine Übergabe der Betriebszustände der thermischen Kraftwerke. Im Kapitel 6.1.4 wird untersucht, welchen Einfluss eine rollierende Optimierung mit begrenzter Länge der Voraussicht auf die Ergebnisgüte hat.

Eine Klassifikation von Rolling-Horizon Ansätzen findet sich in [146]. Hierin werden über 200 Arbeiten mit einem Rolling-Horizon-Ansatz in den unterschiedlichsten Anwendungsgebieten nach fünf Kriterien kategorisiert. In der Energiesystemmodellierung wurden Ansätze mit einem Rolling-Horizon bereits erfolgreich eingesetzt [123, 142, 147], wie auch im Bereich der Produktionsplanung die Methode wiederholt zum Einsatz kommt [148-150].

Ein weiterer Vorteil der Modellierung mit einem Rolling-Horizon-Ansatz ist seine besondere Eignung für die Abbildung der Einspeisung von volatilen EE sowie der elektrischen Last. Bei diesen ist nur für einen begrenzten Zeitraum näherungsweise bekannt, wieviel Elektrizität die fluktuierenden EE zukünftig einspeisen werden. Daher ist es erforderlich, den Kraftwerkseinsatzplan der thermischen Kraftwerke, in dem Maße wie Informationen verfügbar werden, anzupassen. Wie in [142] beschrieben, ist daher die globale Optimierung eines Jahres weder sinnvoll noch praktikabel. Gerade bei GGLP-Problemen, bietet

diese Modellierung den weiteren operativen Vorteil, die Anzahl der zu berücksichtigenden Binärvariablen in einem vertretbaren Rahmen halten zu können.

4 Modellbeschreibung PERSEUS-LTST

Im Zentrum dieser Arbeit steht die Entwicklung eines Modells zur Untersuchung der Integration hoher Anteile an fluktuierender, dezentraler EE sowie die Bedeutung von Langzeitspeichersystemen und Energieverteilung in einem zukünftigen Energiesystem.

In diesem Kapitel wird das für diese Untersuchung entwickelte Modellkonzept vorgestellt. Damit schließt dieses Kapitel an die in Kapitel 3.1.3 herausgearbeiteten Anforderungen an eine geeignete Modellierungsumgebung an. Die nachfolgend vorgestellte, integrierte Modellumgebung PERSEUS-LTST, ist in der Lage diese Anforderungen zu erfüllen und Antworten auf die Fragestellungen zu geben.

Zunächst wird das in dieser Arbeit entwickelte Modellkonzept auf struktureller Ebene beschrieben, woran sich die detaillierte, mathematische Beschreibung des Modells anschließt. Abschließend wird kurz auf die eingesetzten Lösungsverfahren und die Implementierung eingegangen.

4.1 Kurzbeschreibung des integrierten Modellkonzepts

Ziel der integrierten Ausbauplanung ist die Bestimmung eines ausgabenminimalen Kraftwerksparks inklusive der erforderlichen Speichersysteme für die Nachfragedeckung in einem zukünftig von fluktuierenden EE geprägtem Energiesystem. In dem entworfenen Modellkonzept werden der zunehmenden Dezentralisierung und den zunehmenden Fluktuationen der Erzeugung zum einen durch eine

integrierte Abbildung des Übertragungsnetzes mit einem DC-Ansatz und zum anderen mit einer hohen zeitlichen Auflösung Rechnung getragen.

In der Zielfunktion des Modells werden die systemrelevanten Ausgaben für den jeweiligen Betrachtungszeitraum minimiert. Die treibende Größe stellt die exogen vorgegebene Nachfrage nach Elektrizität dar, die für jeden Netzknoten einzeln vorgegeben wird. Die Zielfunktion wird durch Nebenbedingungen ergänzt, die die wesentlichen techno-ökonomischen und ökologischen Charakteristiken des deutschen Elektrizitätssystems beschreiben. Hierzu zählen die Bilanzgleichungen, die sicherstellen, dass an jedem Netzknoten und zu jedem Zeitpunkt die vorgegebene Elektrizitätsnachfrage durch den Betrieb der am jeweiligen Netzknoten vorhandenen Kraftwerke oder durch den Bezug von Elektrizität von anderen Netzknoten gedeckt wird. Weitere Nebenbedingungen betreffen unter anderem die Kapazitätsrestriktionen, die Lastwechselkosten und die Lebensdauer der Kraftwerke. Durch die Optimierung wird eine kostenminimale Lösung gefunden, die den Kraftwerkseinsatz, den benötigten Kraftwerkszubau, den Elektrizitätstransfer zwischen den Netzknoten und den Einsatz der Energieträger festlegt.

Aufgrund der bei den EE vorherrschenden dezentralen Einspeisung und den aufgrund von Kosten- und insbesondere Akzeptanzproblemen nur bedingt ausbaubaren Übertragungsnetzen (Vgl. Kapitel 2.1.2), ist es von Bedeutung, den Einfluss von sowohl der Regionalität als auch der Übertragungskapazität im Modell zu berücksichtigen. Um die fluktuierende Einspeisung der EE adäquat berücksichtigen zu können, muss eine hohe zeitliche Auflösung wählbar sein. Da die Fluktuationen ihre wesentlichen Gradienten im stündlichen Bereich aufweisen, (wie die Betriebserfahrung zeigt) soll eine stündliche Auflösung angestrebt werden [6, 118]. Eine feinere Auflösung ist insbesondere für Fragestellungen der Primär- und Sekundärregelung

erforderlich, die in dieser Arbeit jedoch nicht näher betrachtet werden.

Die Problemgröße und -komplexität erlaubt es nicht, eine Ausbauplanung mit stündlicher Auflösung für ein ganzes Jahr durchzuführen, insbesondere nicht bei einer gemischt-ganzzahligen Problemstellung. Daher werden zwei Modelle miteinander kombiniert. Das erste Modell dient der Kapazitätsplanung und das zweite Modell erlaubt eine detaillierte unterjährige Einsatzplanung. In der Kapazitätsplanung kommt eine vereinfachte Zeitstruktur mit Typtagen zum Einsatz während in der Einsatzplanung eine stundenscharfe Einsatzplanung über ein Jahr vorgenommen wird. Die Verschaltung der beiden Modelle ist in Abbildung 11 dargestellt. Die detaillierte Betrachtung eines ganzen Jahres bei der Einsatzplanung macht es möglich, sowohl jährliche Zyklen, als auch selten auftretende Situationen, in der Analyse zu erfassen (lang-anhaltende, stagnierende Wetterlagen oder Stürme).

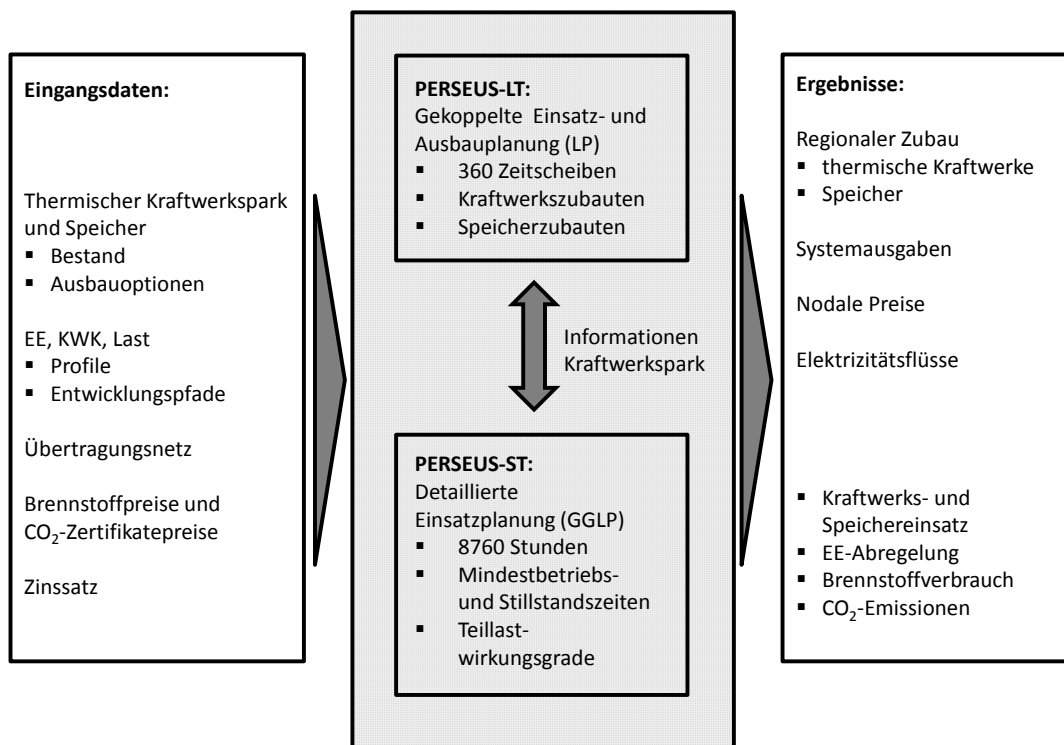


Abbildung 11: Integriertes Modellkonzept PERSEUS-LTST

Grundsätzlich kann das Modell genutzt werden, um den künftigen Kraftwerkspark zu bestimmen (PERSEUS-LT) und diesen anschließend an die Einsatzplanung zu übergeben und somit einer detaillierten Einsatzplanung zu unterziehen (PERSEUS-ST). Im Modellteil PERSEUS-LT wird eine integrierte Einsatz- und Ausbauplanung vorgenommen, mit einer auf Typtagen basierenden Zeitstruktur, in denen die zeitvariablen Parameter der Nachfrage und der erneuerbaren Einspeisung vorgegeben werden, wobei jedes Stützjahr der Modellierung myopisch betrachtet wird (Vgl. Kap. 3.2). Die genaue Struktur der Typtage wird in 5.1.1 eingehend erläutert. Die Abfolge der Berechnung der Stützjahre erfolgt dabei sequentiell. Das Modell PERSEUS-LT ist ein lineares, bottom-up Fundamentalmodell, das dazu geeignet ist, einen zukünftigen Kraftwerkspark zu bestimmen, der in der Lage ist, die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt zu decken. Das Modell kann für thermische Kraftwerkskapazitäten sowie für Speichersysteme endogene Zubauentscheidungen treffen.

Der Modellteil PERSEUS-ST führt eine detaillierte Einsatzplanung in stündlicher Auflösung über ein Jahr durch und berücksichtigt hierbei Restriktionen zum Kraftwerkseinsatz, die in PERSEUS-LT, aufgrund der Problemgröße, vernachlässigt werden. Die zeitliche Struktur, ebenfalls detailliert in Kap. 5.1.2 beschrieben, ist hierbei hoch aufgelöst und die Modellberechnung wird mittels einer rollierenden Einsatzplanung durchgeführt, bei der jeweils ein Tag unter Kenntnis der Last und der Einspeisung der fluktuierenden EE für den Folgetag optimiert wird (Vgl. Kap. 3.2.3). Hierdurch kann ein Problem mit einer erheblich feineren zeitlichen Auflösung betrachtet werden. Außerdem ermöglicht es eine detaillierte Modellierung der Restriktionen des thermischen Kraftwerkseinsatzes. So können beispielsweise Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten sowie Teillastwirkungsgrade Berücksichtigung finden. Die vier Jahreszeiten werden dabei parallel berechnet, um eine schnellere Lösung des Gesamtproblems zu erzielen. Anschließend werden die Ergebnisse der vier unterjährigen Optimierungsläufe zu einem vollständigen Betrachtungsjahr zusammengesetzt. Das Vorgehen wird im Detail in Kap. 5.1.2 beschrieben. Das Modell PERSEUS-ST ist ein gemischt-ganzzahliges, lineares, bottom-up Fundamentalmodell, das geeignet ist, einen detaillierten Kraftwerks- und Speichereinsatz zur Deckung einer vorgegebenen Last zu bestimmen.

Prinzipiell können PtG-Anlagen und andere Speichervarianten an vielen oder sogar an allen Netzknoten des Modells errichtet werden, wodurch sich eine Vielzahl an Ausbauoptionen ergibt. Die Berücksichtigung dieser Ausbauoptionen führt im Modellteil PERSEUS-LT, insbesondere in Szenarien, in denen neben PtG zusätzlich noch der Ausbau von Batteriespeichern oder der Einsatz von DSM möglich ist, zu Komplexitätsproblemen. Daher bietet sich eine Methode zur Vorausswahl der Standorte an, bei der ein iteratives Verfahren gewählt wird. Das konzeptionelle Vorgehen wird in Abbildung 12 dargestellt.

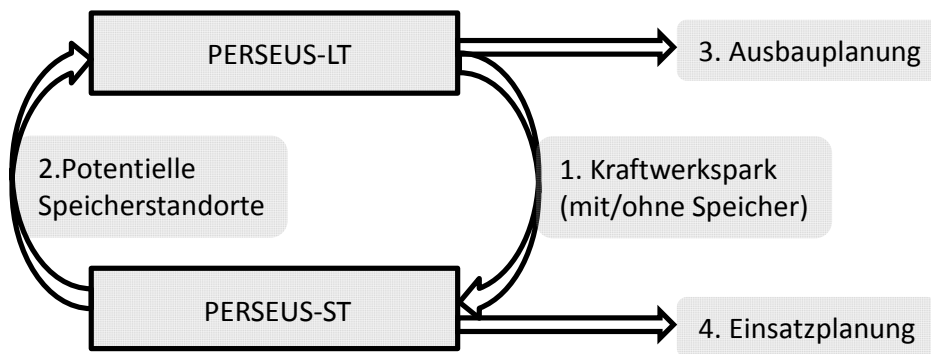


Abbildung 12: Kombiniertes Einsatz von PERSEUS-ST und PERSEUS-LT zur Standortvorauswahl

Die erste Iteration bestimmt zunächst mit dem Modell PERSEUS-LT den Kraftwerkspark im Zieljahr 2050, jedoch ohne die Option Speicher zuzubauen. Anschließend wird der bestimmte Kraftwerkspark modifiziert an das Modell PERSEUS-ST übergeben, indem dem Modell zusätzlich installierte Speicherkapazitäten mit einer gleichverteilten Leistung an allen Knoten angeboten werden. Mit diesem modifizierten Kraftwerks- und Speicherpark wird das Modell PERSEUS-ST gestartet und die Lösung der Einsatzplanung für die 8760 Stunden des Zieljahres 2050 berechnet. In der folgenden Auswertung des Einsatzverhaltens der Speicher können die aussichtsreichsten Standorte durch eine Auswertung der Prozessauslastung identifiziert werden. In der zweiten Iteration werden die ermittelten potentiellen Speicherstandorte an das Modell PERSEUS-LT übergeben, das nun einen zweiten Durchlauf der Ausbauplanung startet, diesmal allerdings zusätzlich mit der Möglichkeit an aussichtsreichen Netzknoten Speicher zuzubauen. Der sich aus der erneuten Ausbauplanung ergebende Kraftwerks- und Speicherpark wird an das Modell PERSEUS-ST übergeben um den finalen Kraftwerks- und Speichereinsatz für das Jahr 2050 zu berechnen. Dieses Vorgehen stellt eine heuristische Annäherung der Lösung dar. Aus diesem Grund wird der Einfluss auf die Lösung in Kap 6.1.6 diskutiert.

Prinzipiell ist es auch möglich, die beiden Modelle PERSEUS-LT und PERSEUS-ST unabhängig voneinander einzusetzen. Die iterative Kopplung ermöglicht allerdings eine detaillierte Beantwortung der Frage der Auswirkungen von hohen Anteilen fluktuierender EE und Langzeitspeichern auf das deutsche Energiesystem.

4.2 Modellstruktur

Die PERSEUS Modellfamilie (PERSEUS - Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply) wurde am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) entwickelt und in zahlreichen Projekten erfolgreich eingesetzt, um die langfristigen Entwicklungsmöglichkeiten von Energiesystemen zu untersuchen. Eine ausführliche Übersicht über aktuelle Untersuchungsschwerpunkte, methodische Entwicklungen und Bilanzräume ist in [21, 129, 141, 151] zu finden. Auf diesen Arbeiten aufbauend wird das Modellkonzept PERSEUS-LTST geschaffen, mit dem die in Kapitel 1.2 genannten Fragestellungen untersucht werden können.

Das in dieser Arbeit beschriebene Modellkonzept baut auf der Arbeit von [21] und dem entwickelten Modell PERSEUS-NET auf, das auch schon in der Arbeit von [28] zum weiteren Einsatz kam. Die Beschreibung orientiert sich daher an der in den genannten Arbeiten gewählten Darstellungsweise.

Im Modell PERSEUS-LTST wird das deutsche Energiesystem als ungerichteter Graph mit Kanten und Knoten abgebildet. Kanten repräsentieren hierbei die Elektrizitäts- und Energieträgerflüsse zwischen den Knoten, wo diese Flüsse verteilt oder umgewandelt werden. In Abbildung 13 sind die Elemente und ihre Beziehung zueinander dargestellt, die im Folgenden kurz erläutert werden soll, da der hierarchische

Aufbau der Modellelemente ein Charakteristikum der PERSEUS Modelle darstellt.

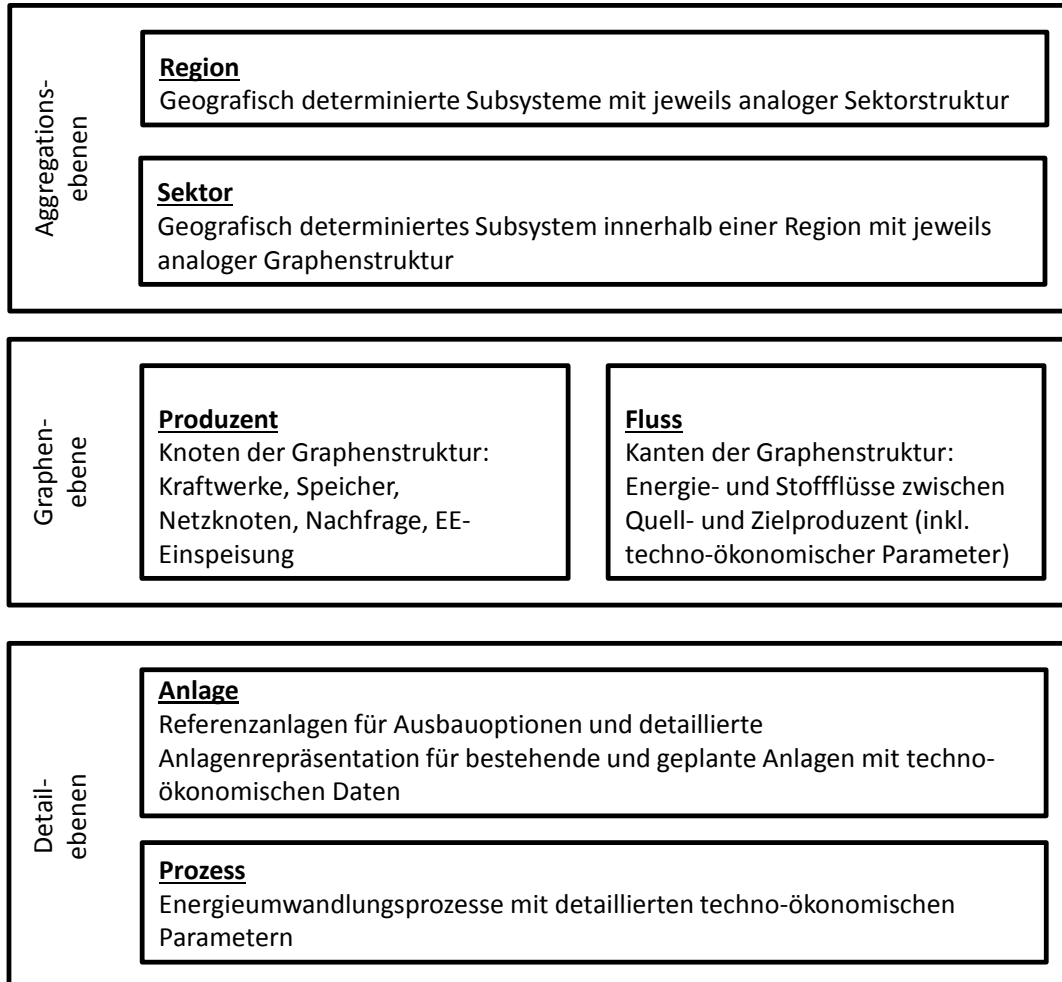


Abbildung 13: Hierarchieebenen und Elemente der Modellstruktur
Quelle: eigene Darstellung nach [21]

Die oberste Hierarchieebene stellen die Regionen ($reg \in REG$) dar, die der Abbildung von Ländern dienen. Einer Region werden Sektoren ($sec \in SEC$) zugeordnet. Jeder Sektor ist dabei nur einer Region zugeordnet, die selbst mehrere Sektoren beinhalten kann. Diese Sektoren repräsentieren in PERSEUS-LTST das an einem Netzknoten des Übertragungsnetzes zusammengefasste untergelagerte Energiesystem.

Jedem Sektor sind Produzenten ($\text{prod} \in \text{PROD}$ bzw. $\text{prod}' \in \text{PROD}'$) zugeordnet, die miteinander über Stoff- und Energieflüsse ($\text{Fl}_{\text{prod,prod}',\text{ec,t,seas}}$) verschiedener Energieträger ($\text{ec} \in \text{EC}$) verbunden sind. Die Produzenten bilden damit die Knoten, während die Flüsse die Kanten des Graphen bilden. Ein Sektor kann mehrere Produzenten zur Energieverteilung, Nachfragedeckung oder Erzeugung/Umwandlung enthalten (Vgl. Abbildung 14). Die Quellen und Senken des Graphen, die den Import und Export über die Systemgrenzen erlauben, kennzeichnen die Energieträgermärkte ($\text{imp} \in \text{PROD}$) und die Nachfrage nach Elektrizität ($\text{exp} \in \text{PROD}$). Jeder Produzent ist genau einem Sektor zugeordnet. Flüsse können zwischen den Zeitperioden Energie oder Stoffe übertragen. Der Wert dieser Flüsse stellt dabei eine Variable der Optimierung dar, bei der durch die Vorgabe von Flussober- und untergrenzen der Lösungsraum eingeschränkt werden kann.

Die Modellstruktur der Modellelemente und ihre Beziehung zueinander ist in Abbildung 14 zusammenfassend und exemplarisch dargestellt. Bei der modelltechnischen Abbildung des Übertragungsnetzes stellen die externen Netzknoten ($\text{ext} \in \text{EXT}$) die Netzknoten des Höchstspannungsnetzes dar, während die internen Netzknoten ($\text{int} \in \text{INT}$) die angeschlossenen unteren Netzebenen repräsentieren. Der Stromaustausch zwischen den externen Netzknoten wird über Kanten, über die die externen Netzknoten miteinander verbunden sind, abgebildet. Diese Kanten stellen das deutsche Übertragungsnetz in detaillierter Form dar, deren Elektrizitätsflüsse mit einer DC-Modellierung abgebildet werden. Die vorgegebenen Leitungen werden hierzu mit ihrer thermischen Obergrenze und ihrem Blindleitwert (Suszeptanz) charakterisiert. Den internen Netzknoten ist, sofern vorhanden, ein Erzeugerpark und eine Nachfrage zugeordnet. Bei der Abbildung des Übertragungsnetzes wird zwischen drei Typen von Netzknoten unterschieden. So gibt es erstens Umspannwerke, die die untergelagerten Netzebenen an das Übertragungsnetz anschließen,

zweitens Umspannwerke, die große Kraftwerke an das Übertragungsnetz anschließen und drittens Hilfsknoten, die benötigt werden, um Kreuzungspunkte der Höchstspannungsleitungen abzubilden.

In PERSEUS-LTST ist der Netzausbau nicht Bestandteil der Optimierung. In der Realität ist der Netzzubau, in noch höherem Maße als der Kraftwerkszubau, Gegenstand von nicht techno-ökonomischen Motiven und kann daher mit dem hier entwickelten Modell nicht adäquat beschrieben werden [28]. Der Netzausbau wird aus diesem Grund auf der Basis von Studien, die einen exakten Netzfluss bestimmen, vorgegeben. Auch die deutlich ansteigende Modellkomplexität bei der Vorgabe von Netzverstärkungs- oder Neubaumaßnahmen spricht für eine feste Vorgabe.

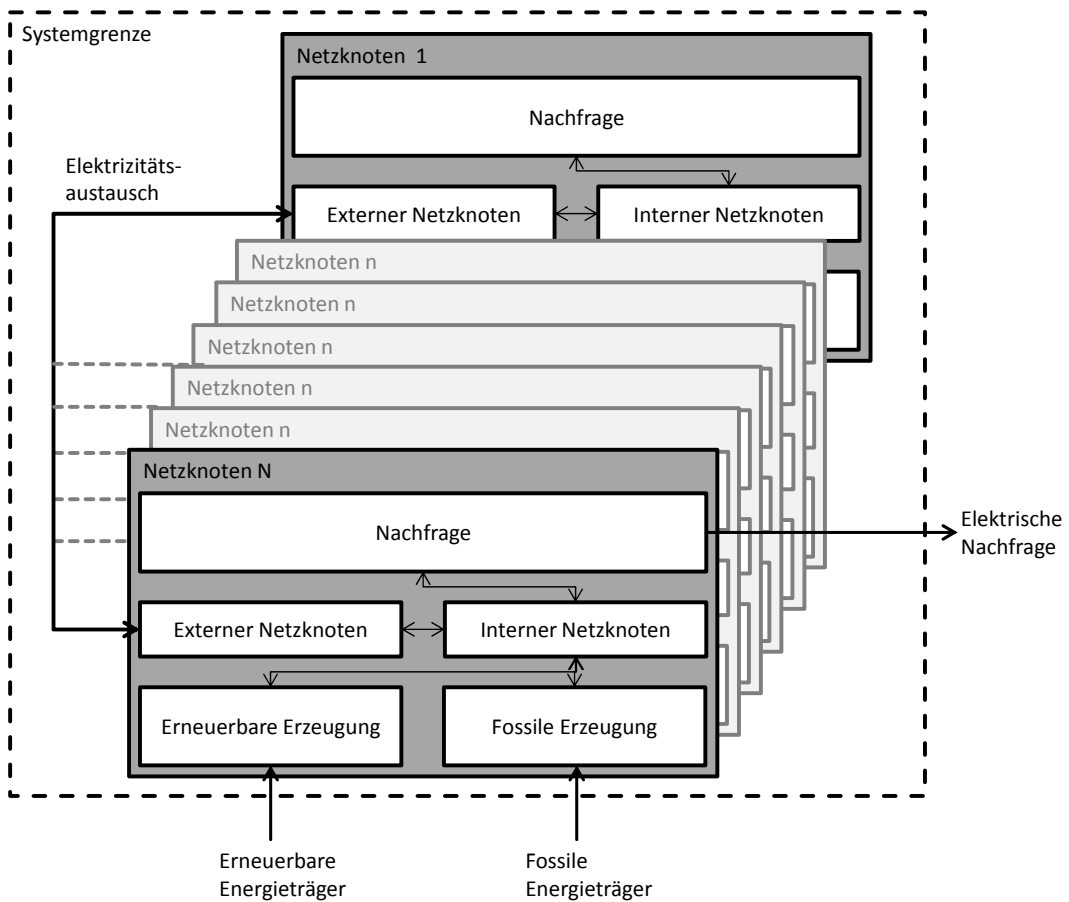


Abbildung 14: Vereinfachte Darstellung der Modellstruktur

Auf der Detailebene sind den Produzenten Anlagen (unit \in UNIT) zugordnet, die wiederum Prozesse (proc \in PROC) enthalten. Anlagen kennzeichnen in dieser Arbeit zumeist Kraftwerke zur Energiebereitstellung. Anlagen umfassen dabei sowohl Bestandsanlagen als auch Zubauoptionen. Je nach geographischer Situation stehen an einem Knoten Zubauoptionen verschiedener Technologieklassen zur Verfügung. Anlagen größer 100 MW sind dabei im Modell blockscharf abgebildet und verfügen im Modell über eigene Netzknoten, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Kleinere konventionelle und erneuerbare Anlagen werden jeweils einer NUTS-3-Region zugeordnet. Die zu den jeweiligen NUTS-3-Regionen korrespondierenden Erzeugungs- und Nachfragekapazitäten werden invers zu ihrer Entfernung auf die beiden nächstgelegenen Netzknoten aufgeteilt. Die

Kapazitäten der Anlagen stellen eine Variable der Optimierung dar. Eingeschränkt wird der Lösungsraum in Bezug auf diese Variable durch die Vorgabe bestehender Kapazitäten des Kraftwerksparks sowie Ober- und Untergrenzen des Anlagenzubaues. Daneben werden die bestehenden Kraftwerke durch die Vorgabe eines Außerbetriebnahmetermins beeinflusst. Darüber hinaus werden Anlagen charakterisiert durch technische Verfügbarkeiten, Laständerungskosten sowie fixe und variable Kosten. Auf der Ebene der Prozesse wird der Betrieb der Anlagen abgebildet. Ihre Nutzung stellt eine weitere Optimiervariable dar deren Freiheitsgrad analog zu den Flussgrenzen durch Ober- und Untergrenzen beschränkt werden kann.

4.3 Mathematische Beschreibung des Modells PERSEUS-LTST

Im Folgenden werden die mathematischen Zusammenhänge des entwickelten Modellkonzeptes dargestellt, die verwendete Datenbasis wird in Kap. 1 erläutert. Zunächst wird die Zielfunktionen der geschaffenen Modellumgebung vorgestellt und anschließend die modelltechnische Beschreibung des Energieversorgungssystems durch die Nebenbedingungen.

4.3.1 Zielfunktion

Die beiden Zielfunktionen des Modellkonzeptes PERSEUS-LTST sind eng miteinander verwandt und zielen jeweils auf eine Minimierung der entscheidungsrelevanten Systemausgaben bei Deckung der exogen vorgegebenen Elektrizitätsnachfrage.

Die Zielfunktion des Modells PERSEUS-LT enthält alle entscheidungsrelevanten Ausgaben (Gl. 4.1)¹. Bei der myopischen PERSEUS-Variante werden die Systemausgaben für jede betrachtete Periode einzeln betrachtet, im Gegensatz zum Perfect-Foresight Ansatz, bei dem ein intertemporales Optimum bestimmt wird. Über mehrere Summanden werden alle ausgabenbeeinflussenden Systemelemente, die zur Deckung der Nachfrage erforderlich sind, erfasst. Diese umfassen die Brennstoffbereitstellung, die CO₂-Emissionszertifikate, die Energieumwandlung sowie die Vorhaltung und den Zubau von Kraftwerkskapazitäten und Speichersystemen.

Diese Art der Modellierung beinhaltet die Annahme eines vollkommenen Marktes (ausreichende Anzahl an Marktteilnehmern, vollständige Transparenz und somit auch Konkurrenz) und die Vernachlässigung von strategischem Verhalten. Ziel ist es jeweils, eine gesamtwirtschaftlich optimale Lösung zu finden. Eine eingehende Untersuchung inwieweit diese Annahme des perfekten Marktes auf reale Märkte zutrifft, findet sich in [28, 29, 97].

¹ In der folgenden Beschreibung werden Gleichungen, Ungleichungen und Funktionen gleichermaßen als „Gleichungen“ bezeichnet.

$$\min \left(\begin{array}{l} \left(\begin{array}{l} \sum_{imp \in IMP} \sum_{ec \in EC} \sum_{prod \in PROD} (FL_{imp,prod,ec,t} * C_{fuel_{imp,prod,ec,t}}) \\ + \sum_{prod \in PROD} \sum_{ec \in EC} \sum_{prod' \in PROD'} (FL_{prod,prod',ec,t} * C_{var_{prod,prod',ec,t}}) \\ + \sum_{prod \in PROD} \sum_{ec \in EC} \sum_{exp \in EXP} (FL_{prod,ex,ec,t} * C_{var_{prod,ex,ec,t}}) \end{array} \right) \\ + \sum_{proc \in PROC} (PL_{proc,t} * C_{var_{proc,t}}) \\ + \sum_{unit \in UNIT} \left(\begin{array}{l} (Cap_{unit,t} * C_{fix_{unit,t}}) \\ + Cap_{New_{unit,t}} * C_{inv_{unit,t}} \\ (LV_{up_{unit,seas-1,seas,t}} + LV_{down_{unit,seas-1,seas,t}}) * C_{load_{unit,t}} \end{array} \right) \end{array} \right) \quad (4.1)$$

$\forall t \in T$

Der erste Summenterm beinhaltet alle Ausgaben für die Bereitstellung der Brennstoffe über die Importflüsse ($FL_{imp,prod,ec,t}$). Dies umfasst erstens die reinen spezifischen Brennstoffausgaben bis zum nutzenden Produzenten ($C_{fuel_{imp,prod,ec,t}}$), in denen die Ausgaben für die CO₂-Emissionszertifikate, entsprechend des Kohlenstoffgehalts der jeweiligen Brennstoffe, enthalten sind. Zweitens die spezifischen Durchleitungsentgelte und andere Ausgaben ($C_{var_{prod,prod',ec,t}}$), die beim Transport zwischen zwei Produzenten anfallen ($FL_{prod,prod',ec,t}$). Drittens sind die finanziellen Anreize für die Zielprodukte der PtG-Prozesse ($C_{var_{prod,exp,ec,t}}$) in den spezifischen Vergütungen der Flüsse zum Export ($FL_{prod,ex,ec,t}$) enthalten; vergleichbar der Berücksichtigung von finanziellen Anreizen der EE-Einspeisung bei [151]. Der zweite Summenterm beinhaltet die Ausgaben die mit der Energieumwandlung in den Prozessen ($PL_{proc,t}$) der Kraftwerken/Anlagen einhergehen ($C_{var_{proc,t}}$). Der dritte Term umfasst alle Investitionen ($C_{inv_{unit,t}}$) für die Installation neuer Kraftwerke ($Cap_{New_{unit,t}}$), die fixen Ausgaben ($C_{fix_{unit,t}}$) bestehender Kraftwerke ($Cap_{unit,t}$) und die Lastwechselkosten ($C_{load_{unit,t}}$) in Abhängigkeit der wechselnden Betriebsmodi der Kraftwerke ($LV_{up_{unit,seas-1,t}}$ und $LV_{down_{unit,seas-1,seas,t}}$). Bei den Investitionen für die Installa-

tion neuer Kraftwerke gehen die Investitionskosten annuitätisch in den Zielfunktionswert ein.

Die Zielfunktion des Modells PERSEUS-NET-ST entspricht weitgehend der oben beschriebenen Funktion, jedoch können die fixen Ausgaben für den Anlagenbetrieb sowie die Investitionen für den Anlagenneubau ignoriert werden. Hinzu kommen Kosten um den Teillastbetrieb der Prozesse ($\Delta cfuel_{proc,t,seas}$) zu berücksichtigen (Gl. 4.2).

$$\min \left(\begin{aligned} & \sum_{imp \in IMP} \sum_{ec \in EC} \sum_{prod \in PROD} (FL_{imp,prod,ec,t} * Cfuel_{imp,prod,ec,t}) \\ & + \sum_{prod \in PROD} \sum_{ec \in EC} \sum_{prod' \in PROD'} (FL_{prod,prod',ec,t} * Cvar_{prod,prod',ec,t}) \\ & + \sum_{prod \in PROD} \sum_{ec \in EC} \sum_{exp \in EXP} (FL_{prod,ex,ec,t} * Cvar_{prod,ex,ec,t}) \\ & + \sum_{proc \in PROC} \left((PL_{proc,t} * Cvar_{proc,t}) + \sum_{seas} \Delta Cfuel_{proc,t,seas} \right) \\ & + \sum_{unit \in UNIT} \sum_{seas \in SEAS} (LVup_{unit,seas-1,seas,t} + LVdown_{unit,seas-1,seas,t}) * Cload_{unit,t} \end{aligned} \right) \quad (4.2)$$

$\forall t \in T$

Im Folgenden werden die, die Zielfunktion ergänzenden, Nebenbedingungen vorgestellt. Diese Nebenbedingungen integrieren die technischen und ökonomischen Zusammenhänge des modellierten Systems in das Modell. Hier besteht bei der Modellerstellung stets die Herausforderung, die wesentlichen Abhängigkeiten abzubilden, ohne das Modell zu überfrachten. Aus Gründen der Komplexität ist hierbei bei den untersuchten Energiesystemen oft die Linearisierung nicht-linearer Zusammenhänge erforderlich.

4.3.2 Energie- und Stoffstrombilanzen

Nachfragedeckung. Die Nachfrage nach Energie oder Stoffen ($D_{prod,t,seas,ec}$) muss im Modell zu jedem Zeitpunkt für jeden Sektor (Netzknoten) erfüllt sein (Gl. 4.3). Dafür ist ein entsprechender Fluss von jedem Nachfrageproduzenten ($Fl_{prod,ex,ec,t,seas}$) über die Systemgrenze zu einer Senke des Graphen (EXP) erforderlich. Es kann somit im Modell für jeden Netzknoten ein eigener Nachfrageverlauf vorgegeben werden. Diese Nachfrage (sofern vorhanden) sorgt dafür, dass die Zielfunktion einen Wert größer null annehmen muss und ist somit die treibende Kraft des Modells.

$$FL_{prod,exp,ec,t,seas} = D_{prod,t,seas,ec} \quad (4.3)$$

$$\forall t \in T; \forall prod \in PROD; \forall seas \in SEAS; \forall ec \in EC$$

Bilanzierungsgleichungen. Die Bilanzierungsgleichungen stellen sicher, dass die Energie- und Stoffhaltung an allen Knoten des abgebildeten Modells eingehalten werden. Je nach der zeitlichen Auflösung, auf der die Betrachtung erfolgt, wird zwischen der saisonalen und der nicht-saisonalen Bilanz unterschieden (Gl. 4.4 und Gl. 4.5). Der Energieträger Elektrizität wird für jede Zeitscheibe einzeln bilanziert, während für beispielsweise Primärenergieträger eine rein jährliche (nicht-saisonale) Bilanzierung durchgeführt wird. In beiden Bilanzen gilt, dass die linke Seite der Gleichung alle Flüsse in den Knoten sowie die Erzeugung in diesem Knoten beschreibt, und die rechte Seite alle Flüsse aus dem Knoten heraus sowie die Nachfrage der Prozesse beschreibt. (IMP) steht hierbei für die Quellen und (EXP) für die Senken des Graphen. Über ($\eta_{proc,t}$) wird der Wirkungsgrad der Prozesse berücksichtigt. ($\lambda_{proc,ec}$) beschreibt den Anteil eines Energieträgers am Output eines Prozesses. In der saisonalen Bilanz wird die Energie- oder Stoffumwandlung in den Prozessen ($Pl_{proc,t,seas}$) mit dem Anteil der Nachfrage in der Zeitscheibe ($f_{proc,t,seas}$) an der gesamten Nachfrage des Betrachtungszeitraumes multipliziert.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{\text{imp} \in \text{IMP}} FL_{\text{imp},\text{prod},\text{ec},t} \\
 & \quad + \sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}_{\text{PROD},\text{ec}}} FL_{\text{prod}',\text{prod},\text{ec},t} \\
 & \quad + \sum_{\text{proc} \in \text{GENPROC}_{\text{PROD},\text{ec}}} PL_{\text{proc},t} * \lambda_{\text{proc},\text{ec}} \\
 = & \sum_{\text{exp} \in \text{EXP}} FL_{\text{prod},\text{exp},\text{ec},t} \tag{4.4} \\
 & \quad + \sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}'_{\text{PROD},\text{ec}}} FL_{\text{prod},\text{prod}',\text{ec},t} \\
 & \quad + \sum_{\text{proc} \in \text{DEMPROC}_{\text{PROD},\text{ec}}} PL_{\text{proc},t} * \frac{\lambda_{\text{proc},\text{ec}}}{\eta_{\text{proc},\text{ec}}}
 \end{aligned}$$

$\forall t \in T; \forall \text{prod} \in \text{PROD}; \forall \text{ec} \in \text{EC}_{\text{non-seas}}$

$$\begin{aligned}
 & \sum_{\text{imp} \in \text{IMP}} FL_{\text{imp},\text{prod},\text{ec},t,\text{seas}} \\
 & \quad + \sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}_{\text{PROD},\text{ec}}} FL_{\text{prod}',\text{prod},\text{ec},t,\text{seas}} \\
 & \quad + \sum_{\text{proc} \in \text{GENPROC}_{\text{PROD},\text{ec}}} PL_{\text{proc},t,\text{seas}} * \lambda_{\text{proc},\text{ec}} \\
 = & \sum_{\text{exp} \in \text{EXP}} FL_{\text{prod},\text{exp},\text{ec},t,\text{seas}} \tag{4.5} \\
 & \quad + \sum_{\text{prod}' \in \text{PROD}'_{\text{PROD},\text{ec}}} FL_{\text{prod},\text{prod}',\text{ec},t,\text{seas}} \\
 & \quad + \sum_{\text{proc} \in \text{DEMPROC}_{\text{PROD},\text{ec}}} PL_{\text{proc},t} * \frac{\lambda_{\text{proc},\text{ec}}}{\eta_{\text{proc},\text{ec}}} * f_{\text{proc},t,\text{seas}}
 \end{aligned}$$

$\forall t \in T; \forall \text{prod} \in \text{PROD}; \forall \text{ec} \in \text{EC}_{\text{seas}}; \forall \text{seas} \in \text{SEAS}$

Konsistenzgleichungen. Um für die Variablen der Prozess- und Flussnutzung Konsistenz zu gewährleisten, muss gelten, dass die Summe der saisonalen Werte den nicht-saisonalen Werten entspricht. In (Gl. 4.6) ist dieser Zusammenhang für die Prozessnutzung dargestellt. Eine analoge Forderung gilt für die Flüsse. Die Flussvariablen können mit oberen ($FLMax_{prod,prod',ec,t,seas}$) und unteren ($FLMin_{prod,prod',ec,t,seas}$) Grenzen eingeschränkt werden oder ihnen kann ein fester Wert ($FLLev_{prod,prod',ec,t,seas}$) zugewiesen werden. Die Prozessnutzung wird über die Anlagenkapazität und die minimalen und maximalen Volllaststunden begrenzt, wie in Kapitel 4.3.4 erläutert.

$$\sum_{seas \in SEAS} PL_{proc,t,seas} = PL_{proc,t} \quad (4.6)$$

$$\forall t \in T; \forall proc \in (PROC \setminus PROC_{volatil})$$

Da die Abbildung von erneuerbaren und volatil einspeisenden Energien im Modell gesondert erfolgt, gilt obenstehende Gleichung (Gl. 4.6) nicht für die volatilen Prozesse. Die Abbildung der volatilen EE wird in Kapitel 4.3.6 beschrieben.

4.3.3 Kapazitätsrestriktionen

Die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten ist Gegenstand der Optimierung der Ausbauplanung. Kapazitätsvariablen sind nicht saisonal unterschiedlich sondern gelten jeweils für ein Stützjahr. Daher werden sie im Gegensatz zu Flussvariablen nicht saisonal definiert. Dabei wird zwischen bestehenden Kraftwerken ($CapRes_{unit,t}$) und Zubauoptionen unterschieden. Bestehende und neue Kraftwerke zusammen ergeben den in der Betrachtungsperiode zur Verfügung stehenden Kraftwerks-park, wie in (Gl. 4.7). dargestellt. Für jede Anlage und jede Periode können obere ($CapMax_{unit,t}$) und untere ($CapMin_{unit,t}$) Grenzen festgelegt werden. Hierdurch können Stilllegungspläne, beispielsweise für

Kernkraftwerke und Zubaupläne, beispielsweise für EE festgelegt werden.

$$Cap_{unit,t} \geq CapRES_{unit,t} + CapNew_{unit,t'} \quad (4.7)$$

$$\forall t \in T; \forall unit \in UNIT$$

Bei der Berechnung der Einsatzplanung ist kein Zubau von Anlagen möglich. Die vorgegebene Last muss mit dem bestehenden Kraftwerkspark gedeckt werden.

4.3.4 Prozessrestriktionen

Anlagenverfügbarkeit. Die Anlagenkapazität hat direkte Auswirkungen auf die der Anlage zugeordneten Prozesse. Diese können nur soweit genutzt werden, wie die Anlagenkapazität und der angenommene durchschnittliche Anlagenverfügbarkeitsfaktor ($Avai_{unit,t}$) dies zulassen. In (Gl. 4.8) wird diese Bedingung eingefordert. Die durchschnittliche Anlagenverfügbarkeit ist geringer als die installierte Kapazität, weil aufgrund von geplanten und ungeplanten Ausfällen die Anlage nicht jederzeit zur Verfügung steht.

$$Cap_{unit,t} * Avai_{unit,t} * h_{seas} \geq \sum_{proc \in PROC_{unit}} PL_{proc,t,seas} \quad (4.8)$$

$$\forall t \in T; \forall unit \in UNIT; \forall seas \in SEAS$$

Minimale und maximale Volllaststunden. Neben den Beschränkungen, die sich aus der installierten Kapazität und der durchschnittlichen Anlagenverfügbarkeit ergeben, werden für alle Prozesse minimale und maximale Volllaststunden ($VLHMax_{proc,t}$ bzw. $VLHMin_{proc,t}$) vorgegeben (Gl. 4.9 und Gl. 4.10).

$$\frac{VLHMax_{proc,t}}{h_{year}} * Cap_{unit_{proc,t}} \leq PL_{proc,t} * \lambda_{proc,elec} \quad (4.9)$$

$$\forall t \in T; \forall proc \in PROC$$

$$\frac{VLHMin_{proc,t}}{h_{year}} * Cap_{unit_{proc,t}} \geq PL_{proc,t} * \lambda_{proc,elec} \quad (4.10)$$

$$\forall t \in T; \forall proc \in PROC$$

Kraft-Wärme-Kopplung. Anlagen mit Prozessen, die neben Elektrizität auch Wärme bereitstellen, unterliegen zusätzlichen Restriktionen in ihrer Betriebsweise. Diesen Anlagen, die Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugen, kann eine Mindestlast je Zeitscheibe ($Course_{Heat,t,seas}$) einer ‚must-RUN‘-Bedingung entsprechend, vorgegeben werden. Dadurch kann sichergestellt werden, dass die Anlagen auch betrieben werden, wenn aus Systemsicht sie nicht zur Lastdeckung eingesetzt würden, der lokale Wärmebedarf aber trotzdem gedeckt werden muss. Dazu wird eine Untergrenze, ähnlich wie die Obergrenze bei der Integration der fluktuierenden EE ein Einspeiseverlauf, dem Modell (Vgl. Kapitel 4.3.6), vorgegeben (Gl. 4.11).

$$PL_{proc,seas,t} \geq Course_{Heat,t,seas} * CapRes_{unit,t} * h_{seas} \quad (4.11)$$

$$\forall proc \in PROC_{Heat}; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS; \forall heat \in EC$$

Lastwechselkosten. Um die unterschiedlichen Fähigkeiten der verschiedenen im Modell abgebildeten Kraftwerksklassen zum Lastwechsel zu berücksichtigen, werden Lastwechselkosten berechnet (Gl. 4.12). Hierzu wird die Laständerung zwischen zwei Zeitscheiben über zwei positive Variablen ($LVup_{unit,seas-1,seas,t}$ und $LVdown_{unit,seas-1,seas,t}$) erfasst, um den Betrag der Laständerung zu erhalten. Der Betrag der Laständerung wird mit der Häufigkeit der Anzahl der Übergänge zwischen den jeweils betrachteten Zeitscheiben ($No_{unit,seas-1,seas,t}$)

gewichtet. Multipliziert mit den Laständerungskosten der betroffenen Anlage geht dieser Wert in die Zielfunktion ein.

$$\begin{aligned}
 & LVup_{unit,seas-1,seas,t} + LVdown_{unit,seas-1,seas,t} \\
 & = No_{seas-1,seas} * \\
 & \sum_{proc \in PROC_{unit}} \left(\left(\frac{PL_{proc,seas,t}}{h_{seas}} - \frac{PL_{proc,seas-1,t}}{h_{seas-1}} \right) * \frac{1}{\eta_{proc,t}} \right)
 \end{aligned} \tag{4.12}$$

$$\forall t \in T; \forall unit \in UNIT; \forall seas \in SEAS$$

Zukünftig ist ein zunehmender Lastwechselbetrieb der Kraftwerke, der sich aus einer Zunahme der Einspeisung der fluktuierenden EE ergibt, zu erwarten, wie in [152] gezeigt. Für eine vollständige Abbildung des zukünftigen Energiesystems müssen die technischen und ökonomischen Restriktionen des Betriebs der thermischen Kraftwerke daher detailliert abgebildet werden. In dieser Arbeit werden diese in PERSEUS-ST mit ergänzenden Gleichungen detailliert berücksichtigt. Die nachfolgend beschriebenen Gleichungen zur Einschränkung der Prozesse gelten daher nur für das Einsatzplanungsmodell PERSEUS-ST, in dem der Betrieb der thermischen Kraftwerke neben den Lastwechselkosten zusätzlich durch Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten sowie Minimalleistungen und Wirkungsgradverluste im Teillastbetrieb eingeschränkt ist.

Minimale Leistungen. Die Modellierung von Mindestleistungen sowie Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten ist nur für bestehende Anlagen möglich ohne dass das Modell nicht-lineare Abhängigkeiten aufweist, denn die Mindestleistung ist eine Funktion der installierten Leistung. Daher ist neben der Rechenzeit dies ein weiterer Grund dafür, diese Restriktionen nicht in PERSEUS-LT zu berücksichtigen, sondern in der detaillierten Einsatzplanung, die in PERSEUS-ST durchgeführt wird. Wie in [153] gezeigt, lassen sich trotzdem gute Ergebnisse für die

Ausbauplanung durch die alleinige Berücksichtigung der Laständerungskosten erreichen. Bei der Einsatzplanung ist hingegen eine Verbesserung der Ergebnisgüte durch die detailliertere Abbildung der Betriebsrestriktionen zu erwarten.

Kraftwerke können aus verschiedenen Gründen (Vgl. [123]) nur oberhalb einer minimalen Leistung betrieben werden. Für Teile des in der Einsatzplanung bestehenden thermischen Kraftwerksparks wird daher eine Mindestleistung modelliert. Hierzu wird eine Binärvariable ($BIN_{proc,t,seas}$) eingeführt, die für jeden Prozess für jede Zeitscheibe angibt, ob die Anlage in Betrieb ($BIN=1$) oder aus ($BIN=0$) ist. Die Obergrenze des Betriebs wird mittels eines Skalars (M) gebildet. Der Wert dieses Skalars muss dabei mindestens dem maximalen Prozessniveau entsprechen. Mit den zwei Gleichungen 4.13 und 4.14 ist sichergestellt, dass die Anlage für den Fall, dass sie in Betrieb ist, zwischen ihrer Mindest- und Maximalleistung betrieben wird.

$$PL_{proc,t,seas} \tag{4.13}$$

$$\geq CapRES_{unit,t} * h_{seas} * PLmin_{proc,t} * BIN_{proc,t,seas}$$

$$\forall proc \in PROC_{MAJOR} \subset PROC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

$$PL_{proc,t,seas} \leq M * BIN_{proc,t,seas} \tag{4.14}$$

$$\forall proc \in PROC_{MAJOR} \subset PROC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten. Wie in Kap 1 beschrieben, stellen Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten eine in Optimiermodellen häufig gewählte Methodik dar, um die Flexibilität von Kraftwerken abzubilden (Vgl. [154]). Hierzu dienen im Modell PERSEUS-ST die nachfolgenden Gleichungen (Gl. 4.15 und 4.16). Die Binärvariable zur Zustandsbeschreibung des Prozesses ist in diesen Gleichungen dieselbe, die auch zur Abbildung der minimalen Leistungen und der Teillastwirkungsgrade genutzt wird. Hierzu wird für jeden Prozess eine

Mindestbetriebsdauer (Betrieb) und Stillstandszeit (Stillstand) definiert.

$$\sum_{seas'=seas-Betrieb_{proc,t,seas}+1}^{seas} (BIN_{proc,t,seas}) \quad (4.15)$$

$$\geq (BIN_{proc,t,seas} - BIN_{proc,t,seas+1}) * Betrieb_{proc,t}$$

$$\forall proc \in PROC_{MAJOR} \subset PROC; \forall t \in T; \forall seas, seas' \in SEAS$$

$$\sum_{seas'=seas-Betrieb_{proc,t,seas}}^{seas-1} (1 - BIN_{proc,t,seas}) \quad (4.16)$$

$$\geq (BIN_{proc,t,seas} - BIN_{proc,t,seas-1}) * Stillstand_{proc,t}$$

$$\forall proc \in PROC_{MAJOR} \subset PROC; \forall t \in T; \forall seas, seas' \in SEAS$$

Teillastwirkungsgrade. Der spezifische Kraftstoffverbrauch eines Kraftwerks ist abhängig von der Leistung bei der es betrieben wird. Im Teillastbetrieb sinkt typischerweise der Wirkungsgrad, woraus ein erhöhter spezifischer Brennstoffbedarf resultiert, wie in Kap 5.2 erläutert. Nach [123, 125] lässt sich dieser Zusammenhang gut über (Gl. 4.17) linearisieren. Im Modell ist das folgendermaßen abgebildet: In der Berechnung der saisonalen Bilanz wird der Brennstoffverbrauch mit dem maximalen Wirkungsgrad berechnet. Daher ist es für eine adäquate Teillastabbildung erforderlich, die Differenz zwischen dem Brennstoffbedarf im Teillastbetrieb - berechnet mit maximalem Wirkungsgrad (η) und dem verminderten Wirkungsgrad, der unter Berücksichtigung des minimalen Wirkungsgrades (η_{min}) berechnet wird - zusätzlich zu berücksichtigen. Weiter wird ein maximales Prozesslevel (PLmax) und ein minimales Prozesslevel (PLmin) definiert, abhängig von der Mindestleistung. In der nachfolgend dargestellten (Gl. 4.17) werden die zusätzlichen Brennstoffkosten für diese Diffe-

renz der Kosten zwischen Brennstoffbedarf bei idealem und angepasstem Wirkungsgrad berechnet. Hierbei ist der Vollständigkeit halber zu erwähnen, dass das Verhältnis von maximalen zu minimalen Prozesslevel stets größer sein muss als das Verhältnis des maximalen zu minimalem Wirkungsgrad, was bei den betrachteten Energieumwandlungsprozessen stets der Fall ist. Mit der verwendeten Methodik werden die zusätzlichen Brennstoffkosten berücksichtigt, nicht jedoch der erhöhte Brennstoffbedarf an sich.

In der Gleichung wird zwischen den vier möglichen Betriebszuständen des Prozesses unterschieden: Betrieb bei minimaler Last, Betrieb zwischen minimaler und maximaler Last, Betrieb bei maximaler Last, Prozess ausgeschaltet. Hierzu besteht die Gleichung aus drei Termen, die jeweils mit den spezifischen Brennstoffkosten multipliziert werden. Im Fall des Betriebs bei minimaler Last berechnet der erste Term die Brennstoffkosten, die aus dem Betrieb mit vermindertem Wirkungsgrad resultieren. Der zweite Term ist in diesem Fall gleich null, da das Prozesslevel dem minimalen Prozesslevel entspricht. Der dritte Term reduziert die Brennstoffkosten um den Teil, der bereits in der Zielfunktion enthalten ist, so dass die Gleichung nur die zusätzlichen Brennstoffkosten bestimmt. Im Fall des Betriebs zwischen Mindest- und Volllast ergeben sich die Brennstoffkosten aus den Termen eins und zwei, während der dritte Term erneut die bereits in der Zielfunktion enthaltenen Brennstoffkosten enthält, so dass nur die zusätzlichen Kosten bestimmt werden. Wird die Anlage bei Volllast betrieben oder ist sie ausgeschaltet, entstehen keine zusätzlichen Kosten, so dass auch die Summe der drei Terme jeweils null ergibt.

$$\begin{aligned}
 \Delta C_{fuel_{proc,t,seas}} &= \\
 &= cfuel_{proc,t,seas} * \left(BIN_{proc,t,seas} * \frac{PLmin_{proc,t}}{\eta min_{proc,t}} \right. \\
 &\quad + \frac{Plmax_{proc,t}/\eta_{proc,t} - PLmin_{proc,t}/\eta min_{proc,t}}{Plmax_{proc,t} - PLmin_{proc,t}} \quad (4.17) \\
 &\quad * \left((PL_{proc,t,seas} - PLmin_{proc,t}) + (1 - BIN_{proc,t,seas}) \right. \\
 &\quad \quad \left. * (PLmin_{proc,t}) \right) \\
 &\quad \left. - \frac{PL_{proc,t,seas}}{\eta_{proc,t}} \right)
 \end{aligned}$$

$$\forall proc \in PROC_{MAJOR} \subset PROC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

4.3.5 Stromnetzrestriktionen

Die modelltechnische Abbildung des DC-Ansatzes folgt der von [21]. Hierauf sei auch für eine ausführlichere, über die in Kapitel 3.2.1 hinausgehende Beschreibung der Theorie des DC-Ansatzes verwiesen.

Wirkleistungsflüsse und Admittanzmatrix. Die Wirkleistung P eines Lastflusses wird bei der DC-Modellierung als Produkt von Suszeptanz (Blindleitwert B) und Phasenwinkeldifferenz (θ) berechnet. In (Gl. 4.18) ist dies in Matrixschreibweise dargestellt. Bei einer gegebenen Impedanz X und einem ohmschen Widerstand R können die Elemente der Matrix wie in (Gl. 4.19) beschrieben, berechnet werden. Da im Modell nur Wirkleistungsflüsse berücksichtigt werden, stellt B die Admittanzmatrix des Elektrizitätsnetzes dar. Die Elemente auf der Diagonalen der Admittanzmatrix geben dabei die Summe der Admittanzen des jeweiligen Knotens zu anderen Knoten an. Die Elemente

die nicht auf der Diagonalen liegen, geben die Admittanzen der Leitungen zwischen zwei Knoten an.

$$[P] = [B] * [\theta] \quad (4.18)$$

$$B_l = \frac{-X_l}{R_l^2 + X_l^2} \quad (4.19)$$

Wirkleistungsflüsse. Um die Wirkleistungsflüsse im Modell den obigen Gleichungen entsprechend abzubilden, werden (Gl. 4.20 und Gl. 4.21) im Modell berücksichtigt. (Gl. 4.20) bewirkt, dass der Wirkleistungsfluss $FL_{ext,ext',elec,t,seas}$ über eine Leitung (ext,ext') dem Produkt aus Suszeptanz $h_{ext,ext',ext'',t}$ und der Phasenwinkeldifferenz $\theta_{ext'',t,seas}$ am Knoten ext'' zu jedem Zeitpunkt entspricht.

$$\begin{aligned} & \frac{FL_{ext,ext',elec,t,seas}}{h_{seas}} \\ &= \sum_{ext'' \in EXT} h_{ext,ext',ext'',t} * \theta_{ext'',t,seas} \end{aligned} \quad (4.20)$$

$$\forall ext, ext' \in EXT \subset PROD; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

(Gl. 4.21) bewirkt, dass die Summe der Netto-Einspeisungen (Netl- $n_{ext,elec,t,seas}$) an einem Knoten der Differenz aus den dem Knoten zu- und abfließenden Wirkleistungsflüsse zu jedem Zeitpunkt entspricht. Die Netto-Einspeisung ergibt sich aus der Erzeugung und der Nachfrage von Elektrizität am Knoten. Einspeisungen entsprechen hierbei der Erzeugung von Elektrizität in Kraftwerken und nachgefragte Elektrizität der Übergabe an Transformatoren untergelagerter Netzebenen. Die zu- und abfließenden Wirkleistungsflüsse werden gemäß (Gl. 4.21) berechnet als Produkt der Elemente der Admittanzmatrix $b_{ext,ext',t}$ und der Phasenwinkeldifferenz $\theta_{ext',t,seas}$.

$$NetIn_{ext,elec,t,seas} = \sum_{ext' \in EXT} b_{ext,ext',t} * \theta_{ext',t,seas} \quad (4.21)$$

$$\forall ext \in EXT; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

Thermische Grenzen der Leitungen. Die thermischen Grenzen ($ThLimit_{ext,ext',t}$) der Leitungen werden im Modell als Flussbegrenzungen behandelt (Gl. 4.22 und Gl. 4.23). Da keine Berücksichtigung der Blindleistung vorgenommen wird, werden Durchschnittswerte für typische Übertragungsleitungen angenommen. Da es sich bei der DC-Abbildung um einen ungerichteten Graphen handelt, wird der Fluss ($Fl_{ext,ext',elec,t,seas}$) in beide Richtungen begrenzt.

$$FL_{ext,ext',elec,t,seas} \geq (-1) * ThLimit_{ext,ext',t} \quad (4.22)$$

$$\forall ext, ext' \in EXT \subset PROD; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

$$FL_{ext,ext',elec,t,seas} \leq ThLimit_{ext,ext',t} \quad (4.23)$$

$$\forall ext, ext' \in EXT \subset PROD; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

Slackknoten. Für eine gültige DC-Lastflussrechnung muss mit einer weiteren Gleichung ein „Slack“-Knoten ($Slack_{ext}$) definiert werden (Gl. 4.24). Alle anliegenden Spannungen und Stromstärken werden zu diesem Knoten in Beziehung gesetzt. Daher bekommt dieser Bezugs-Knoten eine Phasenwinkeldifferenz von null zugewiesen.

$$\theta_{ext,t,seas} * Slack_{ext} = 0 \quad (4.24)$$

$$\forall ext \in EXT; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

$$mit Slack = \begin{cases} 1, & \text{für den Slack – Knoten} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$$

4.3.6 Restriktionen der fluktuierenden Erzeugung

Verlauf der fluktuierenden EE-Einspeisung. Erneuerbare Einspeisungen aus volatilen Einheiten werden über einen Verlauf, der basierend auf historischen meteorologischen Daten ermittelt wurde, in das Modell eingebracht (Vgl. Kapitel 5.3) (Gl. 4.25). Die Obergrenze der Einspeisung, die sich aus dem vorgegebenen Verlauf, der Anlagenkapazität und der Länge der Zeitscheibe ergibt, beschreibt die maximal mögliche Einspeisung aus einer EE-Anlage zu jeder Stunde. Dabei ist die Obergrenze individuell für jede Stunde festgelegt und ist definiert als Anteil an verfügbarer Leistung zu installierter Leistung. Um eine Energiemenge zu erhalten wird dieser Wert mit der installierten Leistung und der Länge der Zeitscheibe multipliziert (Gl. 4.25).

$$PL_{proc,seas,t} \leq Course_{ec,seas,t} * CapRES_{unit,t} * h_{seas} \quad (4.25)$$

$$\forall proc \in PROC_{volatil}; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS; \forall ec \in EC_{volatil}$$

Da die volatilen Energieträger von der Konsistenzgleichung (Gl. 4.6) ausgenommen sind, erlaubt die gewählte Abbildung die Abregelung der fluktuierenden EE. Die Summen der Prozessniveaus je Zeitscheibe ergeben dann nicht mehr zwangsläufig die Summen des nicht-saisonalen Prozesslevel. Eine Abschaltung der EE-Anlagen kann gemäß (Gl. 4.25) durch das Optimiermodell vorgenommen werden und steht hiermit zunächst im Gegensatz zur aktuellen Gesetzgebung, die für die Abregelung strenge Grenzen vorsieht. Jedoch werden der Einspeisung

aus fluktuierenden EE-Anlagen im Modell keine Kosten zugewiesen. Dadurch erhält das Modell einen Anreiz, EE vorrangig zu nutzen.

4.3.7 Restriktionen von Speichern und Lastverschiebepotentialen

Speicherfüllstand. Die Speicherung elektrischer Energie wird im Modell über drei Variablen abgebildet. Dies ist erforderlich, da Speicher zum einen Elektrizität erzeugen ($Pl_{proc,t,seas}$) und zum anderen Elektrizität nachfragen ($Pl_{proc',t,seas}$) können. Diese beiden Prozesse des Ein- und Ausspeicherns hängen dabei vom Speicherstand ($StorageState_{unit,t,seas}$) ab und sind miteinander über (Gl 4.26) gekoppelt. Die Wirkungsgrade der Ein- und Ausspeicherprozesse finden ebenfalls Berücksichtigung. Der Wirkungsgrad des Einspeicherns wird bereits in der saisonalen Energie- und Stoffstrombilanz berücksichtigt, während der Wirkungsgrad der Ausspeicherung ($\eta_{proc,elec}$) hier Berücksichtigung findet. Somit gilt, dass der aktuelle Speicherstand, dem Speicherstand aus der vorhergehenden Zeitscheibe korrigiert um Einspeicherung und Ausspeicherung entspricht. Die Gleichung gilt für die Mehrheit aller Zeitscheiben, ausgenommen sind jedoch die ersten Zeitscheiben jeder betrachteten Jahreszeit sowie des abgebildeten Extremtags, dessen zeitliche Struktur und Bedeutung in Kapitel 5.1.1 eingehend erläutert wird. Spezielle Gleichungen gelten für die Konsistenz der Speichergleichungen über das Betrachtungsjahr (Gl. 4.27). So wird gefordert, dass der Speicherstand am Ende einer Saison wieder dem Speicherstand vom Anfang der Saison entspricht. Der Speicherstand am Ende der Saison (z entspricht der Anzahl an Zeitscheiben der Saison) ist gleich dem zu Beginn. Dazu werden zwei Hilfindexmengen eingeführt (Seas-Start und ExtremStart), die jeweils die erste Zeitscheibe der Jahreszeiten bzw. des Extremtags enthalten. Weiter muss gelten, dass der Speicherstand zu keinem Zeitpunkt kleiner als null ist. Eine Ausspeicherung ist also nur möglich bei entsprechend hohem Speicherlevel.

$$\begin{aligned}
 & StorageState_{unit,t,seas} \\
 & \geq StorageState_{unit,t,seas-1} \quad (4.26) \\
 & + \sum_{proc' \in PROC_{unit}} \frac{PL_{proc',t,seas}}{h_{seas}} * \lambda_{proc',elec} \\
 & + \sum_{proc \in PROC_{unit}} \frac{PL_{proc,t,seas}}{h_{seas}} * \frac{\lambda_{proc,elec}}{\eta_{proc,ec}}
 \end{aligned}$$

$$\forall proc, proc' \in PROC_{elecstor}; \forall t \in T; \forall seas \in (SEAS \setminus SeasStart \cup ExtremStart); \forall ec \in EC_{elecstor}; \forall unit \in Storage$$

$$StorageState_{unit,t,seas+z-1} = StorageState_{unit,t,seas} \quad (4.27)$$

$$\forall proc \in PROC_{volatil}; \forall t \in T; \forall seas \in (SeasStart \cup \&ExtremStart); \forall ec \in EC_{volatil}; \forall unit \in Storage$$

Pumpspeicherkapazität und -leistung. Neben der Konsistenz der Entwicklung des Speicherstandes gelten weitere Gleichungen für Pumpspeicher (Gl. 4.28 und Gl. 4.29), um die Speicherkapazität korrekt im Modell abzubilden. Hierbei wird für Pumpspeicher ein Speichervolumen ($StorVolume_{unit,t}$), für Batteriespeicher und Lastverschiebepotential ein festes Verhältnis von Speicherleistung zu Speicherkapazität ($StorRatio$) vorgegeben. Für Pumpspeicher wird vorgegeben, dass die Speicherkapazität linear von der installierten Leistung abhängt. Daher wird mit einer höheren installierten Leistung auch ein größeres Speichervolumen verfügbar.

$$StorageState_{unit,t,seas} \quad (4.28)$$

$$\leq \frac{Cap_{unit,t}}{CapMax_{unit,t}} * StorVolume_{unit,t}$$

$$\forall proc \in PROC_{volatil}; \forall t \in T; \forall seas \in (SeasStart \cup \&ExtremStart); \forall ec \in EC_{volatil}; \forall unit \in Storage$$

Die maximale Leistung eines Prozesses wird basierend auf der installierten Leistung einer Anlage berechnet. Bei Speichern sind der Einspeicher- und Ausspeicherprozess der gleichen Anlage zugeordnet. Daher wird eine weitere Gleichung für Pumpspeicher benötigt, um unterschiedliche Einspeicher- und Ausspeicherleistungen vorgeben zu können, da diese nicht identisch sein müssen. Dazu wird ein Verhältnis von Pump- zu Turbinierleistung ($PumpRatio_{unit,t}$) vorgegeben (Gl. 4.29).

$$PL_{pump,t,seas} \quad (4.29)$$

$$\leq CAP_{unit,t} * h_{seas} * Avai_{unit,t} * PumpRatio_{unit,t}$$

$$\forall proc \in PROC_{volatil}; \forall t \in T; \forall seas \in (SeasStart \cup ExtremStart); \forall ec \in EC_{volatil}; \forall unit \in Storage$$

Batteriespeicherkapazität und Lastverschiebepotentiale. Für Batteriespeicher wird ein festes Verhältnis zwischen Speicherleistung und Speicherkapazität definiert (Gl. 4.30).

$$StorageState_{unit,t,seas} \leq StorRatio_{unit,t} * Cap_{unit,t} \quad (4.30)$$

$$\forall proc \in PROC_{volatil}; \forall t \in T; \forall seas \in (SeasStart \cup ExtremStart); \forall ec \in EC_{volatil}; \forall unit \in Storage$$

In mancher Hinsicht stellen Lastverschiebepotentiale (LVP oder auch Demand-Side-Management (DSM)) eine Alternative zu Speichern dar. Insbesondere im kurzfristigen Zeithorizont ist zu erwarten, dass durch LVP der Speicherbedarf und Einsatz reduziert werden kann. Diese

werden daher ebenfalls über (Gl. 4.30) abgebildet, wie in Kapitel 2.2.4 näher erläutert. Hierbei stellt zukünftig insbesondere die durch die möglicherweise verstärkte Verbreitung von Elektrofahrzeugen generierte Last ein LVP dar, das im Rahmen der hier durchgeführten Untersuchungen keine detaillierte Berücksichtigung finden soll. Die Berücksichtigung der Elektromobilität ist detailliert zu finden in [28, 111].

4.4 Lösungsverfahren

Bei der Untersuchung langfristiger Entwicklungen von Energiesystemen aus der Sicht eines zentralen Planers, ist es das Ziel der Optimierung, eine kostenminimale Lösung aufzuzeigen. Daher sollten entweder exakte Lösungsverfahren oder stochastische Verfahren eingesetzt werden, während heuristische Verfahren ausgeschlossen werden können. Für komplexe Modelle mit einer Vielzahl von Entscheidungsstufen ist eine stochastische Optimierung mit erheblichem Rechenaufwand behaftet. Dieser Rechenaufwand kann die Rechenzeit eines deterministischen Problems um ein Vielfaches übertreffen [145]. Im Folgenden soll daher auf deterministische Lösungsverfahren zurückgegriffen werden. Die Unsicherheit in den Eingangsparametern wird über Szenarioanalysen berücksichtigt.

Für die vorliegende Arbeit, die die Klassen der linearen Programme (LP) und der gemischt-ganzzahligen linearen Programme (MIP) betrifft, stehen mehrere Lösungsverfahren zur Verfügung, die im Folgenden kurz beschrieben werden. Die genannten Lösungsverfahren sind in der Lage global optimale Lösungen zu finden sowie den Nachweis zu erbringen ob eine solche existiert. [155]

Zur Lösung von LP kann das Simplex-Verfahren oder das Innere-Punkte-Verfahren eingesetzt werden. Bei einem LP weisen sowohl die Zielfunktion als auch die Nebenbedingungen nur rein lineare Abhän-

gigkeiten von den Variablen auf. Das von Dantzig entwickelte Simplex-Verfahren weist gemäß Theorie eine exponentielle Laufzeit auf. In der Praxis ergeben sich jedoch oft sehr zügige Rechenzeiten für die Mehrzahl der Probleme. Ein weiteres in LP einsetzbares Verfahren stellt das Innere-Punkte-Verfahren dar [156], welches aufgrund der gemäß Theorie nur polynomialen Laufzeit dem Simplex-Verfahren überlegen sein sollte. Im Gegensatz zum Simplex-Verfahren, welches die Ecken des Lösungsraumes absucht, von denen eine die Optimallösung darstellt, sucht das Innere-Punkte-Verfahren die optimale Lösung über einen Weg durch das Innere des Lösungsraumes. [155, 157]

MIP-Probleme lassen sich mit dem Branch-and-Bound Algorithmus bzw. dessen Weiterentwicklung, dem Branch-and-Cut Algorithmus lösen. Ein MIP Problem könnte durch Lösung der linearen Probleme, die sich bei Kombination aller möglichen Ausprägungen der ganzzahligen Variablen ergeben, gelöst werden, indem durch diese vollständige Enumeration der Lösungen der optimale Zielfunktionswert gefunden werden kann. Dies stellt zugleich auch den ungünstigsten Fall hinsichtlich der Rechenzeit dar. Beim Branch-and-Bound Algorithmus wird demgegenüber durch einen Schrankenwertvergleich, in jedem Schritt eine Vielzahl an Kombinationen ausgeschlossen, sofern diese nicht die Ideallösung enthalten können. Das Vorgehen im Detail wird beschrieben in [123, 142]. Eine weitere Beschleunigung des Lösungsprozess kann erreicht werden durch den Einsatz des Branch-and-Cut Algorithmus, wodurch das Vorgehen des Branch-and-Bound Algorithmus mit einem Schrittabenverfahren unterstützt wird. [158]

4.5 Implementierung

Das beschriebene Modell wurde in der Programmiersprache GAMS, General Algebraic Modelling System, (Version 23.9.1) geschrieben und nutzt den kommerziellen Solver CPLEX (Version 12.4.0.1) [159]. Die

Daten des Modells werden in MS Excel vorgehalten, über eine GDX-Schnittstelle werden diese an GAMS übergeben. Für die Übergabe von Zustandswerten zwischen den Perioden im myopischen Teilmodell und zwischen den Tagen bei der rollierenden Einsatzplanung wird ebenfalls diese Schnittstelle genutzt. Die Ergebnisse werden im GDX-Format über ein Hilfsprogramm zur Verschmelzung (GDXMerge) zusammengeführt und zur einfachen Weiterverarbeitung nach MS Excel exportiert. Die georeferenzierte Visualisierung der Ergebnisse erfolgt durch das Programm ArcGIS, wobei dieses auf die in MS Excel gespeicherten und speziell aufbereiteten Ergebnisse zugreifen kann. Durchgeführt werden die Rechnungen auf einem PC mit Windows Server Architektur bestehend aus zwölf CPU-Kernen mit je 4,0 GHz und 96 GB RAM Arbeitsspeicher.

Das Modell PERSEUS-LT als lineares Problem (LP) beinhaltet je Optimierlauf etwa zwei bis drei Millionen Gleichungen und ebenso viele Variablen. Auf dem beschriebenen Rechner beträgt die Rechenzeit zwischen einer und zehn Stunden pro Periode, je nach Parameterwahl und Vielfalt der zur Verfügung stehenden Zubauoptionen. Somit ergibt sich für die Ausbauplanung eine Rechenzeit im Bereich von fünf bis 50 Stunden.

Für das Modell PERSEUS-ST als gemischt-ganzzahliges Problem (GGLP) ergibt sich eine große Bandbreite der Rechenzeit, je nach Problemkonfiguration zwischen drei Minuten und drei Stunden. Die Modellgröße lässt sich überschlägig kennzeichnen durch etwa eine halbe bis eine Million Gleichungen mit circa ebenso vielen linearen Variablen und circa 1.000 bis 5.000 Binärvariablen. Insgesamt sind die Rechenzeiten der Einsatzplanung durch ein breites Spektrum gekennzeichnet und auch die Modellgröße bildet nur einen sehr überschlägigen Indikator für die zu erwartende Rechenzeit. So können die eingesetzte Version des Solvers, die gewählten Solver-Einstellungen und die Ausprägungen der Parameter die Rechenzeit sehr stark beeinflussen.

Auch spielt die gewählte Genauigkeit der GGLP-Lösung eine Rolle, welche hier auf 1 Prozent (relativ) gesetzt wurde [159]. Weiter ist zu beachten, dass ein hochentwickelter kommerzieller Solver wie CPLEX bei der Lösung eines GGLP Heuristiken zum beschleunigten Auffinden des Optimums einsetzt, weswegen auch „zufällige“ Schwankungen bei der Rechenzeit zwischen ansonsten vergleichbaren Problemen auftreten können.

Um die Berechnung der Ergebnisse zu beschleunigen, wird das Betrachtungsjahr in vier Jahreszeiten aufgeteilt, die parallel berechnet werden. So fehlt zwar bei 48 Stunden im Jahr die Übergabe der Zustandsparameter, dies stellt aber einen vernachlässigbaren Genauigkeitsverlust dar. Der Vorteil einer parallelen Berechnung der Einzelprobleme der Jahreszeiten ist die Reduktion der solverbedingten Totzeiten bei Modellaufbau sowie Datenein- und auslese. Dadurch kann allerdings bei jedem Jahresdurchlauf eine signifikante Zeiterparnis erreicht werden. Insgesamt benötigt die vollständige Berechnung der Einsatzplanung typischerweise etwa drei Stunden bis zwei Tage. Ein vollständiger iterativer Durchlauf mit Standortvorauswahl dauert daher zwischen zwei und vier Tagen je Szenario.

5 Zeitliche Auflösung und Datenbasis

In diesem Kapitel werden die für die Untersuchung gewählte zeitliche Struktur und die für die Modellierung verwendeten Daten beschrieben. Zunächst wird in Kapitel 5.1 die im Modellkonzept verwendete zeitliche Auflösung dargestellt. Anschließend werden in Kapitel 5.2 die zur Abbildung des thermischen Kraftwerksparks verwendeten Daten beschrieben, gefolgt von den in Kapitel 5.3 beschriebenen Daten zur Abbildung des erneuerbaren Kraftwerksparks. Danach werden in Kapitel 5.4 die verwendeten Parameter zur Abbildung der Speichersysteme dargestellt, in Kapitel 5.5 die Daten des Übertragungsnetzes und die Daten zu Importen und Exporten erläutert. Anschließend werden in Kapitel 5.6 die Daten zur Last sowie der gewählte Zinssatz in Kapitel 5.7 begründet.

5.1 Zeitliche Struktur von PERSEUS-LTST

In PERSEUS-LTST kommen in den beiden Teilmodellen unterschiedliche zeitliche Auflösungen zum Einsatz. Das Modell PERSEUS-LT untersucht die Entwicklung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2050. Aufgrund der Problemkomplexität wird mit Typtagen und einer reduzierten zeitlichen Auflösung gerechnet. Für das Modell PERSEUS-ST wird eine stündliche Auflösung über ein vollständiges Betrachtungsjahr eingesetzt, um den Einfluss der fluktuierenden EE sowie weitergehende Kraftwerkseinsatzrestriktionen detailliert berücksichtigen zu können.

5.1.1 Integrierte Einsatz- und Ausbauplanung in PERSEUS-LT

Das Ziel der myopischen, integrierten Einsatz- und Ausbauplanung PERSEUS-LT ist die Bestimmung eines optimalen Kraftwerksparks für das jeweilige Betrachtungsjahr. Der Betrachtungszeitraum beginnt im Jahr 2012, dem Basisjahr, und endet im Jahr 2050. Der Betrachtungszeitraum wird dabei auf frei wählbare Stützjahre aufgeteilt. Für die Berechnung repräsentiert ein Stützjahr jeweils 8 bis 10 reale Jahre. Für die Untersuchung werden die Jahre 2012, 2020, 2030, 2040 und 2050 ausgewählt, so dass fünf aufeinanderfolgende Optimierprobleme behandelt werden. In Abbildung 15 ist im oberen Teil die Übergabe des Kraftwerksparks von einem Stützjahr zum nächsten dargestellt und im unteren Teil die unterjährig differenzierte, welche in allen Stützjahren gleich ist.

Die unterjährig zeitliche Differenzierung der Stützjahre ist notwendig, um in geeigneter Weise auch eine Einsatzoptimierung durchzuführen. Für die unterjährig differenzierte mit einer reduzierten Anzahl an Zeitscheiben kommen zwei Methoden in Frage. Zum einen die Vorgabe einzelner ausgewählter Typtage, oder zum anderen die Vorgabe von chronologischen längeren Zeiträumen. Beim erstgenannten Ansatz stellt die Auswahl geeigneter einzelner Typtage eine Herausforderung dar - insbesondere vor dem Ziel einer korrekten Abbildung der Fluktuationen, so dass neue Ansätze für eine geeignete Typtageauswahl erforderlich werden. Ein Ansatz zur Clusterung von Zeitreihen der erneuerbaren Einspeisung wird in [160] vorgestellt. Demgegenüber hat der andere Ansatz mit der Vorgabe von chronologischen Zeiträumen, insbesondere in der Länge einer Woche den Vorteil, dass die typischen zeitlichen Charakteristika von Speichersystemen, bei den zur Zeit dominierendem Speichertyp Pumpspeicher beispielsweise tägliche und wöchentliche Zyklen, adäquat erfasst werden können, weswegen dieses Vorgehen auch in [136, 154, 161] empfohlen wird.

Daher wird dieser Ansatz auch in dieser Arbeit gewählt. Große Bedeutung kommt dabei der Auswahl der Typwochen zu. Diese wird in Kapitel 5.3.1 eingehend beschrieben. Aus den Typwochen resultieren dem Modell vorzugebende zeitlich differenzierte Lastkurven sowie Einspeisezeitreihen der fluktuierenden EE. Die zeitliche Differenzierung unterteilt ein Stützjahr in 360 Zeitscheiben. Es werden zwei vollständige Typwochen vorgegeben, die jeweils mit sieben Tagen und 24 Stunden berechnet werden. Die genaue Auswahl der Typwochen wird in Kapitel 5.3.1 beschrieben. Um das Betrachtungsjahr vollständig abzubilden, repräsentieren diese Stunden jeweils 26 Stunden des Jahres. Für die verbleibenden 24 Stunden des Jahres wird ein ‚Extrem-tag‘ abgebildet, dessen Zweck nachfolgend beschrieben wird.

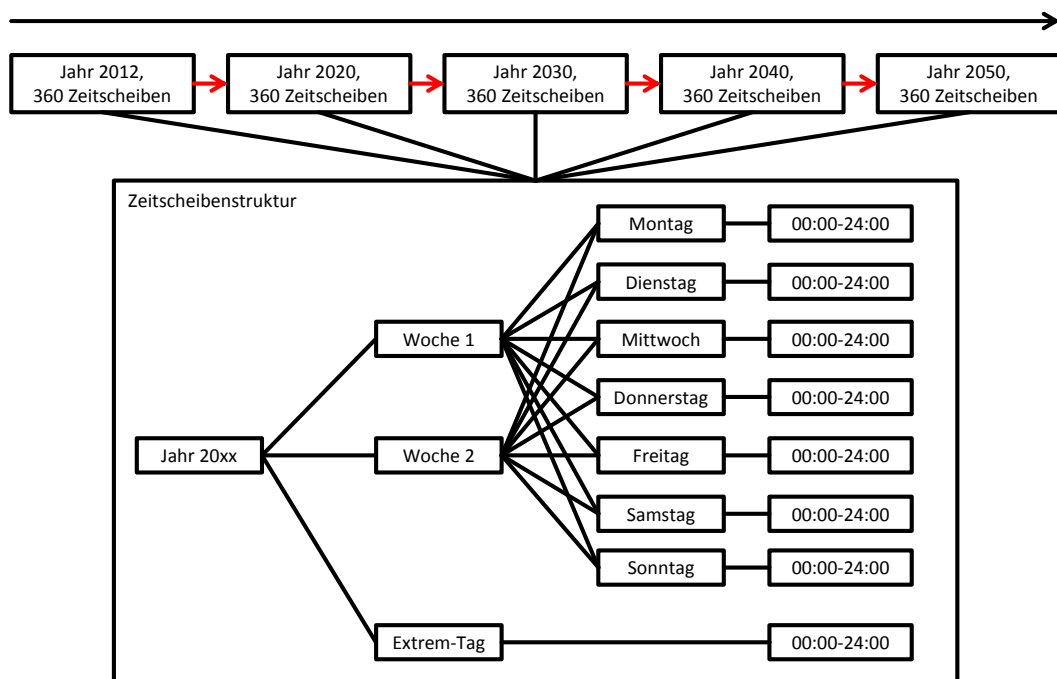


Abbildung 15: Zeitliche Auflösung des Modells PERSEUS-LT

Die durch die deutsche Energiewende gesetzten Ziele zum Ausbau der EE bedingen eine gesonderte Abbildung der gesichert vorzuhaltenden Leistung. Die EE können nur einen geringen Beitrag an gesicherter Leistung bereitstellen. Um nicht die Bewertung der Kraftwerksausbauplanung durch selten auftretende Ereignisse zu verzerren, wird in

dem schwächer gewichteten Tag der auslegungsrelevante Fall einer hohen Last bei gleichzeitig vernachlässigbarer Leistung der dargebotsabhängigen EE betrachtet.

Hierzu wird ein sogenannter ‚Extremtag‘ in das Modell eingeführt, an dem keine Erzeugung aus EE_{volatil} und eine an einem Winter-Wochentag orientierte Last angenommen wird (Vgl. Kap. 5.6). Dieser Extremtag dient der Berechnung der vorzuhaltenden Leistung aus dargebotsunabhängigen Kraftwerken. Im Gegensatz zu den anderen Typtagen, die im Modell betrachtet werden, wird jede Stunde des Extremtages nur mit Faktor 1 gewichtet, während alle anderen Zeitscheiben jeweils für eine repräsentative Dauer mit Faktor 26 gewichtet werden. Durch dieses Vorgehen wird eine Leistungsvorhaltung gewährleistet, so dass alle Lastspitzen des Jahres gedeckt werden können. Mithilfe dieser, in Abbildung 15 dargestellten Zeitscheibenstruktur, ist es möglich, ein Jahr angemessen im Modell abzubilden.

5.1.2 Detaillierte Einsatzplanung in PERSEUS-ST

Die rollierende Einsatzplanung berechnet Tag für Tag den Kraftwerkseinsatzplan zur Lastdeckung für ein vollständiges Betrachtungsjahr. Somit ergeben sich 365 sequentiell zu lösende Teilprobleme. Die betrachteten Stunden eines Teilproblems setzen sich dabei aus den 24 Stunden des im Fokus stehenden Tages, sowie aus 12 Stunden des Vorgängertages und 24 Stunden des Nachfolgetages zusammen.

Eine Veranschaulichung wird in Abbildung 16 gegeben. Dabei kennzeichnet der graue Kasten jeweils den Tag, dessen Lösung im Optimierproblem berechnet wird. Im Problem n wird also die Lösung für den Tag n berechnet. Diesem werden jedoch die Zustandsvariablen der Kraftwerke der zweiten Tageshälfte des Tages $n-1$ vorgegeben sowie ein Ausblick auf den Tag $n+1$, so dass das Einsatzproblem für den Tag n unter Berücksichtigung des vorgehenden Tages und des

nachfolgenden Tages gelöst wird. Die Zustandsvariablen der zweiten Tageshälfte des Tages n dienen wiederum als Vorgabe für das Problem $n+1$.

Somit wird bei jedem Tag durch die Berücksichtigung und Weitergabe von Zustandsvariablen eine Verbindung zum vorhergehenden und nachfolgenden Tag hergestellt.

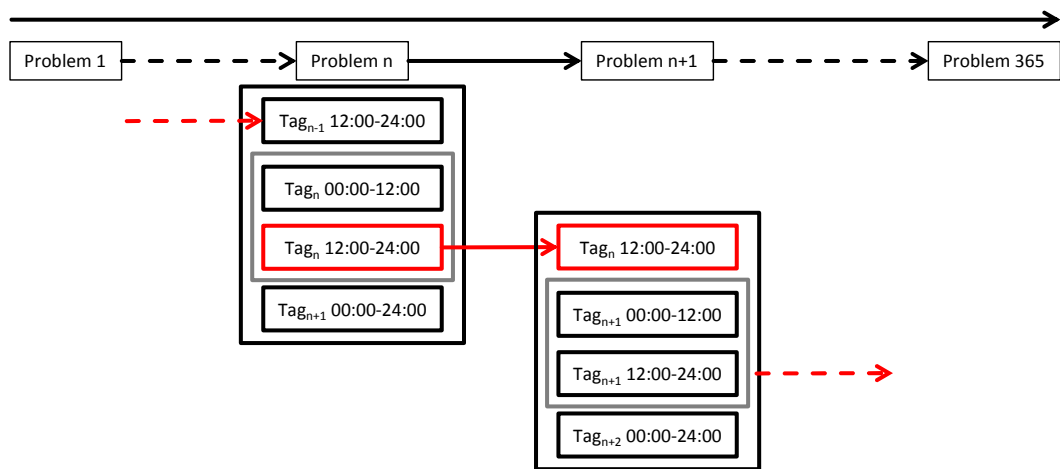


Abbildung 16: Zeitliche Auflösung des Modells PERSEUS-ST

Das Modell erlaubt es, auf einfache Weise, die Länge des Zeitraumes der Voraussicht zu variieren. Hierzu müssen lediglich die einbezogenen Zeitscheiben angepasst werden, die weiteren Werte (Nachfrage im Betrachtungszeitraum, verfügbare Vollast- und Mindestlaststunden, etc.) passen sich in der Dateneinlesung automatisiert an. Mit zunehmender Länge der Voraussicht steigt allerdings auch die Problemkomplexität exponentiell an. Daher gilt es eine Abschätzung zu treffen. In dieser Arbeit wird eine Voraussicht von 24 Stunden als guter Kompromiss zwischen Rechenzeit und Ergebnisqualität ermittelt. Die Details der Bestimmung dieser Länge wird in Kapitel 6.1 dargestellt. Die Länge ist jeweils problemabhängig von den weiteren Daten des Systems, weswegen diese Betrachtung erst nach der Darstellung der weiteren verwendeten Daten erfolgt.

5.2 Thermische Kraftwerke

Sowohl die Ausbau- als auch die Einsatzplanung werden wesentlich von den Parametern der thermischen Kraftwerke beeinflusst. Die im Modell verwendeten Parameter zur Charakterisierung der thermischen Kraftwerke sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Hierzu zählen bei den ökonomischen Parametern im Wesentlichen die Investitionen sowie die Ausgaben für Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate und bei den technischen Parametern die Wirkungsgrade, die eingesetzten Brennstoffe oder Brennstoffkombinationen, die Verfügbarkeit und die Betriebsflexibilität, die in Kapitel 5.2.3 genauer erläutert wird.

Tabelle 2: Techno-ökonomische Parameter der thermischen Kraftwerke

	Technische Daten	Ökonomische Daten	Ökologische Daten
Anlage	Installierte Leistung	Investitionen	-
	Verfügbarkeit	Fixe Ausgaben	
	Technische Nutzungsdauer	Wirtschaftliche Nutzungsdauer	
Prozess	Wirkungsgrad	Variable Nebenkosten	CO ₂ -Emissionsfaktoren
	Betriebsuntergrenze	Laständerungskosten	
	Effizienzverluste im Teillastbetrieb		

In diesem Abschnitt werden die für die Berechnungen genutzten Daten der thermischen Kraftwerke erläutert. Dabei wird unterschieden zwischen bestehenden Kraftwerken, die im nächsten Kapitel erläutert werden, und den Zubauoptionen, die nachfolgend beschrieben werden.

5.2.1 Bestand

Der thermische Kraftwerkspark an bestehenden Kraftwerken wird in dem Modell auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur abgebildet [162]. Dabei sind alle Kraftwerke größer als $100 \text{ MW}_{\text{el}}$ blockscharf abgebildet. Die größeren Kraftwerksstandorte, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, sind dabei mit einem eigenen Netzknoten abgebildet. Bekannte Entwicklungen hinsichtlich neuer Kraftwerksbauten oder Kraftwerksrückbauten werden ebenfalls berücksichtigt. Kernkraftwerke gehen gemäß des Beschlusses der Bundesregierung bis 2022 vollständig vom Netz [33]. Jedem thermischen Kraftwerk ist eine technische Lebensdauer zugeordnet, an deren Ende das Kraftwerk vom Netz geht. Kleinere thermische Kraftwerke werden als Erzeugungseinheiten ihrem Landkreis zugeordnet und invers zu ihrer Entfernung den beiden nächstgelegenen Netzknoten zugeordnet. Für ihren Betrieb werden ein Primärenergieträgermix und ein durchschnittlicher Wirkungsgrad angenommen. Die Summe der installierten Leistung der kleinen Anlagen beläuft sich in 2012 auf etwa 5 GW. Für den Betrachtungszeithorizont wird angenommen, dass aufgrund der technischen Lebensdauer dieser Anlagen von 40 Jahren jährlich rund 2,5 % der im Basisjahr bestehenden Kapazität stillgelegt werden. Ein weiter Zubau dieses Anlagentyps wird ausgeschlossen. In Abbildung 17 ist das Ausscheiden der vorhandenen thermischen Kraftwerke im Verlauf des Betrachtungszeitraumes abgebildet. Erkennbar sinkt die installierte Anlagenleistung von über 80 GW in 2012 auf unter 20 GW in 2050.

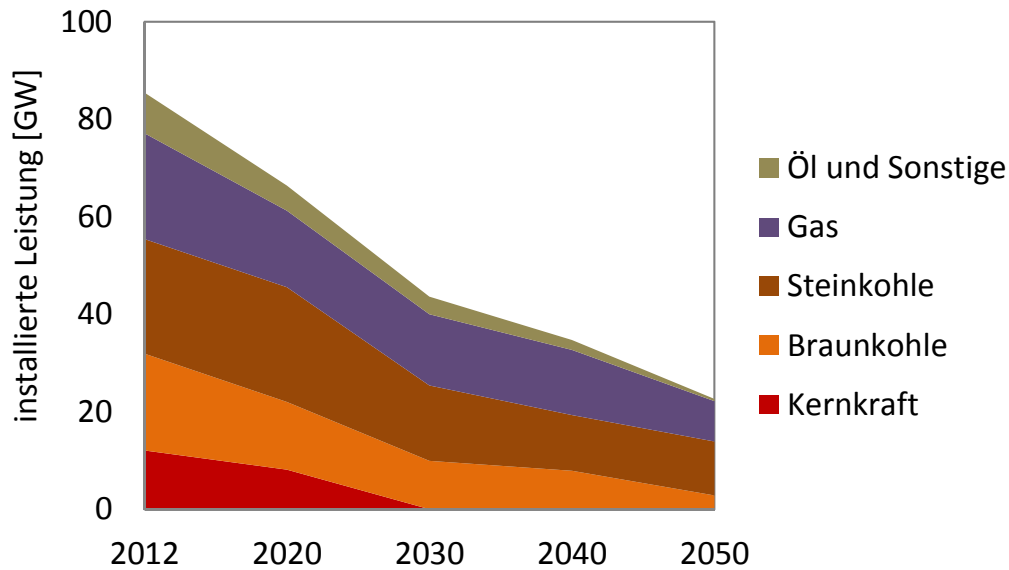


Abbildung 17: Sterbelinie des thermischen Kraftwerksparks nach Energieträger

5.2.2 Zubauoptionen

Auch zukünftig wird in Deutschland ein Bedarf an thermischen Kraftwerken zur Deckung der Last und der Bereitstellung gesicherter Leistung bestehen. Daher ist ein Zubau notwendig um den in der Sterbelinie beschriebenen Rückgang zumindest anteilig zu kompensieren.

Als Optionen für zukünftige thermische Kraftwerke stehen gasbefeuerte Kraftwerke (Gasturbinen und kombinierte Gas- und Dampfturbinen), sowie Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke zur Auswahl. In Deutschland werden keine Kernkraftwerke mehr zugebaut. An den verschiedenen Knoten des Modells stehen jeweils unterschiedliche Ausbauoptionen der einzelnen Kraftwerkstypen zur Verfügung. Es ist nicht an allen Standorten (Knoten) des Modells möglich, jeden Kraftwerkstyp zuzubauen. Die Ausbauoptionen unterliegen unterschiedlichen Restriktionen, je nach eingesetztem Energieträger [163, 164].

Die strengsten Restriktionen betreffen den Zubau von Braunkohlekraftwerken. Da der Transport von Braunkohle über längere Distanzen nicht wirtschaftlich ist, werden diese in der Regel in der Nähe der Abbaugebiete gebaut [28]. Daher können auch zukünftige Kraftwerke nur in der Nähe der großen deutschen Abbaugebiete installiert werden. Dies ist im Westen die Region Rheinland, die Lausitz im Osten sowie Mitteldeutschland. Zusätzlich sind im Modell Höchstgrenzen der Braunkohleförderung in den einzelnen Regionen definiert.

Dem Steinkohleabbau kommt in Deutschland keine wirtschaftliche Bedeutung mehr zu, weswegen Steinkohlekraftwerke zukünftig mit importierter Kohle betrieben werden. Daher sollten neue Kraftwerke in der Nähe von Flüssen konstruiert werden, um den Transport zu erleichtern. Dem Modell werden nur Zubauoptionen für Steinkohlekraftwerke an Standorten vorgegeben, an denen sich bereits Kraftwerke dieses Typs befinden.

Keinen Restriktionen unterworfen sind die potentiellen Standorte von gasbefeuerten Kraftwerken, denn in Deutschland ist von einer flächendeckenden Versorgung mit Erdgas auszugehen, lediglich zusätzliche Stichleitungen können benötigt werden. Aus Komplexitätsgründen wird der Zubau von gasbefeuerten Kraftwerken jedoch auf die Standorte, an denen bereits Kraftwerke dieses Typs bestehen, reduziert.

Für die techno-ökonomischen Parameter der thermischen Kraftwerksausbauoptionen werden die in Tabelle 3 angegebenen Werte dem Modell vorgegeben. Diese umfassen den Wirkungsgrad, die spezifischen Investitionen, sowie die fixen und variablen Betriebsausgaben der Kraftwerkszubauoptionen. Die Daten für die Zubauoptionen stammen aus [4, 65, 145] und der IIP-Technologiedatenbank, die anhand zahlreicher Fachpublikationen kontinuierlich erweitert und aktualisiert wird.

Tabelle 3: Zubauoptionen der thermischen Kraftwerke
 Quelle: [4, 65, 145] und IIP-Technologiedatenbank

	Netto- Wirkungs- grad [%]	Spezifische Investition [€/kW]	Fixe Betriebs- ausgaben [€/kW a]	variable Betriebs- ausgaben [€/kWh]
Gasturbine	47	400	8	0,20
Gas- und Dampfkraft- werk	61	700	14	0,07
Steinkohle- kraftwerk	51	1.300	26	0,10
Braunkohle- kraftwerk	49	1.500	30	0,12

5.2.3 Flexibilität des Betriebs

Die Flexibilität beim Betrieb der thermischen Kraftwerke gewinnt aufgrund der in Kapitel 2.2 aufgezeigten Entwicklungen an Bedeutung. Dabei unterliegt die Anpassung der Leistung der thermischen Kraftwerke an die aktuelle Last sowohl technischer als auch ökonomischer Restriktionen. Die technischen Restriktionen betreffen die Anfahrdauer, die Laständerungsgeschwindigkeit, die Mindestlast, die Wirkungsgradverluste im Teillastbetrieb und die Betriebseinschränkungen bei vorhandener Kraft-Wärme-Kopplung durch die anliegende Wärmelast. Die ökonomischen Restriktionen betreffen die zusätzlichen Kosten zum Anfahren des Kraftwerks und die zusätzlichen Kosten der Laständerung [65]. Im Folgenden sollen diese Restriktionen beschrieben und ihre Anwendung im Modell erläutert werden.

Lastwechselkosten. Um die thermische Belastung der Anlagen beim Anfahren der Anlagen infolge der auftretenden Temperatur- und Druckunterschiede nicht zu groß werden zu lassen, sowie der notwendigen Synchronisation des Generators zur Netzfrequenz, braucht ein Kraftwerk eine gewisse Zeit bis es Strom ins Netz einspeisen kann.

Die thermische Belastung spielt insbesondere bei klassischen Grundlastkraftwerken, die einen Dampfkreislauf besitzen, eine wichtige Rolle, während ihre Bedeutung bei Gasturbinen und Wasserkraftwerken weniger bedeutend ist. Typischerweise wird nach der Dauer beziehungsweise dem Temperatur-Level unterschieden, aus dem ein Kraftwerk wieder angefahren wird. [65, 124, 165] Beim Anfahren eines Kraftwerks entstehen zusätzliche Kosten. Diese setzen sich im Wesentlichen aus drei Komponenten zusammen. Erstens dem zusätzlichen Kraftstoff-, Hilfsenergiebedarf sowie dem zusätzlichen Personalaufwand. Zweitens der verstärkten Abnutzung der Anlagenkomponenten und drittens der verminderten Effizienz im Teillastbetrieb. [65, 166] In dieser Arbeit werden anstelle der Abbildung von Anfahrkosten und Anfahrzeiten Lastwechselkosten und Mindestbetriebs- sowie Stillstandszeiten verwendet um die technischen Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes abzubilden. Analog zu den technischen Einschränkungen, die beim Anfahren des Kraftwerks gelten, spielen auch bei der Anpassung der Kraftwerksleistung die thermischen Spannungen die Hauptrolle. Somit bestimmen sich die Lastwechselkosten durch zusätzlichen Kapital- und Wartungsbedarf bei der Anpassung der Kraftwerksleistung [126, 166] an die Last.

Mindestbetriebs-, Stillstandszeiten und Mindestlasten. Eine in Energiesystemmodellen häufig eingesetzte Methode, um die zuvor beschriebenen technischen und ökonomischen Restriktionen bei der Kraftwerkseinsatzplanung zu berücksichtigen, stellt die Implementierung von minimalen Betriebs- und Stillstandszeiträumen dar. Diese stellen keine technischen Restriktionen dar, eignen sich aber, um die beschriebenen technischen und ökonomischen Restriktionen implizit zu berücksichtigen, da die Kraftwerksbetreiber bestrebt sind, vorzeitigen Verschleiß der Kraftwerke durch häufige An- und Abfahrvorgänge zu vermeiden [65]. Jedoch stellen diese Zeiten keine in der Praxis real gegebenen Grenzen dar [126]. Eine Gegenüberstellung der verschiedenen Methoden, die Lastanpassung von Kraftwerken in Energiesys-

temmodellen abzubilden, ist in [153, 154] zu finden. Kraftwerke können nur oberhalb einer Mindestlast betrieben werden, da ansonsten unzureichende Druck- und Temperaturlevel vorherrschen [124, 126, 167]. Typische Werte sind in Tabelle 4 hinterlegt.

Tabelle 4: Mindestbetriebs-, Stillstandszeiten und Mindestlasten thermischer Kraftwerke
Quelle: [65, 126, 154] und IIP-Technologiedatenbank

Technologie	Min-Betrieb [h]	Min-Stillstand [h]	Mindestlast [%]
Braunkohle	6	6-8	40-50
Steinkohle	6	4	25-50
Gas-GuD	1-4	1-2	30-50
Gasturbine	0	0	20-50

Teillastbetrieb. Der Betrieb eines Kraftwerks unterhalb der Nennleistung reduziert den Wirkungsgrad, wodurch die spezifischen Emissionen, der spezifische Brennstoffbedarf und somit auch die Stromgestehungskosten steigen. Der Brennstoffverbrauch ist dabei eine Funktion aus anliegender Leistung (P_t) und Wirkungsgrad (η), der wiederum von der Leistung abhängig ist. In jedem Zeitpunkt (t) kann sich somit ein unterschiedlicher Brennstoffverbrauch einstellen. Diese Beziehung ist in Gleichung (5.1) zusammengefasst.

$$\text{Brennstoffverbrauch} = \frac{P_t}{\eta(P_t)} \quad (\text{Gl. 5.1})$$

Das Prinzip der reduzierten Effizienz im Teillastbetrieb ist exemplarisch in Abbildung 18 dargestellt. Dabei stellt die reale Kurve den Fall dar, wie er in der Wirklichkeit gegeben ist, wobei der Wirkungsgrad in nicht-linearer Weise von der Leistung abhängt. Der Fall „Ideal“ kennzeichnet die Annahme eines konstanten Wirkungsgrades, unabhängig vom Betriebspunkt. Der Fall „Modelliert“ beschreibt eine lineare

Interpolation zwischen maximalem (P_{\max}) und minimalem (P_{\min}) Betriebspunkt und wird nachfolgend genauer erläutert.

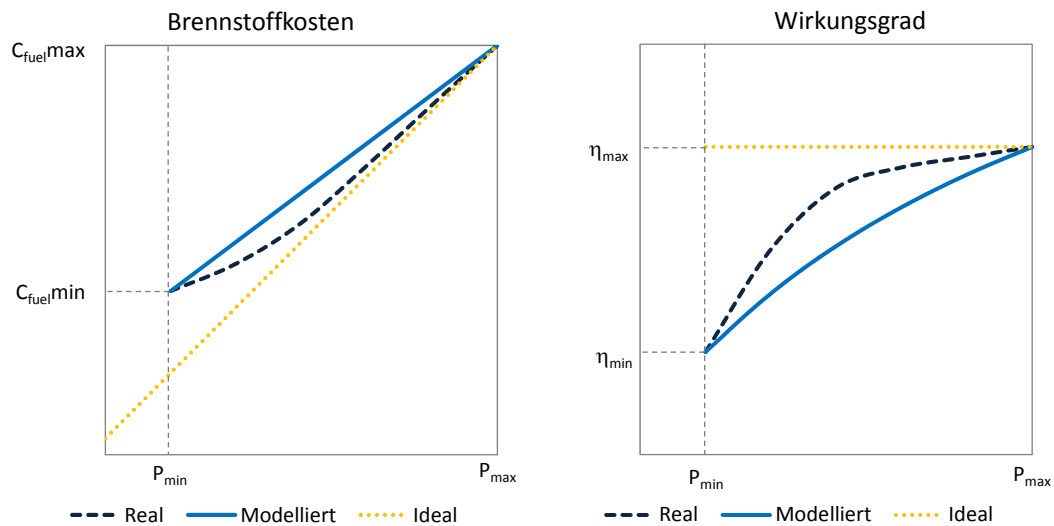


Abbildung 18: Teillasteffizienz thermischer Kraftwerke
 Quelle: eigene Darstellung nach [65, 154]

Gemäß [123, 125] lässt sich für die reale, nicht-lineare Beziehung nachfolgende Näherung finden (Gl. 5.2). Sie bildet auch die Basis für Gl. 4.18 bildet, wie zuvor bereits in Kap. 4.3.4 beschrieben.

$$\begin{aligned}
 C_{fuel,t} = & cfuel * \left(\frac{P_{min}}{\eta_{min}} \right. \\
 & + \left(\frac{P_{max}/\eta_{max} - P_{min}/\eta_{min}}{P_{max} - P_{min}} \right) \quad (Gl. 5.2) \\
 & \left. * (P_t - P_{min}) \right)
 \end{aligned}$$

Je nach Technologie wird dabei ein Abschlag in Höhe von 4 bis 20 % Prozentpunkten auf den Wirkungsgrad bei Volllast bei Betrieb am minimalen Betriebspunkt, vorgenommen. Damit resultiert ein minimaler (η_{\min}) und ein maximaler (η_{\max}) Wirkungsgrad. Die Werte für die Teillastverluste stammen aus [46, 65, 123, 124, 126, 127, 168].

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der Einsatz von Kraftwerken, die neben Elektrizität auch Wärme bereitstellen, wird nicht allein von der Stromnachfrage bestimmt, sondern muss auch den vorhandenen Wärmebedarf berücksichtigen. Der Wärmebedarf ist ein lokal zu deckender Bedarf, da Wärme im Gegensatz zu Elektrizität nicht über eine weiträumige Verteilung gedeckt werden kann. Daher wird für alle KWK-Anlagen eine zusätzliche Restriktion berücksichtigt. KWK-Anlagen werden im Modell über eine ‚must-run‘-Bedingung berücksichtigt (Vgl. Kapitel 4.3.4). Dies bedeutet, dass KWK-Anlagen, einen auf der Wärmenachfrage basierenden Mindestbetrieb je Zeitscheibe abfahren müssen. Dadurch verringert sich der Freiheitsgrad der Lösung bezüglich des Einsatzes dieser Kraftwerke. Für die must-run Bedingung wird ein vorgegebener Verlauf der Wärmelast, der sich an den in [169] veröffentlichten Daten orientiert, berechnet. Im Winter ist der Wärmebedarf größer als im Sommer. Entsprechend ist der Betrieb im Winter stärker durch die must-run Bedingung determiniert als im Sommer. Für das Modell PERSEUS-LTST werden die Kraftwerke aus der Liste der Bundesnetzagentur, die als Heizkraftwerke deklariert sind oder deren Betreiber vornehmlich Wärme vertreiben, mit einer must-run Bedingung versehen [162]. Daher sind rund 8,5 GW thermischer Kraftwerksleistung langfristig als KWK-Kraftwerke klassifiziert. Es wird davon ausgegangen, dass der Großteil dieser Kraftwerke durch baugleiche Kraftwerke ersetzt wird, so dass diese Leistung über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant bleibt.

Der steigende Anteil der fluktuierenden EE an der Stromerzeugung bedingt einen erhöhten Flexibilitätsbedarf beim Betrieb der thermischen Kraftwerke. Daher ist es vorstellbar, dass zukünftig die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung deutlich flexibilisiert werden kann [117]. Der Einfluss einer solchen Entwicklung lässt sich mit dem entwickelten Modellkonzept leicht ermitteln, indem die must-run Bedingung der KWK deaktiviert wird.

5.2.4 Primärenergieträger- und CO₂-Zertifikatepreise

Für die Entwicklung des Elektrizitätssystems stellen die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatepreise wichtige Eingangsparameter dar, die gleichwohl aufgrund des langen Betrachtungszeithorizonts einer großen Unsicherheit unterliegen. Um auf möglichst anerkannte Studien zurückzugreifen, werden für die Entwicklung der Primärenergieträgerpreise als auch der Emissionszertifikate in dieser Arbeit die Werte der Leitstudie [4] genutzt. Wie in Abbildung 19 ersichtlich wird von einem deutlichen Anstieg der Emissionszertifikatpreise von rund 14 € in 2012 auf rund 58 € in 2050 ausgegangen. Dieser Preispfad wird dem Modell vorgegeben. Unter Berücksichtigung der spezifischen CO₂-Emissionen der unterschiedlichen Energieträger werden die Kosten für die Emissionszertifikate auf die Preise für die Brennstoffe addiert. Die Preispfade für die Primärenergieträger und die korrigierten Preise sind in Abbildung 19 dargestellt. Aufgrund der höheren spezifischen CO₂-Emissionen steigt die Differenz zwischen den beiden Preisen bei Braunkohle stärker an als bei Gas; sie sind daher stärker von den angenommenen Zertifikatspreisen beeinflussbar. Die Preise für Braunkohle werden nicht der Leitstudie entnommen, sondern abweichend gemäß der bestehenden IIP-Technologiedatenbank übernommen. Da Braunkohle nicht wirtschaftlich über längere Entfernungen transportierbar ist, gibt es keinen Marktpreis, wodurch Preisinformationen schwer erhältlich sind. Eine genaue Beschreibung der Problematik findet sich in [28]. Sowohl für die Primärenergieträgerpreise als auch für die CO₂-Zertifikatepreise werden, wie in vergleichbaren Elektrizitätssystemmodellen auch, vereinfachend konstante Preise im Jahresverlauf angenommen [97].

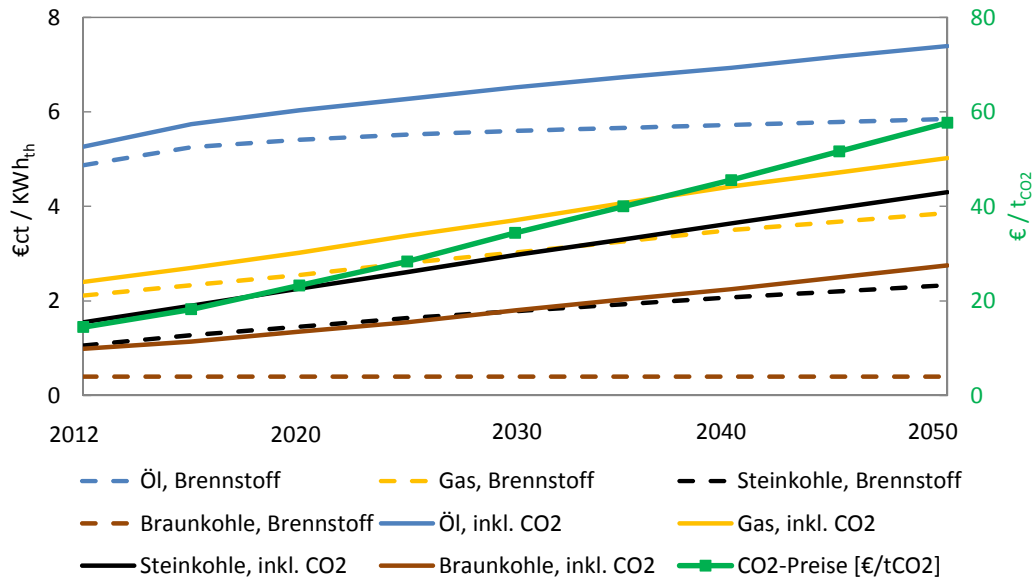


Abbildung 19: Entwicklung der Primärenergieträger- und CO₂-Zertifikatepreise

5.3 Erneuerbare Energien

Bei der Elektrizitätsbereitstellung aus EE kann zwischen den dargebotsabhängigen (fluktuierenden) und den dargebotsunabhängigen Energiequellen unterschieden werden. Wind und PV können aufgrund der hohen Potentiale zukünftig den größten Beitrag zu einer erneuerbaren Stromversorgung leisten, jedoch keinen Lastfolgebetrieb gewährleisten. Dagegen sind die erneuerbaren Energiequellen Biomasse, Geothermie und Laufwasser in jeweils unterschiedlichem Maß zum Lastfolgebetrieb geeignet. Zunächst wird im folgenden Kapitel die Datenbasis der fluktuierenden EE erläutert und anschließend die Datenbasis der dargebotsunabhängigen EE.

5.3.1 Fluktuierende EE

Der bestehende erneuerbare Kraftwerkspark wird in dem Modell auf Basis der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur abgebildet, wie auch der thermische Kraftwerkspark [162]. Der regionale Verteilungsschlüs-

sel für Zubauten von Wind-Onshore- und PV-Anlagen basiert auf der Arbeit von [21]. Der Verteilungsschlüssel berücksichtigt regionale Potentiale differenziert nach eingesetzter Technologie. Die Potentiale der Windenergie ergeben sich aus den regionalen Potentialen für Zubauten und Ertüchtigung bestehender Windparks, in die die zur Verfügung stehenden Flächen einfließen. Die Potentiale der PV-Anlagen ergeben sich aus den regional verfügbaren Frei- und Dachflächen. Über diesen Verteilungsschlüssel werden die Gesamtkapazitäten, die der Leitstudie [4] entnommen sind, auf die regionalen Knoten verteilt. Die Zuordnung der Offshore-Windparks zu den Netzknoten basiert auf [49]. Die Leitung zwischen Windpark und Netzknoten wird nicht gesondert mitabgebildet. Einen vertiefenden Überblick über Methoden und Werkzeuge, die eingesetzt werden können, um Potentiale für erneuerbare Energieträger zu bestimmen, gibt [170].

Die gesamte Kapazität der fluktuierenden EE orientiert sich an [4], geht jedoch abweichend dazu von einem leicht reduzierten und zeitverzögertem Ausbau der Offshore-Windenergie aus, deren Kapazitätswegfall durch zusätzliche Onshore-Windanlagen kompensiert wird. Die Entwicklung der Kapazitäten ist in Tabelle 5 zusammengefasst. Abbildung 20 zeigt zur Veranschaulichung die Verteilung der installierten Kapazitäten von Wind und PV im Jahr 2050. Hierbei ist ein deutliches Ungleichgewicht bei der Verteilung der Kapazitäten zwischen Norden und Süden erkennbar.

Tabelle 5: Entwicklung der Kapazitäten der fluktuierenden EE
Quelle: angepasst nach [4]

[GW]	2012	2020	2030	2040	2050
PV	28,82	53,50	65,22	72,80	79,03
Wind-Onshore	29,85	44,38	51,41	56,85	59,65
Wind-Offshore	0,65	6,5	15	23	31

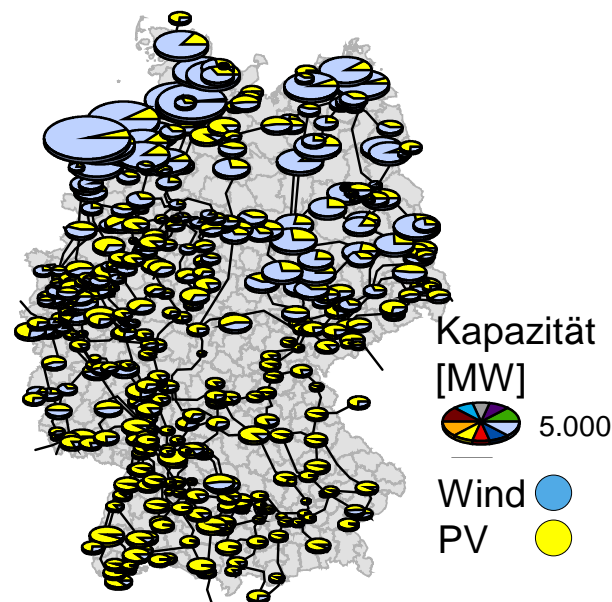


Abbildung 20: Verteilung der Kapazitäten der fluktuierenden EE in 2050
Quelle: eigene Berechnung nach [4, 21]

Neben der Entwicklung und Verteilung der Kapazitäten spielt auch die Verfügbarkeit der fluktuierenden EE eine entscheidende Rolle. Bei der Stromerzeugung in Onshore-Windturbinen wird davon ausgegangen, dass die Volllaststunden der Anlagen im Zeitverlauf deutlich zunehmen. Die erwartete Steigerung ist zum einen begründet durch eine zukünftig höhere technische Verfügbarkeit der Anlagen und zum anderen durch eine zunehmende mittlere Nabenhöhe. [4, 118] Bis zum Jahr 2050 steigen die Volllaststunden der Onshore-Windanlagen demnach auf 2.600 im bundesweiten Durchschnitt. Bei Offshore-Windturbinen wird eine leichte Zunahme der Verfügbarkeit auf 4.000 im Jahr 2050 angenommen. Bei PV-Anlagen wird, anders als bei der Windstromerzeugung, nur ein geringer Anstieg der Volllaststunden angenommen. So steigen die Volllaststunden von 843 Stunden in 2020 auf 950 Stunden in 2050. [4]. Die in der Arbeit angenommenen Entwicklungen der Volllaststunden sind in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Volllaststunden der fluktuierenden EE

Quelle: [4]

[VLH/a]	2020	2030	2040	2050
Wind-Onshore	2.100	2.300	2.450	2.600
Wind-Offshore	3.295	3.800	3.900	4.000
PV	843	905	931	950

Neben der Verfügbarkeit der fluktuierenden EE in einem Jahr, die durch die Volllaststunden definiert wird, ist auch die Verfügbarkeit in den einzelnen Stunden von entscheidender Bedeutung. Diese Verfügbarkeit kann durch Zeitreihen beschrieben werden. Diese Zeitreihen können auf verschiedene Art und Weise gewonnen werden.

Gemäß [171, 172] existieren im Wesentlichen zwei Methoden, um aus Wetterdaten die Stromerzeugung in Wind- und PV-Anlagen abzuleiten. Erstens die physikalische Methode und zweitens die statistische Methode. Bei der physikalischen Methode wird anhand physikalischer Berechnungsansätze und detaillierten technischen Daten der Windparks (Nabenhöhe, anlagenspezifischer Kennlinie, Abschattungseffekte etc.) die Leistung bestimmt. Bei der statistischen Methode wird eine auf historischen Datensätzen basierende Beziehung zwischen Wetterdaten und Leistungsdaten hergestellt, wodurch auch Einflussfaktoren berücksichtigt werden können, die nicht in die physikalischen Modelle einfließen. Allerdings sind für diese Methode große historische Datensätze erforderlich. In der Praxis kommen auch Kombinationen der beiden Ansätze zum Einsatz, bei denen in der Regel die physikalischen Modelle durch statistische Methoden ergänzt werden. Um von der Vorhersage der Windeinspeisung eines Windparks auf die Windeinspeisung in einem größeren Gebiet zu schließen, werden repräsentativ verteilte Windparks angesetzt und auf dieser Basis die Windstromeinspeisung für ein Gebiet hochgerechnet.

Für das Modell PERSEUS-LTST bilden die von den Projektpartnern im Projekt HEA bereitgestellten Zeitreihen die Basis, die durch eine umfassende meteorologische Auswertung des Wetterjahres 2011, auf Basis der oben beschriebenen Verfahren, gewonnen wurden [173].

Für die beiden Teilmodelle PERSEUS-LT und PERSEUS-ST wird eine unterschiedlich detaillierte Abbildung der Einspeisezeitreihen aufgrund der unterschiedlichen zeitlichen Auflösung gewählt. Nachfolgend wird zunächst die Aufbereitung der bereitgestellten Einspeisezeitreihen für das Modell PERSEUS-ST beschrieben, die die Grundlage für die Erstellung der repräsentativen Einspeisezeitreihen für das Modell PERSEUS-LT bilden.

PERSEUS-ST können Einspeisezeitreihen für jede Stunde eines Jahres vorgegeben werden, so dass die Einspeisung der EE in jeder Stunde individuell beschränkt werden kann. Die genutzten Einspeisezeitreihen liegen für das Jahr 2011 vor und sind daher durch andere jährliche und stündliche Verfügbarkeiten gekennzeichnet, als sie in der Zukunft zu erwarten sind.

Für PV kann zum einen aufgrund des nur geringfügigen Anstiegs der Verfügbarkeit und zum anderen der Erwartung einer überwiegend gleichbleibenden Ausrichtung der Anlagen eine lineare Skalierung der Zeitreihen erfolgen. Bei den Windkraftanlagen wird jedoch, aufgrund technischer Entwicklungen, die insbesondere die Anlagenhöhen betreffen, eine signifikante Steigerung der Volllaststunden erwartet, so dass hier ein anderes Verfahren angewendet werden muss. Dieses Verfahren richtet sich nach der in [118] beschriebenen Methode, wozu wie nachfolgend beschrieben, vorgegangen wird.

Im ersten Schritt ist die vorliegende Windleistungszeitreihe in Windgeschwindigkeiten zu konvertieren. Dies geschieht über eine sogenannte Transferfunktion, die Inverse einer Anlagenleistungskennlinie. Eine Anlagenleistungskennlinie beschreibt das Verhältnis von Windge-

schwindigkeit und hieraus erzeugbarer elektrischer Leistung mit der entsprechenden Windturbine. Eine typische Anlagenleistungskennlinie kann gut über eine logarithmische Funktion beschrieben werden. Hier wird nach [118], folgende logistische Funktion (Gl. 5.3) genutzt, um eine typische Anlage zu modellieren, die eine hohe Übereinstimmung mit den realen Anlagenkennlinien aufweist. Die Inverse dieser Funktion (Gl. 5.4) erlaubt die Umwandlung der Windleistungszeitreihe in die Windgeschwindigkeit.

$$f(x) = \frac{1}{1+e^{-t_1(x-b_1)}} - \frac{1}{1+e^{-t_2(x-b_2)}} \quad (\text{Gl. 5.3})$$

$$f(x)^{-1} = \frac{\log(f(x)) - \log(1 - f(x))}{t} + b \quad (\text{Gl. 5.4})$$

mit

$$t_1 = 0,77, b_1 = 8,32$$

$$t_2 = 2,0, b_2 = 25,5$$

$$t = 0,35, b = 8,13$$

Gemäß dem Potenzgesetz nach Hellmann, gibt es ein näherungsweise konstantes Verhältnis von Höhenverhältnis zum Verhältnis der Windgeschwindigkeiten (Gl. 5.5). So lässt sich, sofern die Windgeschwindigkeit in einer Nabenhöhe bekannt ist, die Windgeschwindigkeit am gleichen Ort in jeder anderen Nabenhöhe bestimmen.

$$v_2 = v_1 * \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha \quad (\text{Gl. 5.5})$$

mit

$h_1 = \text{Höhe 1}, v_1 = \text{Windgeschwindigkeit in } h_1$

$h_2 = \text{Höhe 2}, v_2 = \text{Windgeschwindigkeit in } h_2$

$\alpha = \text{Höhenwindexponent}$

Die im ersten Schritt bestimmten Windgeschwindigkeiten lassen sich somit linear skalieren. Im zweiten Schritt werden die skalierten Windgeschwindigkeiten über die modellierte Anlagenkennlinie (Gl. 5.3) zurück in Einspeisezeitreihen transformiert. Eine geeignete Wahl des Skalierungsfaktors erlaubt es somit, die Einspeisezeitreihe passend zur gesamten jährlichen Volllaststundenzahl zu transformieren, ohne ihre typische Charakteristik zu verlieren. In Abbildung 21 ist die entsprechende Anpassung der Windleistungszeitreihe für einen Zeitraum von einer Woche in stündlicher Auflösung dargestellt.

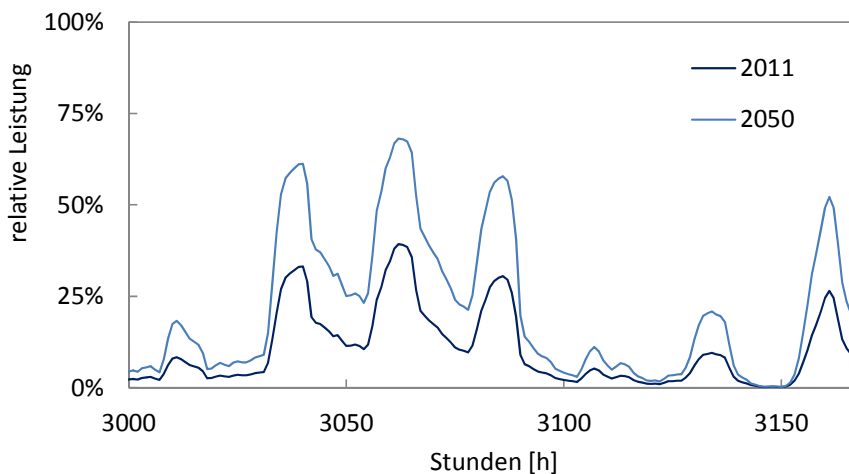


Abbildung 21: Charakteristika der Windeinspeisung in unterschiedlichen Stützjahren

Für das Modell PERSEUS-ST wird für fluktuierende EE Einspeisung und die Last das gleiche vollständige Betrachtungsjahr verwendet, so dass die Korrelation zwischen Wind- und PV-Einspeisung sowie der Last Berücksichtigung findet.

Typwochenzeitreihen für PERSEUS-LT

Für PERSEUS-LT werden zwei Typwochen, jeweils eine aus dem Sommer und eine aus dem Winter genutzt, innerhalb derer eine chronologische Reihenfolge gilt. Ergänzend wird ein Extrehtag berücksichtigt, wie in Kapitel 5.1.1 beschrieben. Die Verwendung von Typtagen bzw. die Modellkomplexität im Modell PERSEUS-LT schränkt die Möglichkeiten der Abbildung der fluktuierenden Einspeisung aus EE ein. So müssen Einspeiseverläufe verwendet werden, die die Gesamteinspeisung nicht durch zu stark gewichtete, aber selten auftretende Wetterphänomene verzerren, gleichzeitig aber in Summe die Jahreseinspeisung ergeben und die typischen Gradienten der Einspeisung mitabbilden. Die Gradienten der Einspeisung aus EE haben (im Zusammenspiel mit der Last) einen wesentlichen Einfluss auf die Betriebsführung der thermischen Kraftwerke, da diese, ceteris

paribus, einen Wegfall der EE-Einspeisung kompensieren oder, bei einer zunehmenden Einspeisung der Erneuerbaren, eine Leistungsreduzierung vornehmen müssen. Der thermische Kraftwerkspark muss, im Zusammenspiel mit den Speicherkraftwerken also in der Lage sein, die Gradienten der EE auszugleichen. Die Auswahl einer Sommer- und einer Winterwoche soll eine hinreichende Berücksichtigung der Volatilität der Einspeisung ermöglichen.

Aus den wie oben beschrieben, für jedes Betrachtungsjahr individuell erstellten, Einspeisezeitreihen sollen geeignete Typwochen ausgewählt werden. Hierzu wird die nachfolgend beschriebene Methodik angewandt, bei der die Zeitreihen der einzelnen Wochen einer Jahreszeit mit den Zeitreihen der gesamten Jahreszeit verglichen werden.

Es werden die relativen Häufigkeiten der Einspeisung je EE und die relativen Häufigkeiten der auftretenden Einspeisegradien je EE in 10 Klassen bestimmt. Dies wird sowohl für jede Woche einer Jahreszeit als auch für die gesamte Jahreszeit durchgeführt. Diese absoluten Häufigkeiten werden in relative Häufigkeiten der einzelnen Klassen überführt. Für die relativen Häufigkeiten der Einspeisung und der Gradienten je Woche wird durch einen Vergleich mit den relativen Häufigkeiten der Jahreszeit die mittlere quadratische Abweichung in jeder Klasse und für jede EE berechnet. Die quadratischen Abweichungen je Intervall und EE werden für jede Woche summiert und ergeben den gesamten Fehler jeder Woche hinsichtlich der relativen Einspeisung und der Einspeisegradien. Die Addition der wöchentlichen quadratischen Fehler bei Einspeisung und Gradient liefert einen Gesamtfehler über den eine Reihenfolge der Wochen gebildet werden kann. Die Woche mit der geringsten Abweichung wird ausgewählt.

Auf diese Weise kann auf Basis der beiden Kriterien EE-Einspeisung und EE-Gradienten eine möglichst typische Woche je Jahreszeit ausgewählt werden. Anschließend müssen diese Daten noch so skaliert werden, dass die Jahressumme der EE-Einspeisung erreicht

wird. Aufgrund der gewählten Methode ist hier nur eine minimale Skalierung erforderlich.

Die Einspeisezeitreihen wurden mit denen von [63] und [174] verglichen. [117] stützt die Berechnung seiner Verfügbarkeitsfaktoren auf die Auswertung der historischen Daten der vier Netzbetreiber in den Jahren von 2006 bis 2012. [174] verwendet für die Erstellung der Einspeisezeitreihen eine Auswertung von Wetterdaten des Jahres 2011. Bezogen auf die durchschnittliche Anlagenverfügbarkeit konnte eine sehr hohe Übereinstimmung bei beiden Studien festgestellt werden.

In dieser Arbeit werden die Prognosefehler in der Vorhersage der fluktuierend einspeisenden EE (insb. Wind) nicht betrachtet. Für das Modell PERSEUS-LT wird der Einspeiseverlauf für den gesamten Betrachtungszeitraum deterministisch vorgegeben. Für das Modell PERSEUS-ST wird jeweils für das einzelne Problem inklusive des Zeitraums der Voraussicht der zukünftig eintretende Einspeiseverlauf dem Modell zur Verfügung gestellt. Typischerweise zeigt die Prognosegüte für Wind einen deutlichen Qualitätsverlust, wenn sie über einen Zeitraum von einem Tag hinausgeht [175]. Dagegen kann in einem Zeitraum von null bis 24 Stunden von einer geringen Abweichung ausgegangen werden, wie in mehreren Studien gezeigt wurde [10, 46, 176]. Ebenso wie die Windstromerzeugung unterliegt die zukünftige Last einem Prognosefehler, der in dieser Arbeit ebenfalls nicht berücksichtigt wird. Zusammen mit dem Ausfall von Kraftwerken repräsentieren diese Aspekte die wesentlichen Unsicherheiten bei der kurzfristigen Einsatzplanung [175].

Im Modell werden die eintretenden Last- und Einspeisezeitreihen deterministisch und ohne Fehler vorgegeben, während diese in der Realität mit Unsicherheiten sowohl hinsichtlich der Höhe als auch des zeitlichen Eintreffens behaftet sind.

Da in dieser Arbeit kein konkretes Marktdesign untersucht wird, sondern vielmehr ein kostenminimales Optimum aus der Sicht eines zentralen Planers bestimmt wird, ist der Effekt, der aus dem Fehler bei der Prognose der drei genannten Parameter resultiert, als gering anzunehmen. So konnte in mehreren Studien, die den Einfluss unter verschiedenen Marktdesigns untersuchten, gezeigt werden, dass die Kosten der fehlerhaften Einschätzung dramatisch gesenkt werden können, wenn ein Marktdesign gewählt wird, bei dem ein hoher untertägiger Stromhandel erfolgt [171, 177, 178].

5.3.2 Sonstige EE

Die Entwicklung der Kapazitäten der nicht fluktuierenden EE (im Modell: Biomasse, Geothermie und Laufwasserkraftwerke) folgt den Vorgaben der Leitstudie und wird gemäß dem Verteilungsschlüssel von [21] für den jeweiligen Energieträger auf die regionalen Knoten aufgeteilt. Die Verteilung der biomassebasierten Anlagen orientiert sich dabei an den regionalen Potentialen der Biomassen Waldrestholz, Gülle und Stroh. Die Verteilung der geothermischen Anlagen und der Laufwasserkraftwerke stützt sich auf die Arbeiten von [179-181]. Die Entwicklung der Kapazitäten der drei dargebotsunabhängigen EE ist in Tabelle 7 zusammengefasst. Bei Biomasse wird demnach von nur einem begrenzten weiteren Zubau ausgegangen. Geothermie bekommt als zusätzliche Quelle erst in den späteren Betrachtungszeiträumen eine gewisse Bedeutung und auch bei Laufwasserkraftwerken ist nur ein geringes weiteres Potential erschließbar.

Tabelle 7: Kapazitätsentwicklung steuerbarer EE
 Quelle: angepasst nach [4]

GW	2020	2030	2040	2050
Biomasse	8,96	10,00	10,38	10,38
Geothermie	0,3	1,0	1,94	2,95
Laufwasser	3,91	4,12	4,33	4,54

Der Betrieb der Kraftwerke mit diesen drei Energieträgern wird im Wesentlichen durch die Vorgabe des Mindestbetriebs und der Verfügbarkeit von 80 Prozent eingegrenzt. Für alle drei EE wird in jeder Zeitscheibe ein Mindestbetrieb in Höhe von einem Drittel der installierten Leistung vorgegeben, wodurch die Flexibilität weiter eingeschränkt wird, der in der Realität gegebenen Einschränkungen an die Flexibilität der Anlagen Rechnung trägt. Bei Laufwasseranlagen resultieren diese Abbildungen aus der Tatsache, dass nicht alle Kleinanlagen mit Steuerungssystemen ausgerüstet sind. Bei Geothermie und Biomasseanlagen ergeben sich Restriktionen aus der Wärmebereitstellung. So werden insbesondere Biomasse-Anlagen eingesetzt um auch Wärme bereitzustellen und eine in Betrieb befindliche Biogasanlage verfügt auch nur über einen begrenzten Speicher, so dass nur eine begrenzte Flexibilität gegeben ist [58]. Während die Stromerzeugung aus Biomasse im Modell mit geringen variablen Kosten belegt ist, sind Geothermie und Laufwasserkraftwerken keine variablen Kosten zugewiesen, so dass ein Anreiz besteht, diese zu nutzen.

5.4 Speichersysteme

Aufgrund der zeitlichen Diskrepanz zwischen Erzeugung und Last kommt Elektrizitätsspeichern zukünftig eine erhöhte Bedeutung zu. Für das hier entwickelte Modellkonzept PERSEUS-LTST werden daher die Speicherkategorien Pumpspeicher, Power-to-Gas, Batteriespei-

cher, Druckluftspeicher sowie Maßnahmen der Lastverlagerung im Modell detailliert abgebildet.

5.4.1 Pumpspeicher

Aktuell sind in Deutschland Pumpspeicherkraftwerke mit einer gesamten Turbinierleistung von rund 6,6 GW installiert (Vgl. Tabelle 8). Es wird davon ausgegangen, dass bestehende Pumpspeicherkraftwerke auch in Zukunft unabhängig von ihrer Lebensdauer dem Modell zur Verfügung stehen. Ähnlich der Abbildung der KWK-Kraftwerke impliziert dies einen baugleichen Ersatz alter Kraftwerke. Die Daten für bestehende Speicherkraftwerke und die Zubauoptionen basieren auf der IIP-Datenbank, die auf Informationen der Speicherbetreiber und Literaturangaben aufgebaut ist [10, 73, 162, 182].

Tabelle 8: Bestehende Pumpspeicher und Ausbaupotentiale
Quelle: angepasst nach IIP-Datenbank

	Turbine GW	Pumpe GW	Energie GWh	η %
Bestehend	6,6	6,2	153	53-78
Ausbau	5,26	<5,26	28,15	75-83

Die einzelnen Speicherkraftwerke sind dabei individuell im Modell mit ihren spezifischen Werten abgebildet. Ebenso sind die in Planung oder „Begutachtung“ befindlichen Ausbaupotentiale individuell im Modell hinterlegt. Weitere Standorte finden keine Berücksichtigung. Für den Zubau an Pumpspeicherkraftwerken werden je nach Standort spezifische Investitionen zwischen 960-1020 €/kW angenommen. Hierbei ist zu beachten, dass die Investitionen einer großen Standortabhängigkeit unterworfen sind und daher breit streuen können. Die angenommenen Werte stellen daher eine vereinfachende Schätzung dar. Über die anvisierten Projekte hinaus werden keine Zubauoptionen betrachtet,

da aufgrund von geographischen Gegebenheiten und Akzeptanzschwierigkeiten nur von geringen zusätzlichen Potentialen auszugehen ist [76, 183, 184].

5.4.2 Batteriespeicher

Für die zu untersuchende Fragestellung der Wechselwirkungen zwischen Langzeit- und Kurzzeitspeichern in ein zukünftiges Energiesystem spielen die Speichertechnologien, die ein sehr geringes Energie- zu Leistungsverhältnis haben, eine untergeordnete Rolle. Daher stellt eine detaillierte Differenzierung zwischen den verschiedenen Typen von Batteriespeichern nicht den Fokus der Arbeit dar. Basierend auf den vorgestellten Batterietypen wird ein Kurzzeitspeichertyp abgeleitet, der in der entwickelten Modellierungsumgebung einen Batteriemix repräsentiert. Eine detaillierte Differenzierung zwischen den einzelnen Batterietechnologien ist nicht der Fokus der Arbeit. Genauere Informationen zu den einzelnen Technologien finden sich beispielsweise in [68, 69, 72]. Daher wird für die Untersuchung ein Energie- zu Leistungsverhältnis von 5:1 angenommen. Ein ähnliches Vorgehen wird auch in vergleichbaren Studien gewählt, beispielsweise in der Studie [6].

Zukünftig wird für NaS-Batterien das preislich günstigste Verhältnis von Energie zu Leistung erwartet [6]. Für diesen Batterietyp wird ein Verhältnis von Energie zu Leistung von 5 zu 1 angenommen. Die Investitionen werden mittelfristig mit 200 €/kWh und zukünftig mit 100 €/kWh veranschlagt [6]. Hinzu kommen noch Kosten für den Umrichter in Höhe von mittelfristig 100 €/kW und zukünftig 50 €/kW. Damit ergeben sich spezifische Investitionen von aktuell rund 1.100 €/kW_{e,l} und einer zu erwartenden Kostensenkung auf 550 €/kW_{e,l} für den im Modell als Ausbauoption angebotenen Batteriespeicher. Diese Senkung der spezifischen Investitionen wird im Modell im Zeitverlauf linear angenommen. Der Wirkungsgrad wird mit zukünftig

87 % angenommen [6]. Es wird keine zyklische Lebensdauer neben der kalendarischen Lebensdauer von 18 Jahren berücksichtigt. Die Betriebskosten für Wartung/Reparatur werden mit 0,5 %/a der Investition angenommen. Vereinfachend werden die Parameter über den gesamten Betrachtungszeitraum vorgegeben. Dieser Batterietyp repräsentiert somit im Modell die Klasse der Batteriespeicher.

5.4.3 Druckluftspeicher

In der Arbeit wird nur der Druckluftspeicher Huntorf betrachtet. Das Kraftwerk Huntorf verfügt über eine elektrische Nettoleistung von 321 MW und wird mit Erdgas sowie verdichteter Luft betrieben. Die Speicherdimensionierung erlaubt einen kontinuierlichen Betrieb bei Volllast über zwei Stunden, danach ist aufgrund des verminderten Drucks nur noch ein Betrieb mit reduzierter Leistung möglich [75].

Zukünftige adiabate Druckluftspeicher könnten, vorausgesetzt die Technologie etabliert sich, mit hohen Wirkungsgraden und reduzierten Kosten betrieben werden. Zu beachten ist allerdings, dass das Ausbaupotential durch die benötigten Salzkavernen begrenzt ist. Deren Nutzung durch die Druckluftspeicher steht in Konkurrenz zur Nutzung als Erdgasspeicher und durch die Nutzung als Wasserstoffspeicher durch PtG. Mögliche Wirkungsgrade liegen bei bis zu 69 %, die Kosten für die Speicherkaverne bei etwa 47 €/kWh und die Kosten für Turbine und Verdichter bei etwa 570 €/kW [6]. In der Arbeit werden keine Ausbauoptionen für Druckluftspeicher betrachtet aufgrund der Konkurrenz um die Nutzung der Salzkavernen, die auch für die PtG-Anlagen benötigt werden.

Im weiteren Verlauf der Arbeit liegt der Fokus auf der PtG-Technologie, die mögliche Konkurrenz mit Druckluftspeichern um die Nutzung von Salzkavernen wird dabei nicht thematisiert.

5.4.4 Power-to-Gas

Die PtG Technologie stellt eine neue Anwendung zur Speicherung elektrischer Energie in chemischer Form dar. Bisher wird diese noch nicht in kommerziellem Maßstab eingesetzt und ist noch nicht ausgereift. Daher findet sich in der Literatur eine große Bandbreite an technischen und ökonomischen Parameter der Technologie. Die Wesentlichen, für ein Elektrizitätsmodell relevanten Parameter und deren Spannen zeigt Tabelle 9. Hierbei beziehen sich die Werte für die Investition auf die gesamte Anlage, inkl. Einspeisetechnik. Aufgrund unterschiedlicher energetischer Bezugsgrößen, sind diese, zur Vergleichbarkeit, über die in den jeweiligen Studien angenommenen Wirkungsgrade auf eine einheitliche Einheit umgerechnet worden. Zusätzlich wird der zeitliche Bezugsrahmen der Studien als Indikator für den angenommenen Reifegrad angegeben, da es sich um eine noch unausgereifte Technologie handelt und daher in den Studien Lernkurven und Skaleneffekte berücksichtigt werden.

Tabelle 9: Techno-ökonomische Parameter der PtG-Technologie

Studie	zeitlicher Bezug	Investition [€/kW _{el}]	variable Kosten [% _{Investition} /a]	Wirkungsgrad [%]
Zielprodukt Wasserstoff				
[83]	2013-2050	895-1.420	2-3	64-70
[4]	2023-2050	600-1.000	-	72-77
[105]	2013-2030	706-1.200	2	65
[185]	2008	1.000	-	-
[186]	2005	-	-	85-90
[187]	2013	-	-	79-81
Zielprodukt SNG				
[83]	2013-2050	1.696-3.250	2-3	52
[4]	2023-2050	1.000-1.200	-	60-65
[81]	2020-2050	1.000	-	65-68
[188]	2050	500-1.000	4	62
[105]	2013-2030	1.186-1.680	4	54
[189]	2011	-	-	51
[187]	2013-2030	-	-	63-81
[118]	2020-2050	1.000	-	60

Aus den Studien werden repräsentative Parameter ausgewählt, wie die weiter unten stehende Tabelle 10 zeigt. Hierbei wird keine Entwicklung der Parameter über der Zeit berücksichtigt, sondern es

werden die Werte angenommen, die in der Zukunft erwartet werden. Wie sich in Testrechnungen gezeigt hat, ist in den ersten Perioden, die durch einen EE-Anteil kleiner 50 % gekennzeichnet sind, kein nennenswerter PtG-Zubau zu erwarten, so dass man sich durch das Vorgehen keinen für die Interpretation der Ergebnisse relevanten Fehler einhandelt.

Im Gegensatz zu anderen Studien, die sich mit der Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen beschäftigen, wird in dieser Arbeit kein fester Strombezugspreis vorgegeben, sondern dieser wird im Modell endogen ermittelt. Weitere Elemente aus denen sich die Betriebskosten zusammensetzen sind im Wesentlichen Wartung, Instandhaltung sowie der Wasserverbrauch. Diese Ausgaben werden unter variablen Kosten zusammengefasst. Der Wirkungsgrad gibt den Wirkungsgrad der Gesamtkette zur Erzeugung von H₂ oder CH₄ an. Die Lebensdauer der Anlagen wird gemäß den oben erwähnten Studien mit 20 Jahren angenommen.

Tabelle 10: Techno-ökonomische Parameter von PtG in PERSEUS-LTST

Technologiepfad	Investition [€/kW _{el}]	Var. Kosten [% Investition]	Wirkungsgrad [%]	Lebensdauer [a]
H ₂	750	3	75	20
SNG	1.125	3	60	20

In dieser Arbeit soll der erzielbare Preis für die Produktgase der PtG-Anlage gemäß des Prinzips der Anlegbarkeit bestimmt werden [45]. Demnach gilt, dass die Produkte einen konkurrenzfähigen Preis erzielen, also dass SNG den gleichen Preis erzielt wie konventionelles Erdgas und H₂ ebenfalls den gleichen Preis wie H₂, welches aus Erdgas erzeugt wurde. Hierbei wird ergänzend angenommen, dass der

Preis von Wasserstoff sich langfristig am Preis von Erdgas orientiert, denn es kann angenommen werden, dass der Wert des Wasserstoffs bezogen auf den Energiegehalt mindestens so hoch ist wie der von Erdgas, da Wasserstoff (aus Erdgas) nicht günstiger bereitgestellt werden kann als Erdgas selbst [83]. Daher wird in dieser Arbeit der gleiche Preis für beide Produkte verwendet. Vor dem Hintergrund, dass sich im Modell der H₂-Pfad ohnehin durch niedrigere Investitionen und höhere Wirkungsgrade auszeichnet, würde ein dritter Parameter zur Bevorteilung des H₂-Pfades keinen Mehrwert leisten. In dieser Arbeit wird Power-to-Gas als eine Komponente des Elektrizitätssystems betrachtet. Daher ist das primäre Anwendungsgebiet für das Produktgas der Einsatz als Brennstoff zur Stromerzeugung. Hier kann angenommen werden, dass das Produktgas den gleichen Wert hat wie Erdgas inklusive der für die CO₂-Emissionen anfallenden Ausgaben. Damit wird ein von 2,4 €/kWh auf 5,02 €/kWh ansteigender Preispfad, analog zum Erdgaspreis inklusive der Ausgaben für die CO₂-Emissionszertifikate angenommen (Vgl. Kapitel 5.2.4). Dieses Vorgehen entspricht dem in [122] angewandten. Vor diesem Hintergrund kann die erzeugte Produktgasmenge als Substitut der importierten Energieträger angesehen werden und einen Beitrag zur Verringerung der Importabhängigkeit leisten. Aufgrund des angenommenen gleichen Preises für Importe von Erdgas und PtG-Produktgase sind die beiden Energieträger im Modell gleichwertig.

Diese Art der Modellierung entspricht einem virtuellen Speicher, in dem das erzeugte Produktgas eingespeichert wird, und der allen gasnachfragenden Sektoren zur Verfügung steht. Für die Modellierung des Modells PERSEUS-LTST bietet diese Art und Weise allerdings den Vorteil, dass keine Speicherstände, denen ein Wert zugewiesen werden müsste, zwischen den aufeinanderfolgenden Problemen, übergeben werden müssen.

Bei Power-to-Gas Anlagen besteht die Möglichkeit, eine über die Vergütung für das Zielprodukt hinausgehende Vergütung für Nebenprodukte zu erzielen. Diese Nebenprodukte beinhalten bei der Elektrolyse den entstehenden reinen Sauerstoff und bei der Methanisierung die entstehende Wärme auf erhöhtem Temperaturniveau. Im Rahmen dieser Arbeit werden diese Erlösquellen nicht separat betrachtet, da der erzielbare Erlös stets standortabhängig ermittelt werden muss.

Darüber hinaus besteht für Power-to-Gas Anlagen auch die Möglichkeit, am Regelenergiemarkt teilzunehmen um zusätzliche Erlöse zu generieren. Eine Untersuchung der hieraus resultierenden Erlösmöglichkeiten wurde auf Basis historischer Daten in [190] durchgeführt. Im Ergebnis zeigt sich, dass signifikante Zusatzerlöse durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt für PtG-Anlagen generiert werden können. Bei den Kosten der Speichersysteme kann daher Berücksichtigung finden, dass Speicher oft ihre Erlöse nicht nur auf dem Energiemarkt erzielen, sondern 30-50 % ihres Einkommens über die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erzielen [118]. Problematisch hieran ist, dass sich diese Beträge nur schwer über fundamentale Zusammenhänge erklären und daher auch abbilden lassen. In der entwickelten Modellierungsumgebung kann davon ausgegangen werden, dass der Wert der Speichersysteme für das Gesamtsystem unterschätzt wird, da der Beitrag (bei Batterie- und Pumpspeichern) zu Systemdienstleistungen nicht angemessen honoriert werden kann. Tendenziell dürfte der Speicherzubau daher in einem realen System höher liegen als hier ermittelt [117].

5.4.5 Demand-Side-Management (DSM)

Eine den Speichern vergleichbare Aufgabe können auch Lastverschiebepotentiale (Demand-Side-Management) erfüllen. Diese bieten die Möglichkeit, Lasten kurzfristig zeitlich zu verschieben. Damit stehen sie wie die Kurzzeitspeicher nur in eingeschränkter Konkurrenz zu Power-to-Gas und sollen daher nur in ausgewählten Szenarien abgebildet werden. Die Vielzahl der vorhandenen DSM-Maßnahmen wird hier aggregiert über einen Prozess abgebildet werden. Dies ist angemessen, da im Fokus der hier durchgeführten Untersuchungen nicht die vergleichende Untersuchung einzelner DSM Maßnahmen steht, sondern vielmehr der Vergleich zwischen Langzeit- und Kurzzeitspeicherung. Die Abbildung von DSM-Maßnahmen orientiert sich an dem in der Studie [118] gewählten Vorgehen. Demnach erfolgt die Abbildung von DSM-Maßnahmen gemäß der in Kapitel 4.3.7 beschriebenen Gleichungen und somit methodisch der Abbildung von Kurzzeitspeichern. Es wird in dieser Arbeit, sofern die Option DSM im betrachteten Szenario aktiviert ist, angenommen, dass an jedem Knoten des Energiesystems, an dem eine Elektrizitätsnachfrage besteht, ein Speicher installiert ist. Dieser erlaubt es, Teile der anliegenden Last mit einem Verhältnis von Energie zu Leistung von 3 zu 1 und einem Wirkungsgrad von 97 % zu verschieben. Die Werte stammen aus den in [168] detailliert ermittelten Potentialen zur Lastverlagerung, in denen auch das Verhältnis von verlagerbarer Energie zu Leistung untersucht wurde. Der Wirkungsgrad spiegelt bei dieser Abbildungsmethode die Kosten der Maßnahmen wieder. Die Leistung des Lastverschiebepotentials orientiert sich an verschiedenen Studien und die Werte sind in Tabelle 11 aufgeführt.

Tabelle 11: Lastverschiebepotentiale in der Literatur und in PERSEUS-LTST

Quelle, [MW]	2020	2030	2040	2050
[118]	2.400	2.400	2.400	2.400
[4]	1.100	1.200	1.250	1.300
[6]	1.500	-	-	5.700
[10]	2.500	-	-	-
Modellwerte	2.000	3.000	4.000	5.000

In dieser Arbeit wird im Szenario Lastmanagement ein im Zeitverlauf ansteigendes Lastverschiebepotential angenommen, von 2.000 MW in 2020 bis hin zu 5.000 MW in 2050. Es wird bewusst ein hoher Wert gewählt um in den Szenarien, in denen Lastverschiebung betrachtet wird, auch die zukünftig möglicherweise zunehmende Nutzung dieser Option abzubilden. Insbesondere die Elektromobilität ist eine Technologie, durch die zukünftig möglicherweise eine zusätzliche elektrische Last geschaffen werden kann, die bedeutende Potentiale zur Lastverschiebung bietet.

5.5 Übertragungsnetz

Die Modellierung des deutschen Höchstspannungsnetzes basiert auf UCTE-Daten (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity), die in [21] durch eine Georeferenzierung abgebildet wurden. Das Netz bildet aufgrund der im Rahmen dieser Arbeit vorgenommenen Anpassungen das Startnetz des NEP-2014 inklusive des EnLAG und der im NEP-2014 beschriebenen Änderungen und Verzögerungen ab [9, 52]. Der Netzausbau selbst ist in PERSEUS-LTST nicht Gegenstand der Optimierung, sondern wird fest vorgegeben.

Insgesamt werden auf der Hoch- und Höchstspannungsebene der 220 kV- und 380 kV-Leitungen somit über 560 Sammelleitungen

abgebildet, die die 442 Netzknoten verbinden. Abbildung 22 zeigt die Struktur des deutschen Übertragungsnetzes im Modell PERSEUS-LTST. Bei der Abbildung wurden Leitungen, die auf einem gemeinsamen Elektrizitätsmast verlaufen, zusammengefasst, so dass die Anzahl der Einzelleitungen reduziert werden konnte. Gemäß der in [21, 191] beschriebenen Charakteristika der im deutschen Höchstspannungsnetz eingesetzten Verbundleitungen stellt dies ein akzeptables Vorgehen dar.

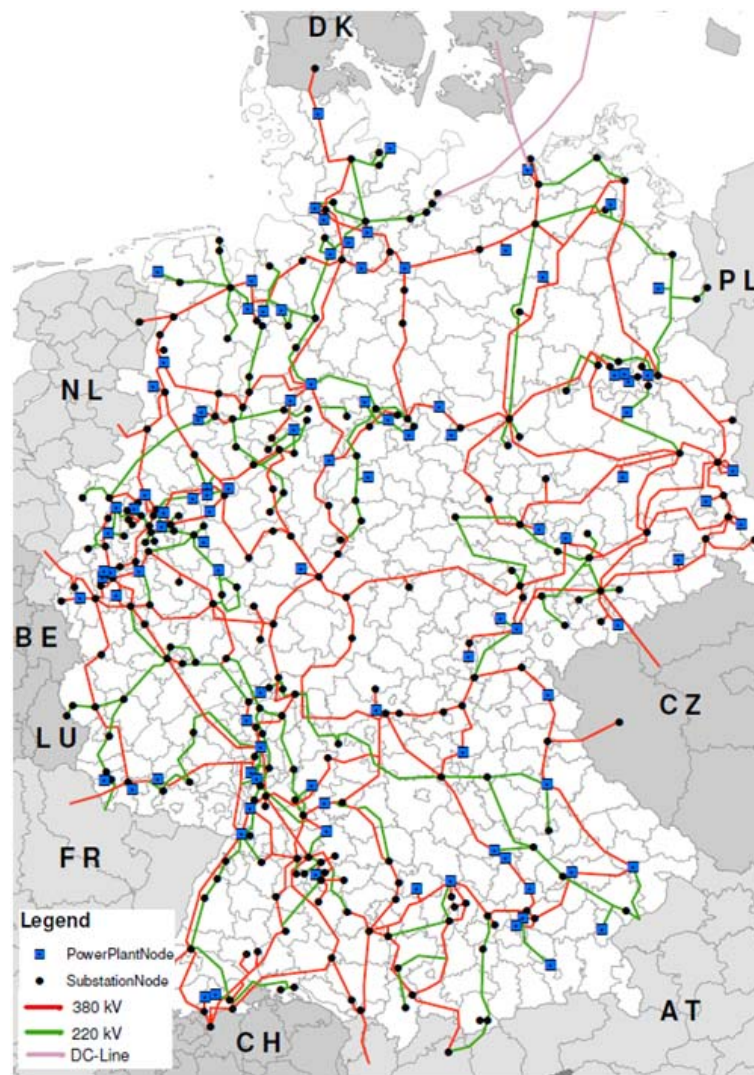


Abbildung 22: Struktur des deutschen Übertragungsnetzes in PERSEUS-LTST
Quelle: angepasst nach [21]

In dieser Arbeit werden zusätzlich, in ausgewählten Szenarien, Netzausbauoptionen, über die im Startnetz hinterlegten hinaus, als Lösungsmöglichkeit betrachtet. Dazu werden die Maßnahmen, die das Zielnetz des NEP-2014 beschreiben, zusätzlich abgebildet. Hierbei wird auf das Szenario B abgestellt, da dieses einen Entwicklungspfad über das Jahr 2024 hinaus bis zum Jahr 2034 aufzeigt. Damit weist dieses Szenario den umfangreichsten Netzausbau auf. Insbesondere im Jahr 2034 werden die Transportkapazitäten der großen DC-Leitungen nochmals deutlich ausgebaut.

5.6 Elektrizitätsnachfrage, Importe und Exporte

Die treibende Kraft für das Modellkonzept PERSEUS-LTST stellt die Deckung der Nachfrage nach Elektrizität dar. Für die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage (Nettostromverbrauch) wird abweichend von [4], Szenario B, nur eine moderate Reduktion um 15% bis zum Jahr 2050 bezogen auf das Jahr 2010 angenommen [192]. Im Rahmen der Szenariodiskussionen des Projektes HEA wurde dieses Szenario als wahrscheinlicher erachtet [173]. Somit reduziert sich die Nettostromnachfrage von 566 TWh im Jahr 2010 auf 481 TWh im Jahr 2050. Nicht berücksichtigt in der dargestellten Nettostromnachfrage sind der Kraftwerkseigenverbrauch, der Pumpstromverbrauch sowie der entstehende Bedarf durch neue Verbraucher wie Wärmepumpen, E-Mobilität und Elektrolyseure. Berücksichtigt sind allerdings die Netzverluste. Die geographische Verteilung der Last auf die Landkreise folgt der von [21] entwickelten Methode. Hierzu wird die bundesweite Nachfrage, über das durchschnittliche BIP je Einwohner und die Anzahl der Einwohner je Kreis, auf die Kreise verteilt. Anschließend wird die regionalisierte Nachfrage, invers zur Entfernung zu den beiden nächstgelegenen Netzknoten, den Netzknoten zugeordnet. Die Verteilung der Last auf die 8760 Stunden des Betrachtungsjahres basiert auf den Daten der historischen Nachfrageverläufe Deutschlands [193] für das Jahr 2011. In Abbildung 23 ist der Verlauf der Last abgebildet. Deutlich erkennbar ist die Abhängigkeit der Last von Tageszeit, Wochentag und Jahreszeit.

Wie bereits im Kapitel 5.3.1 beschrieben, wird für die Modelle PERSEUS-LT und PERSEUS-ST eine unterschiedliche Art der Einbindung der Lastzeitreihen gewählt. Im Modell PERSEUS-ST wird die vollständige Einspeisezeitreihe für das Jahr 2011 betrachtet. Für das Modell PERSEUS-LT wird eine typische Winter- und eine typische Sommerwoche verwendet.

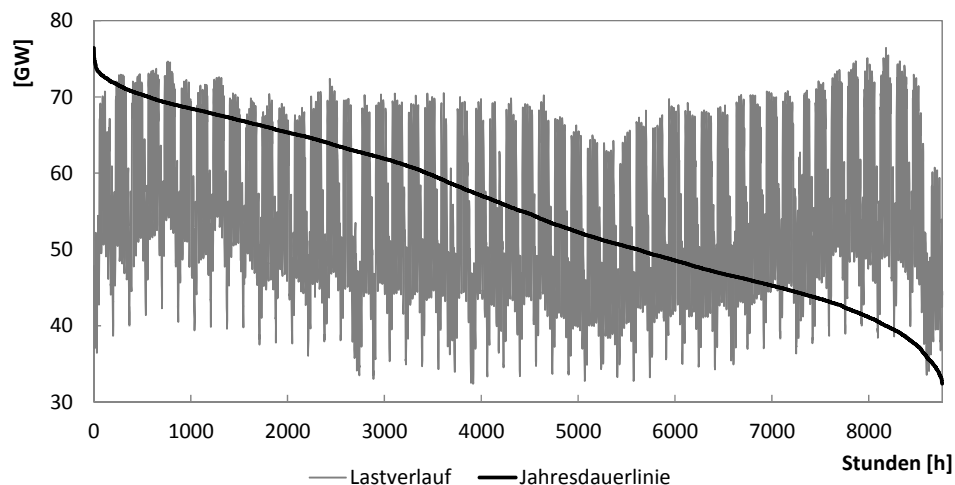


Abbildung 23: Vertikale Netzlast in Deutschland 2011
Quelle: eigene Darstellung nach [193]

Die Modellrechnungen zielen darauf ab, ein zukünftiges deutsches Energiesystem zu entwickeln und zu bewerten, das im Stande ist, ohne Elektrizitätsimporte aus dem Ausland eine sichere Stromversorgung zu leisten. Der Elektrizitätsaustausch mit den Nachbarländern wird im Modell folglich nicht mitabgebildet. Das hier gewählte Vorgehen ist damit in Übereinstimmung mit den in [6, 126] gewählten Ansätzen. Vor dem Hintergrund der EE-Ausbauziele der Bundesregierung, die die Ziele der Nachbarländer übertreffen und der abnehmenden Bereitschaft dieser, in beispielsweise Starkwindzeiten, Stromüberschüsse in Norddeutschland aufzunehmen oder durchzuleiten, ist dies ein vertretbarer Ansatz [47].

5.7 Zinssatz

In energiewirtschaftlichen, optimierenden Modellen zur Langfristplanung spielt die Wahl eines geeigneten Zinssatzes eine entscheidende Rolle um zukünftigen Zahlungsströmen einen angemessenen Wert zuzuweisen. Daher werden die Ausgaben zukünftiger Perioden schwächer gewichtet als unmittelbar anstehende Ausgaben. Daraus lässt

sich die Kritik ableiten, dass die letzten Perioden oft eine vernachlässigbare Wirkung auf das Ergebnis haben und daher nicht angemessen die Lösung beeinflussen. Bei einer myopischen Betrachtung, wie sie in der vorliegenden Modellumgebung PERSEUS-LTST gewählt wurde, werden dagegen die Zahlungsströme einer Periode nicht diskontiert. Die Perioden werden somit gleichgewichtet. Der Zinssatz ist für die Untersuchung jedoch weiterhin relevant, da die Lebensdauern der Kraftwerks- und Speicherzubauten die Länge der Betrachtungsperioden überschreiten und die Investitionen annuitätisch berücksichtigt werden.

Bei Energiesystemanalysen hängt die Wahl des Zinssatzes von der Fragestellung ab. So werden in Analysen, die der Politikberatung dienen, meist niedrige Zinssätze zwischen 3-5 % angenommen. Energiesystemanalysen für Unternehmen der Energiewirtschaft gehen dagegen eher von einer Verzinsung von 8-12 % aus. Während Zinssätze zwischen 3-5 % einer risikofreien Verzinsung am Kapitalmarkt entsprechen, verlangen Marktakteure einen Risikoaufschlag für das Risiko der unternehmerischen Tätigkeit, was die höheren Zinssätze erklärt [194, 195].

In der hier durchgeführten Arbeit wird ein einheitlicher Zinssatz von 6 % angenommen. Dies stellte sich im Rahmen von Diskussionen der HEA als ein aktuell aus volkswirtschaftlicher Sicht adäquater Wert heraus [173]. Eine vollständige, nach Akteur und Technologie differenzierte Struktur von Zinssätzen könnte die unterschiedlichen Erwartungen der Marktteilnehmer und technologischen Entwicklungsstände (insb. der EE) genauer abbilden. Hierzu ist jedoch keine ausreichende Datenbasis vorhanden. Die im Modell verwendeten ökonomischen Größen werden als reale Größen auf das Basisjahr 2012 bezogen.

6 Modellgestützte Analyse des zukünftigen Kraftwerks- und Speicherparks

Im nachfolgenden Kapitel wird der gesamtwirtschaftlich optimale Kraftwerks- und Speicherbedarf in Deutschland zur Deckung der Stromnachfrage bei einem vorgegebenen Ausbau der EE mit dem entwickelten Modellkonzept berechnet. Hierzu werden zunächst in Kapitel 6.1 die für die Untersuchungen gewählten Modelleinstellungen und die Szenariodefinition beschrieben. Diese dienen im nachfolgenden Kapitel 6.2 als Basis des Referenzszenarios, anhand dessen ausführlich Ergebnisse ermittelt und dargestellt werden. Anschließend werden in Kapitel 6.3 Szenariorechnungen durchgeführt, um die Sensitivität der Lösung gegenüber wesentlichen Parametern zu untersuchen. Hierbei wird besonders auf resultierende Unterschiede eingegangen.

6.1 Modelleinstellungen und Szenariorahmen

Im Folgenden sollen wichtige methodische Eigenschaften des neu entwickelten Verfahrens einer eingehenden Betrachtung unterzogen werden. Diese Untersuchungen werden auf Basis der im folgenden Kapitel 6.1.1 beschriebenen Szenariodefinition durchgeführt.

Bei der integrierten Einsatz- und Ausbauplanung PERSEUS-LT werden Stützjahre eingesetzt um den Einfluss der Entwicklung der Randbedingungen entlang der Zeitachse auf das Energiesystem zu berücksichtigen. Um diesen Einfluss darzustellen, wird ein Vergleich mit einem Modelldurchlauf ohne Berücksichtigung von Stützjahren durchgeführt (Kapitel 6.1.2).

Den nächsten Untersuchungspunkt bildet die Auswahl der zwei typischen Wochen für das Modell PERSEUS-LT und deren Einfluss auf die Entwicklung des Energiesystems. Hierzu werden den ausgewählten Wochen drei weitere Auswahlen von Typwochen gegenübergestellt und die resultierenden Kraftwerks- und Speicherparks für das Zielsystem berechnet (Kapitel 6.1.3).

Für das Modell PERSEUS-ST wird untersucht, welche Länge der Voraussicht, also welcher Umfang an Informationen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung von Last und fluktuierender Einspeisung geeignet ist (Kapitel 6.1.4). Darauf aufbauend wird für das Modell PERSEUS-LT untersucht, welchen Einfluss die zusätzlichen Restriktionen der Kraftwerkseinsatzplanung auf das Ergebnis ausüben (Kapitel 6.1.5). Für die beiden letztgenannten Untersuchungspunkte wird jeweils auch ein Vergleich mit den resultierenden Rechenzeiten durchgeführt, um einen Kompromiss aus Genauigkeit und Rechenzeit zu bilden.

Die Verschaltung der beiden Modellteile PERSEUS-LT und PERSEUS-ST erlaubt es, wie in Kapitel 4.1 beschrieben, eine Vorauswahl der relevanten Speicherstandorte zu treffen. Der potentielle Fehler, der hieraus resultieren kann, wird näher beleuchtet und eine geeignete Auswahlmenge bestimmt (Kapitel 6.1.6).

6.1.1 Definition des Szenariorahmens

Ein grundsätzliches Problem bei Szenarioanalysen ist die Auswahl der zu betrachtenden Szenarien. Die Schwierigkeit besteht in der Komplexität und Größe des Lösungsraumes, was eine vollständige Darstellung unmöglich macht. Ein Szenario kann nur einen spezifischen Zukunftspfad beschreiben. Bislang gibt es keine allgemein anerkannten Verfahren für die Auswahl der Szenarien. [140] In der Praxis hat sich die Methode etabliert, sich auf „wahrscheinliche“ Entwicklungen zu

konzentrieren. Daher soll das Referenzszenario eine aus heutiger Sicht gut vorstellbare Entwicklung aufzeigen.

Auf der in diesem Abschnitt beschriebenen Parameterwahl bauen sowohl die nachfolgend beschriebenen Ergebnisse und Plausibilisierungsuntersuchungen des Kapitels 6.1 als auch die Ergebnisse bezüglich des Referenzszenarios, die in Kapitel 6.2 beschrieben werden, auf. Das Referenzszenario basiert auf den in Kapitel 1 beschriebenen Daten. Darüber hinaus wird die Festlegung der betrachteten Speichervarianten und des Umgangs mit Überschüssen aus der Einspeisung der fluktuierenden EE im Folgenden vorgenommen. So wird hinsichtlich PtG angenommen, dass Elektrolyseure eingesetzt werden mit dem Ziel, Wasserstoff zu erzeugen. Zusätzlich können Kurzzeitspeichersysteme zugebaut werden. Lastmanagement wird in diesem Szenario nicht betrachtet. Hinsichtlich der Abregelung der EE wird im Referenzszenario angenommen, dass diese beliebig erfolgen kann.

Es wird die Wasserstoffherzeugung in PtG betrachtet, da diese, gegenüber PtG mit anschließender Methanisierung, auf die Methanisierungseinheit verzichten kann. Hieraus resultieren sowohl höhere Wirkungsgrade als auch niedrigere spezifische Investitionen. Hinsichtlich des Zielproduktes ist der Wert von Wasserstoff als mindestens so hoch wie der von SNG einzuschätzen. Aufgrund dieser Vorteilhaftigkeit können dem Modell nicht beide Varianten als Ausbauoption gleichzeitig vorgegeben werden, beziehungsweise würde stets die Wasserstoffvariante bevorzugt. Daher wird in Szenario Referenz die Obergrenze des Bedarfs an PtG-Anlagen abgeschätzt. Nicht im Modell abgebildet werden eventuell auftretende Einspeiserestriktionen, die die maximale Wasserstoffbeimischung zum Erdgasnetz reduzieren können und daher den Einsatz einer Methanisierungsstufe erfordern können. Eine Gegenüberstellung der beschriebenen Varianten wurde vom Autor bereits durchgeführt und veröffentlicht [129, 196]. Daher werden diese Aspekte hier nicht erneut betrachtet.

Um die Sensitivität der Lösung gegenüber veränderten Randbedingungen zu untersuchen, wird in Kapitel 6.3 eine Szenarioanalyse durchgeführt. In Tabelle 12 sind die Eigenschaften der einzelnen Szenarien, abweichend von denen des Referenzszenarios, zusammengestellt. Die einzelnen Szenarien unterscheiden sich dabei nur in einem bis maximal zwei Merkmalen von denen des Referenzszenarios, um den Einfluss des jeweiligen Parameters klar identifizieren zu können.

Während im Referenzszenario angenommen wird, dass die EE beliebig abgeregelt werden können, wird im Szenario B eine maximale Abregelung der fluktuierenden EE vorgegeben. Hierdurch soll der Einfluss der erzwungenen Integration zusätzlicher Mengen erneuerbar erzeugten Stroms auf die Speichersysteme und die Netzbelastung analysiert werden. Das Szenario C untersucht den Einfluss des Ausbauzustandes des Übertragungsnetzes auf die Ergebnisse. Im Gegensatz zum Referenzszenario wird daher nicht das Startnetz des NEP betrachtet, sondern das Zielnetz. Im Szenario D wird die Möglichkeit zur Lastverlagerung als Konkurrenz zu den anderen Speichertechnologien dem Modell als Option fest vorgegeben, um Substitutionsmöglichkeiten zu analysieren. Um die Abhängigkeit der Ergebnisse hinsichtlich der installierten Leistungen von den angenommenen Investitionen für die Speicher zu berücksichtigen, werden diese in den Szenarien E1 bis E3 variiert. Das Szenario E3 untersucht zusätzlich die Bedeutung der Speicher für eine weitgehende EE-Integration. Abschließend wird der Einfluss der CO₂-Zertifikatepreise auf die thermischen Kraftwerke untersucht, indem eine sowohl nach oben als auch nach unten abweichende Preisentwicklung unterstellt wird.

Tabelle 12: Definition der Szenarien

Merkmals	Szenario	Beschreibung	Motivation
Referenzszenario	A	Netzausbau gemäß Startnetz NEP 2014, freie EE-Abregelung, keine Lastverschiebung, optimistisch-moderate Speicherpreisentwicklung, CO ₂ -Preise gemäß Leitstudie 2011.	
Abregelung fluktuierender EE	B	Begrenzung auf maximal 2,5 % pro Jahr.	Analyse der Wechselwirkungen zwischen Abregelung, Netzbelastung und Speichern.
Netzausbau	C	Gemäß den Zielvorstellungen des NEP 2014, Szenario B.	Analyse des Einflusses zusätzlicher Übertragungskapazität
Lastverschiebung	D	Berücksichtigung von Lastverschiebung (Kapitel 5.4.5).	Analyse des Einflusses von Lastverschiebung auf den Speicherbedarf.
Investitionen in Speicher	E1	Verdopplung der Investitionen für PtG-Anlagen.	Analyse der Sensitivität der Ergebnisse von den Investitionen in die Speicher.
	E2	Verdopplung der Investitionen für Batteriespeicher	
	E3	PtG-Investitionen wie in Szenario E1. Begrenzung der EE-Abregelung wie in Szenario B.	Analyse der Wechselwirkungen zwischen den Investitionen in Speicher und Abregelung.
ETS-Preise	F1	CO ₂ -Preise verbleiben ab 2020 bei 20 €/t.	Analyse des Einflusses der Brennstoffpreise auf die Ergebnisse
	F2	CO ₂ -Preise ab 2020 auf doppeltem Niveau gegenüber Referenzszenario.	

6.1.2 Einfluss der Stützjahre

Eine wesentliche Restriktion bei der Bestimmung des Kraftwerksparks für das Jahr 2050 stellt die dazwischenliegende Übergangszeit dar. Konventionelle Kraftwerke können gerade in dieser Übergangszeit zu einem regenerativen Erzeugungssystem einen hohen Wert für das Elektrizitätssystem besitzen, der bei einer ausschließlichen Betrachtung des Zieljahres keinen Eingang in die Lösung finden würde. Um dies zu überprüfen und zu belegen, wird nachfolgend der bereits vorgestellten Bestimmung des Energiesystems im Jahr 2050 mit Stützjahren im 10-Jahres-Rhythmus eine Bestimmung des Zielsystems ohne Stützjahre gegenübergestellt. Bei der Bestimmung des Energiesystems unter Vernachlässigung der Übergangszeit, besteht der Basiskraftwerks- und speicherpark aus den im Jahre 2012 bestehenden Kraftwerken, die bis zum Jahr 2050 noch nicht das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Es wird nur diese Periode in der myopischen Optimierung betrachtet. Es handelt sich somit um eine annähernde „grüne Wiese“ Planung des konventionellen Kraftwerks- und Speicherparks.

In Abbildung 24 sind die endogenen Zubauten des thermischen Kraftwerksparks und der Speicher für die Betrachtungen mit und ohne Stützjahre dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass durch die Berücksichtigung der Übergangszeit eine rund 2,5 GW höhere Leistung an Braunkohlekraftwerken und eine dementsprechend geringere Leistung an gasbefeuerten Kraftwerken im Zielsystem resultieren. Der Zubau der Braunkohlekraftwerke erfolgt in den Stützjahren 2020 und 2030, bei geringeren EE-Anteilen und niedrigen CO₂-Zertifikatekosten, wenn folglich die Stromerzeugung aus Braunkohle eine günstige Energieversorgung erlaubt. Bei der Steinkohle lässt sich bei den Kapazitäten zwischen den beiden Szenarien kein Unterschied feststellen, da diese in keinem Fall endogen zugebaut werden. Sie werden wesentlich durch die Vorgaben aus der KWK-Modellierung determi-

niert (vergleiche Kapitel 5.2.3). Daher lassen sich auch nur geringe Unterschiede im Einsatz feststellen. In der Summe der installierten thermischen Kraftwerke lässt sich ebenfalls kein Unterschied feststellen, da diese durch die benötigte Kapazitätsvorhaltung bestimmt wird.

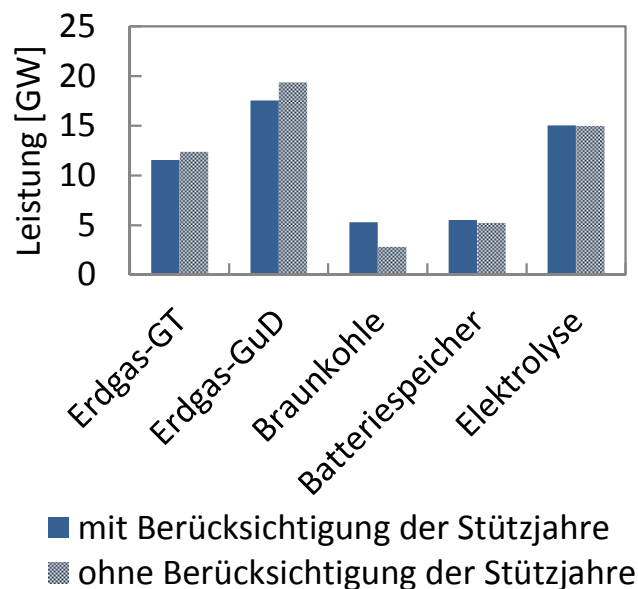


Abbildung 24: Einfluss der Übergangszeit auf die Entwicklung des Kraftwerks- und speicherparks

Betrachtet man die endogen zugebauten, gasgefeuerten Kraftwerke genauer, lässt sich beobachten, dass unter Vernachlässigung der Übergangszeit vermehrt gasgefeuerte GuD-Kraftwerke zugebaut werden (ca. 1,8 GW zusätzlich), die im Zielsystem besonders wertvoll sind, während bei den reinen Gasturbinen ein geringerer Unterschied zu beobachten ist (ca. 0,8 GW zusätzlich). Deren Zubau wird wesentlich durch die vorzuhaltende gesicherte Leistung beeinflusst. Bezüglich der Speicher zeigt sich das Ergebnis jedoch recht vergleichbar. Die Berücksichtigung von Stützjahren führt aufgrund des anderen Kraftwerksparks zu einer nur sehr geringfügig erhöhten Installation von Batteriespeichern (ca. 0,25 GW zusätzlich). Speichersysteme werden vorwiegend in den Jahren 2040 und 2050 zugebaut.

Um den zukünftigen Kraftwerks- und Speicherpark sowie den Kraftwerkseinsatz möglichst genau zu bestimmen, wird im Modell PERSEUS-LTST der Kraftwerks- und Speicherpark unter Berücksichtigung der Stützjahre bestimmt. Hierdurch wird der Wert der thermischen Kraftwerke in der Übergangszeit zu einem weitgehend regenerativ geprägten System berücksichtigt.

6.1.3 Einfluss der Typwochenauswahl

Die zeitliche Struktur des Modells PERSEUS-LT basiert auf 2 Wochen (und einem Extremtag, der hier nicht variiert wird), die ein Betrachtungsjahr repräsentieren. In diesem Kapitel wird der Einfluss der Auswahl dieser Wochen auf die Bestimmung des zukünftigen Kraftwerksparks mit dem Modell PERSEUS-LT abgeschätzt. Dazu wird das Modell PERSEUS-LT mehrfach mit unterschiedlichen Zeitreihenvorgaben für die Einspeisung der fluktuierenden EE berechnet. In Kapitel 5.3.1 wurde die Auswahl der repräsentativen Wochen eingehend beschrieben. Die verschiedenen Wochen dienen hier als Basis für die Auswahl von Vergleichswochen. Es werden in vier Varianten (Typ 1 bis 4) jeweils unterschiedliche Wochen ausgewählt, um das Betrachtungsjahr zu repräsentieren. Diese unterscheiden sich folglich hinsichtlich ihrer Zeitreihen, stellen aber jeweils konsistente Zeitreihen dar. Diese sind so skaliert, dass die vorgegebenen Volllaststunden der EE für jeden Typ erreicht werden können.

Nachfolgende Abbildung 25 stellt für die vier Varianten den berechneten Kraftwerks- und Speicherpark der Ausbauplanung dar. Dargestellt sind die thermischen Kapazitäten und Speichersysteme, für die das Modell endogen Zubauentscheidungen trifft. Hinsichtlich der steinkohlegefeuerten Kraftwerke findet in keinem Fall ein modellendogener Ausbau statt. Bei der installierten Leistung der braunkohlegefeuerten Kraftwerke zeigen sich maximale Unterschiede von ca. 2,2 GW und bei den gasgefeuerten Kraftwerken von ca. 3,9 GW. Die installier-

te Leistung der Pumpspeicher zeigt einen geringfügigen Unterschied von maximal 0,3 GW, die der Batteriespeicher und der Elektrolyseurleistung fällt dagegen mit maximal 2,8 GW und 3,1 GW etwas größer aus. Hierbei ist eine negative Korrelation zwischen der installierten Batteriespeicherleistung und der gasgefeuerten Leistung zu beobachten. Größere Unterschiede als bei den installierten Kapazitäten zeigen sich demgegenüber in der Stromerzeugung aus den verschiedenen fossilen Energieträgern, wie in der nachfolgenden Abbildung 25 dargestellt. Diese sind am ausgeprägtesten bei der Stromerzeugung aus Erdgas mit ca. 13 TWh/a und bei der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken mit ca. 12 TWh/a.

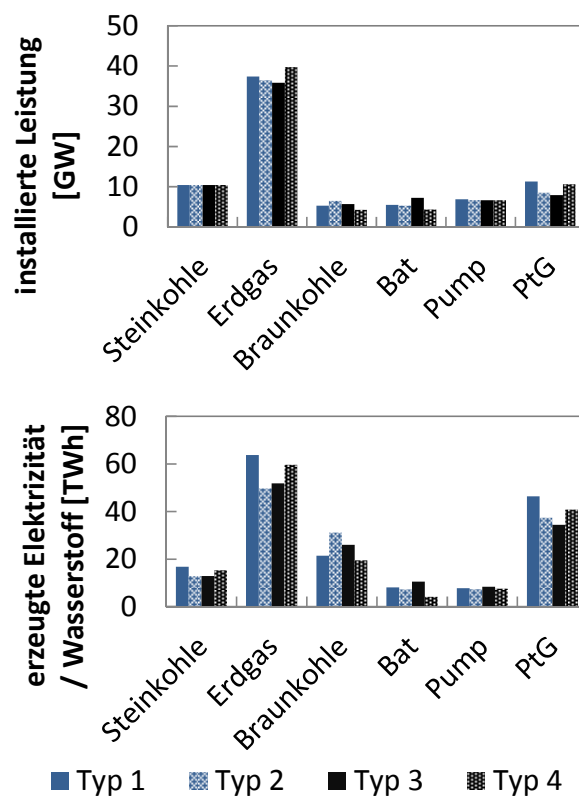


Abbildung 25: Installierte Leistung des Kraftwerks- und Speicherpark (oben), Erzeugungsmix und Speichereinsatz (unten) im Jahr 2050

Die Ergebnisse zeigen, dass sich der ausgabenminimale Kraftwerkspark mit der entwickelten Typwochenmethodik belastbar bestimmen

lässt. Folglich lassen sich die Unsicherheiten bei der vereinfachten Einsatzmodellierung in der Ausbauplanung durch die Kombination mit einer detaillierten Einsatzplanung reduzieren. Somit bietet das Verfahren die Möglichkeit, den Kraftwerkseinsatz für ein Zieljahr zeitlich hochaufgelöst zu untersuchen.

6.1.4 Ideale Länge der Voraussicht

Bei der entworfenen Einsatzplanung PERSEUS-ST ist es möglich, für die einzelnen Optimierprobleme einen Vorausschauzeitraum unterschiedlicher Länge vorzugeben. Diese Voraussicht ist von Bedeutung, um einen optimalen Kraftwerkseinsatzplan umsetzen zu können. Parameter, die einer erhöhten Unsicherheit in der kurzfristigen Zukunft unterliegen, sind insbesondere die erwartete Last sowie die Stromeinspeisung aus fluktuierenden EE. Unter der Kenntnis dieser Parameter optimiert das Modell den Kraftwerks- und Speichereinsatz.

Einschränkungen ergeben sich vor allem aus den zeitscheibenübergreifenden Restriktionen wie den Speicherständen, Lastwechselkosten oder Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten. Daher sollte ein längerer Vorausschauzeitraum einen kostengünstigeren Betrieb erlauben als ein kürzerer Voraussichtszeitraum.

Nachfolgend wird das Modell mehrmals eingesetzt, jeweils mit zunehmender vorgegebener Länge der Voraussicht. Es wird dabei der Zeitraum der Vorausschau im Bereich von 0 bis 72 Stunden variiert. Eine Voraussicht über 72 Stunden hinaus bringt aus mehreren Gründen keinen Mehrwert. So ist nicht von einer längeren Voraussicht ohne signifikante Prognosefehler auszugehen. Bezüglich der Einsatzplanung der Speichersysteme kann zwischen den Auswirkungen auf die Kurzzeitspeicher und denen auf die Langzeitspeicher unterschieden werden. Kurzzeitspeicher dienen keinem Zyklusbetrieb, der über drei Tagen liegt. Das Modell könnte zwar auch über längere Zeiträume

den Betrieb optimieren, jedoch ist ein derartiger Einsatz in der Praxis gar nicht oder nur sehr selten zu erwarten. Langzeitspeichersysteme sind aufgrund der Modellierung weniger stark von der Länge der Voraussicht betroffen, da sie das Zielprodukt über die Systemgrenzen führen und ihr Speicherstand somit keinen Restriktionen unterliegt. Die Ergebnisse werden hinsichtlich des Einsatzes thermischer Kraftwerke und der EE-Integration in der Abbildung 26 für einen Analysezeitraum von zwölf Wochen einander vergleichend gegenübergestellt für das Zieljahr 2050.

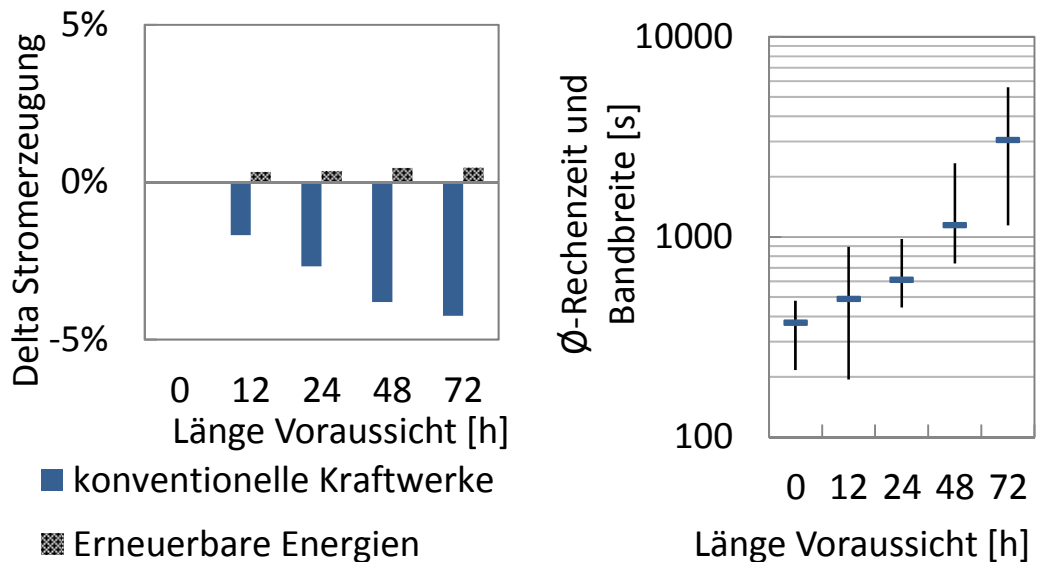


Abbildung 26: Stromerzeugung thermischer Kraftwerke und EE (links), resultierende Rechenzeit (rechts)

Die linke Abbildung zeigt zum einen die Abweichung der Stromerzeugung der thermischen Kraftwerke bei variierender Voraussichtslänge bezogen auf die Stromerzeugung der thermischen Kraftwerke ohne Voraussicht und zum anderen die Abweichung der Stromerzeugung der EE bei variierender Voraussichtslänge bezogen auf die Stromerzeugung der EE ohne Voraussicht. Hinsichtlich des Kraftwerkseinsatzes erlaubt die zunehmende Länge der Voraussicht eine leichte Reduktion des thermischen Kraftwerkseinsatzes und eine erhöhte Integration von Strom aus fluktuierenden EE. Eine Voraussicht von 24 h erlaubt

es, die Stromerzeugung der konventionellen Kraftwerke um ca. 2,7 % zu reduzieren, und die Stromerzeugung der EE um ca. 0,35 % zu steigern. Längere Zeiträume erlauben weitere, jedoch zunehmend kleinere Effizienzsteigerungen. In der Realität wird der Prognosefehler mit steigender Länge der Voraussicht größer, was für einen mittellangen Voraussichtszeitraum spricht. Zusätzlich gilt es die durchschnittliche Rechenzeit zu beachten, die mit zunehmender Zeitscheibenanzahl deutlich ansteigt aufgrund der Steigerung der Problemgröße (Abbildung 26). In der Abbildung ist auch die auftretende Bandbreite der Rechenzeit für die einzelnen Modelle zu sehen. Die Parameterkonfiguration jedes einzelnen Problems hat demnach einen deutlichen Einfluss auf die erforderliche Lösungszeit. Die 84 Rechnungen für die zwölf Wochen wurden auf der gleichen Rechnerkonfiguration mit identischen Solver-Einstellungen durchgeführt. So ist die Rechenzeit bei drei Tagen Voraussicht rund 5-mal so hoch wie bei einem Tag. In dieser Arbeit wird als geeigneter Kompromiss eine Voraussichtslänge von 24 Stunden gewählt.

6.1.5 Einfluss der Kraftwerkseinsatzrestriktionen

In der Einsatzplanung können über die deutlich erhöhte zeitliche Auflösung hinaus, auch gemischt-ganzzahlige Restriktionen, also insbesondere Mindestlasten, Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten sowie Teillastwirkungsgrade berücksichtigt werden. Hierdurch wird die Flexibilität der thermischen Kraftwerke eingeschränkt. Um den Einfluss der verschiedenen Restriktionen auf den Kraftwerkseinsatz abzuschätzen, werden fünf Szenarien mit zunehmender Berücksichtigung weiterer Restriktionen einander gegenübergestellt.

- Modell A, nur Einhaltung der Kapazitätsgrenzen (LP)
- Modell B, Modell A und zusätzliche Berücksichtigung von Laständerungskosten (LP)
- Modell C, Modell B und zusätzliche Berücksichtigung von Betriebsuntergrenzen (MIP)
- Modell D, Modell C und zusätzliche Berücksichtigung von Teillastwirkungsgraden (MIP)
- Modell E, Modell D und zusätzliche Berücksichtigung von Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten (MIP)

Die Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzes für die konventionellen Kraftwerke und die EE-Integration für das Zieljahr 2050 sind in Abbildung 27 für einen Analysezeitraum von zwölf Wochen gegenübergestellt. Wie schon in Kapitel 6.1.4, zeigt die linke Abbildung zum einen die Abweichung der Stromerzeugung der thermischen Kraftwerke bei variierender Voraussichtslänge bezogen auf die Stromerzeugung der thermischen Kraftwerke ohne Voraussicht und zum anderen die Abweichung der Stromerzeugung der EE bei variierender Voraussichtslänge bezogen auf die Stromerzeugung der EE ohne Voraussicht. Erkennbar steigt mit zunehmender Berücksichtigung weiterer Restriktionen der thermische Kraftwerkseinsatz um bis zu ca. 1,7 % an, während der Anteil der EE um maximal ca. 0,27 % absinkt. Die verringerte EE-Integration lässt sich daher mit zunehmenden Inflexibilitäten des thermischen Kraftwerkseinsatzes erklären. Zusätzlich soll die durchschnittliche resultierende Rechenzeit der verschiedenen Modelle betrachtet werden (Abbildung 27). Die 84 Rechnungen für die zwölf Wochen wurden, wie schon in Kapitel 6.1.4, auf der gleichen Rechnerkonfiguration mit identischen Solver-Einstellungen durchgeführt. Es lässt sich erkennen, dass diese deutlich mit der zunehmenden Anzahl der berücksichtigten Restriktionen ansteigt. Insbesondere der Sprung von B nach C, also von linear zu gemischt-ganzzahlig und der Sprung von D nach E, also die Hinzunahme weiterer zeitkoppelter Restriktionen, haben einen deutlichen Anstieg der Rechenzeit zur Folge. In der

Abbildung ist auch die auftretende Bandbreite der Rechenzeit für die einzelnen Modelle zu sehen. Erkennbar ist diese bei den gemischt-ganzzahligen Varianten deutlich größer als bei den linearen Varianten.

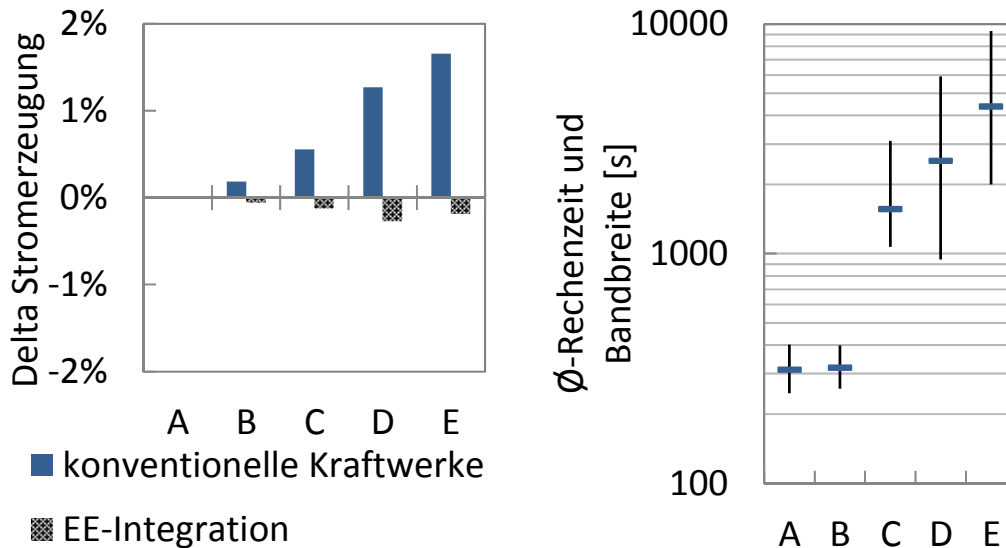


Abbildung 27: Stromerzeugung thermischer Kraftwerke und EE (links), resultierende Rechenzeit (rechts)

Der Unterschied im Kraftwerkseinsatz zwischen den verschiedenen betrachteten Varianten ist jedoch vor dem Hintergrund der zugebauten Kraftwerkstypen zu interpretieren. So besteht der Kraftwerkspark in den verschiedenen Modellen im Zieljahr 2050 zu einem hohen Anteil aus schnellstartfähigen und regelbaren Gaskraftwerken, bei denen insbesondere die ganzzahligen Restriktionen nur einen geringen Einfluss haben. Der Unterschied im Betrieb der Kraftwerke kann jedoch gerade regional einen deutlichen Effekt ausüben und sich in veränderten Elektrizitätsflüssen niederschlagen.

Die Berücksichtigung zusätzlicher Restriktionen kann eine zunehmende Genauigkeit der Modellierung gewährleisten. Unter Berücksichtigung der in diesem Kapitel dargestellten Beobachtungen wird die Variante D, also die Berücksichtigung von Lastwechselkosten, Be-

triebsuntergrenzen und Teillastwirkungsgraden, als Kompromiss aus Rechenzeit und Genauigkeit ausgewählt für die Kapitel 6.2 und 6.3.

6.1.6 Fehlerabschätzung durch die Standortvorauswahl für Speicheroptionen

Im Kapitel 4.1 wurde der zweistufige integrierte Ansatz beschrieben, der in einem iterativen Verfahren eine Standortvorauswahl für die Speichersysteme trifft. Hierdurch kann ein Fehler auftreten, da im ersten Schritt Standorte aus der Lösung ausgeschlossen werden könnten, die sich im zweiten Schritt als Teil der optimalen Lösung präsentieren könnten. Im Folgenden soll dieser mögliche Fehler näher beleuchtet werden.

Hierzu wird exemplarisch dargestellt, welche potentiellen Standorte in der ersten Stufe der Einsatzplanung PERSEUS-ST als vorteilhaft identifiziert werden konnten. Hierzu werden an allen potentiellen Standorten Elektrolyseure und Kurzzeitspeicher mit einer Leistung von 1 GW verteilt. Anschließend werden aus der Lösung der Einsatzplanung jeweils 50 bis 100 Standorte mit der höchsten Volllaststundenanzahl ausgewählt. Die gefundenen Standorte sind in Abbildung 28 auf der linken Seite dargestellt. Diesen potentiellen Standorten werden die frei gefundenen Standorte einer Berechnung mit PERSEUS-LT, bei der alle Standorte verfügbar waren, gegenübergestellt, was in Abbildung 28 rechts dargestellt ist.

Es zeigt sich, dass eine Vorauswahl von 50 Standorten für die Standorte von PtG-Anlagen eine sehr gute Abschätzung liefert. Hierdurch können 19 von 20 frei gefundenen Standorten identifiziert werden. Der nicht identifizierte Standort wurde in der freien Wahl nur mit knapp 1 MW ausgebaut und kann daher vernachlässigt werden. Demgegenüber zeigte sich bei der Vorauswahl der Standorte für Batteriespeicher eine Vorauswahl von 50 Standorten als unzu-

reichend. Hierdurch konnten lediglich 22 von 42 frei gewählten Standorten erfasst werden. Erhöht man die Anzahl der vorausgewählten Standorte auf 100 Standorte können 33 Standorte erfasst werden. Die nicht erfassten Standorte wurden in der freien Modellversion jeweils mit weniger als 10 MW ausgebaut, bis auf die beiden rechts rot umkreisten Standorte. Insgesamt werden rund 6 % der in der freien Zubauvariante insgesamt zugebauten Speicherleistung durch die Methode nicht erfasst. Da die Standorte die Regionen der Zubauten gut treffen, liegt der verbleibende Fehler zumeist in der Wahl des exakten Netzknotens und fällt weniger stark ins Gewicht. Daher werden im weiteren Vorgehen bei der Vorauswahl der Standorte für die PtG-Anlagen 50 Standorte berücksichtigt und für die Kurzzeitspeicher 100 Standorte. Ein wesentlicher Vorteil der Standortvorauswahl stellt die deutlich verkürzte Rechenzeit dar bei gleichzeitig belastbaren Ergebnissen.

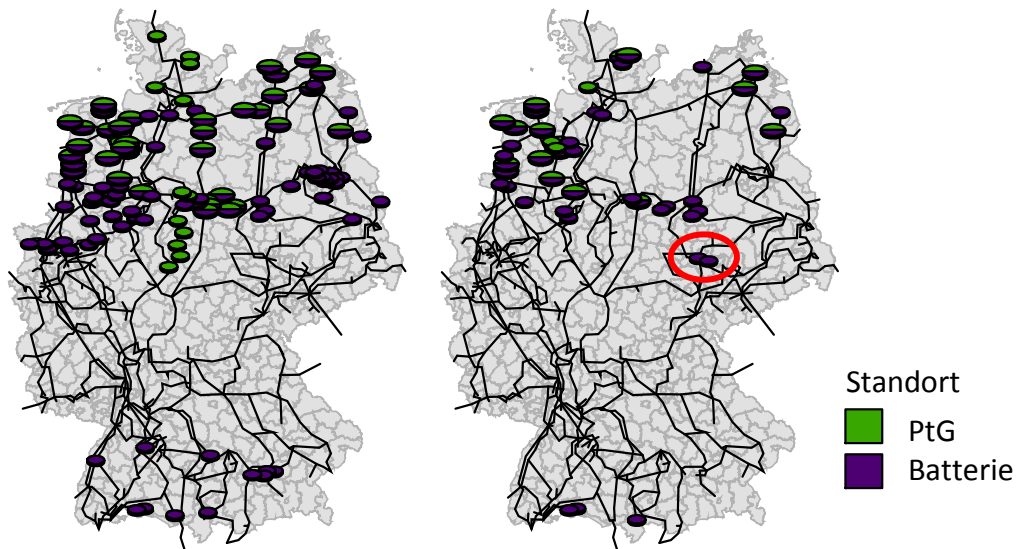


Abbildung 28: Standortvorauswahl (links) und freie Standortwahl (rechts)

6.2 Ergebnisse Referenzszenario

Das folgende Kapitel beschreibt die mit dem Modell berechnete Entwicklung des deutschen Energiesystems. In den Unterkapiteln werden die Kapazitätsentwicklung, die Einsatzplanung der Kraftwerke, auftretende Netzengpässe und der Einsatz der Elektrolyseure beschrieben. Die Unsicherheiten der das Ergebnis beeinflussenden Parameter werden im nachfolgenden Kapitel 6.3 adressiert.

6.2.1 Kraftwerks- und Speicherpark

Das Modell PERSEUS-LT berechnet unter Berücksichtigung von Einsatzrestriktionen die langfristige Entwicklung des deutschen Kraftwerks- und Speicherparks bis zum Jahr 2050. Mit der myopischen Voraussicht werden jeweils einzelne Perioden im 10 Jahres-Abstand (8 für 2012) berechnet. Die Kapazitätsentwicklung der EE wird dem Modell dabei fest vorgegeben und ist nicht Bestandteil der Optimie-

rung. Abbildung 29 zeigt die Entwicklung der installierten Kapazitäten im Betrachtungszeitraum.

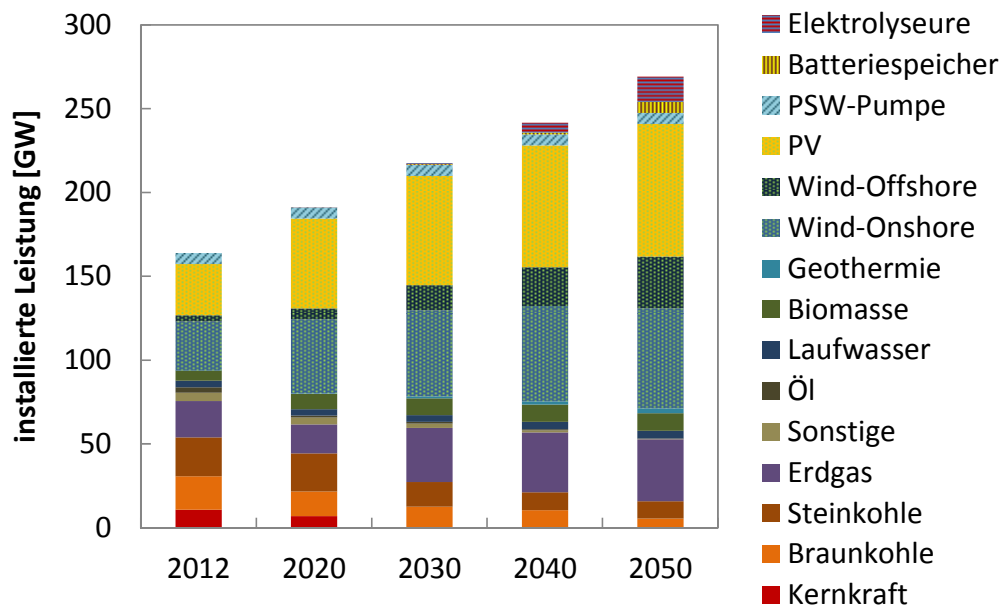


Abbildung 29: Entwicklung der Kraftwerkskapazität nach Energieträger

Deutlich erkennbar steigt die insgesamt installierte Leistung im Zeitverlauf stark auf rund 254 GW bis zum Jahr 2050 an, obwohl nicht von einer auch nur annähernd vergleichbaren Steigerung der Last auszugehen ist. Begründet ist diese Entwicklung durch die geringen Volllaststunden der EE, insbesondere von Wind-Onshore und PV. Bei geringeren Volllaststunden ist eine höhere installierte Leistung erforderlich um eine definierte Menge Elektrizität zu erzeugen. Konträr zur Entwicklung der Kapazitäten der EE verläuft die Entwicklung der thermischen Kraftwerkskapazitäten. Deren Anteil am Kraftwerkspark reduziert sich bis 2050 auf rund 54 GW. Steuerbare Kraftwerkskapazität wird dann zusätzlich von Biomassekraftwerken mit rund 10 GW, sowie von Geothermiekraftwerken mit rund 3 GW, sowie den bestehenden Pumpwasserspeicher- und Laufwasserkraftwerken mit rund 11 GW bereitgestellt. Darüber hinaus stellen Batteriespeicher bis zum Jahr 2050 eine Leistung von rund 6,6 GW zur Verfügung.

Abbildung 30 zeigt auf, wann im Modell endogen thermische Kraftwerke, Kurzzeitspeichersysteme und PtG-Anlagen zugebaut werden. In dieser Darstellung sind nur die Kraftwerke berücksichtigt, die modellendogen zugebaut werden. Kraftwerke, die bereits im Bau sind und in den nächsten Jahren ans Netz gehen, sind hier nicht miterfasst, werden im Modell bei der Kapazitätsentwicklung aber berücksichtigt. Daher ist zunächst kein Kapazitätszubau zu beobachten.

Die ersten neuen Kraftwerke werden im Jahr 2020 zugebaut. Braunkohlekraftwerke werden nur in den Stützjahren 2020 und 2030 zugebaut mit einer gesamten Leistung von rund 2,5 GW. Erste Gaskraftwerke werden ebenfalls im Jahr 2020 zugebaut. Der Zubau der Gaskraftwerke steigt in den Folgeperioden parallel zum Ausbau der EE deutlich an. Zunächst überwiegt der Ausbau der gasgefeuerten GuD-Kraftwerke, in späteren Perioden werden vermehrt reine Gasturbinen zugebaut. Der Gesamtzubau an Gaskraftwerken beläuft sich auf etwa 28,5 GW, wovon rund 17,5 GW auf GuD-Kraftwerke und 11 GW auf Gasturbinen entfallen. Dies deutet darauf hin, dass die Kraftwerke gut geeignet sind, mit ihrer flexiblen Betriebsweise die Integration der volatil einspeisenden EE zu unterstützen. Es findet kein modellendogener Zubau von steinkohlebefeuerter Kraftwerken statt.

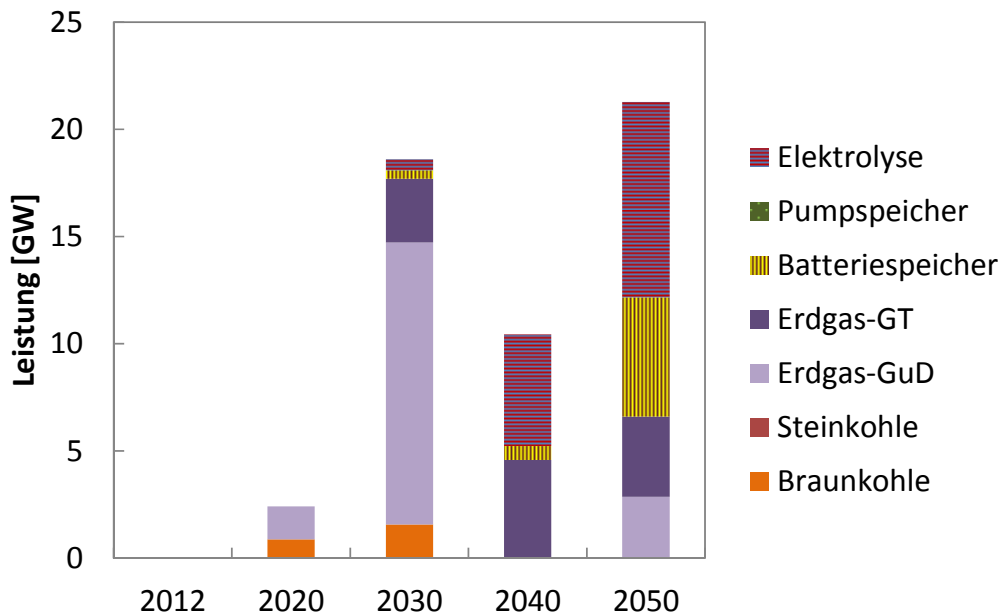


Abbildung 30: Modellendogene Zubauentscheidungen

Abbildung 30 zeigt neben den Zubauentscheidungen thermischer Kraftwerke auch den Zubau an Elektrolyseuren, Batterie- und Pumpspeichern. Bis zum Jahr 2020 findet kein Zubau statt. Im Jahr 2030 werden rund 0,5 GW Elektrolyseure installiert, bis hin zum Jahr 2050 erfolgt ein Gesamtzubau von etwa 16 GW Elektrolyseleistung. Der größte Teil des Zubaus findet dabei in den Jahren 2040 bis 2050 statt und zeigt, dass sich die Anlagen aus Systemsicht erst bei einem hohen EE-Anteil lohnen. Batteriespeicher werden ebenfalls erstmalig in 2030 zugebaut und zwar knapp 0,4 GW. In 2040 erfolgt ein weiterer Zubau von rund 0,6 GW. Ein deutlicher Zubau erfolgt in 2050 mit rund 5,5 GW. Die dem System ebenfalls als Zubauoption bereitgestellten Pumpspeicherkraftwerke werden modellendogen nicht ausgebaut. Hierfür ist insbesondere die geographische Verteilung verantwortlich, worauf in Kapitel 6.3.1 genauer eingegangen wird.

6.2.2 Erzeugungsmix und Einsatz

Die vollständige Optimierung des Kraftwerkseinsatzes in stündlicher Auflösung mit PERSEUS-ST über ein Betrachtungsjahr generiert umfangreiche Datenmengen, die eine gezielte Aggregation erfordern, um Aussagekraft zu erhalten. Zur Veranschaulichung wird in Abbildung 31 exemplarisch der Kraftwerkseinsatzplan für ein vollständiges Betrachtungsjahr dargestellt. Es lässt sich beobachten, dass die klassischen Grundlastbänder der Stromerzeugung verschwinden und von allen steuerbaren Kraftwerken eine flexiblere Fahrweise gefordert wird.

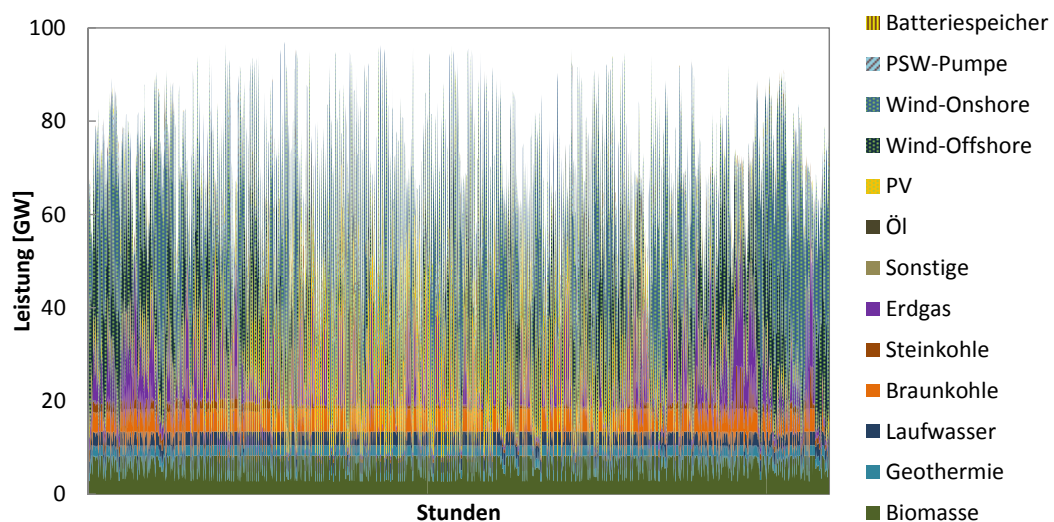


Abbildung 31: Kraftwerkseinsatz für 2050

Um den Kraftwerks- und Speichereinsatz genauer zu analysieren, werden im Folgenden einzelne ausgewählte Wochen genauer betrachtet. Die nachfolgenden beiden Abbildungen (Abbildung 32 und Abbildung 33) zeigen, ergänzend zu der vorangestellten Darstellung für ein ganzes Jahr, für jeweils eine ausgewählte Winter- und Sommerwoche den Betrieb des thermischen Kraftwerksparks, der Speicher, der nicht fluktuierenden und der fluktuierenden EE, den Betrieb der PtG-Anlagen sowie die abgeregelte EE-Einspeisung im Detail.

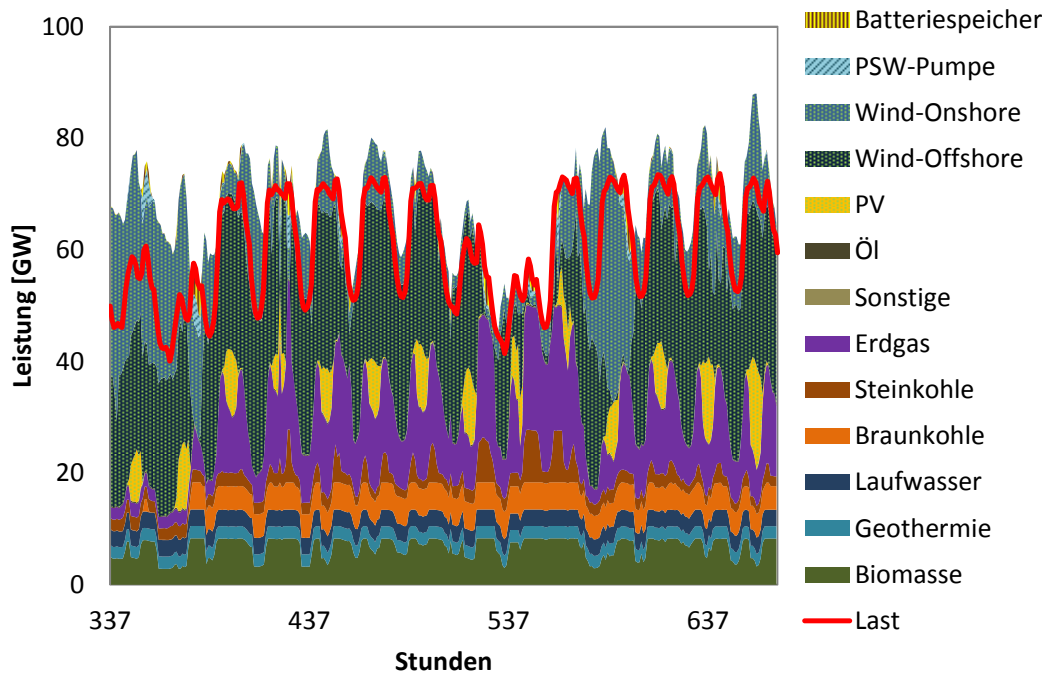


Abbildung 32: Kraftwerkseinsatz für zwei Winterwochen im Jahr 2050

In der betrachteten Winterwoche (Abbildung 32) lässt sich erkennen, dass eine durch thermische Kraftwerke zu deckende Residuallast verbleibt. So verbleibt in weiten Teilen der betrachteten Woche ein durchgehendes Einsatzband für die Braunkohlekraftwerke. Dagegen werden Biomassekraftwerke, Steinkohlekraftwerke und insbesondere Gaskraftwerke flexibel betrieben. Erkennbar sind, besonders am Anfang der betrachteten Wochen, auch die Einschränkungen, die sich aus den must-run Restriktionen der KWK ergeben. Hier übersteigt die Leistung der EE die Last, dennoch werden thermische Kraftwerke betrieben, um die vorgegebene Wärmenachfrage zu bedienen.

In den betrachteten Sommerwochen (Abbildung 33) stellt sich ein deutlich anderes Bild des Kraftwerksbetriebes ein. Offensichtlich ist die stärkere Relevanz der PV. Durch deren Einspeisung, in Kombination mit der Windeinspeisung wird das Betriebsband der Braunkohleerzeugung wiederholt unterbrochen, so dass eine deutlich höhere Anzahl an Schaltvorgängen resultiert. Benötigte Erzeugungsspitzen

werden durch die verfügbaren Gaskraftwerke abgefahren. Steinkohlekraftwerke werden über den must-run Betrieb hinaus nicht eingesetzt. Die auf Seiten der steuerbaren EE gegebenen Flexibilitäten werden voll ausgenutzt.

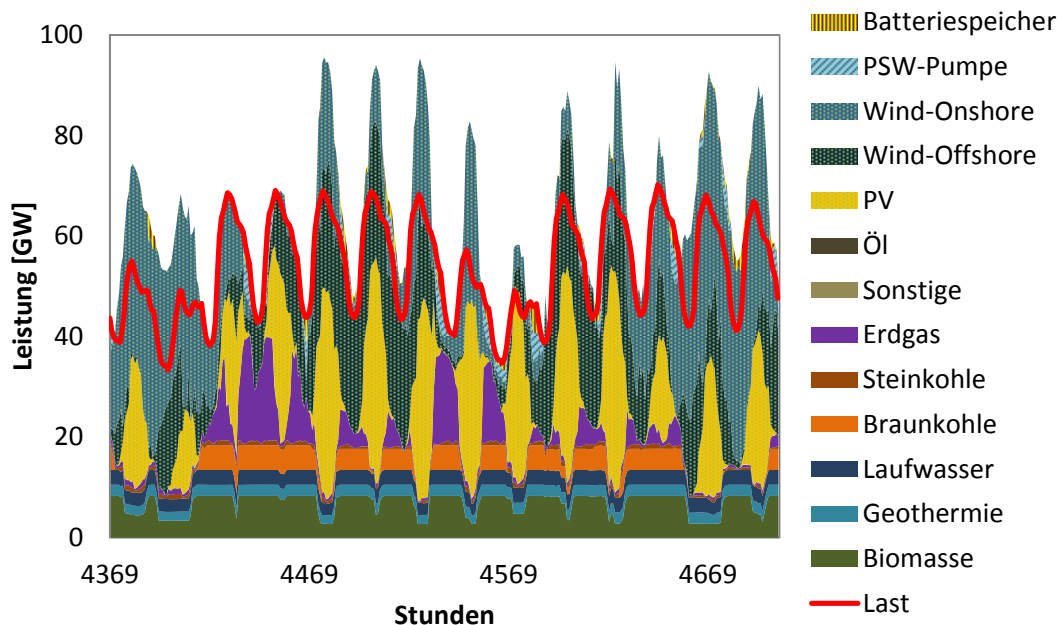


Abbildung 33: Kraftwerkseinsatz für zwei Sommerwochen im Jahr 2050

Abbildung 34 zeigt die Entwicklung des Erzeugungsmixes im Zeitverlauf. Deutlich ist die wachsende Bedeutung der fluktuierenden EE an der Stromversorgung beobachtbar. Ihr Anteil an der Stromversorgung steigt von 43 % in 2020, über 60 % in 2030 und 72 % in 2040 auf rund 81 % bis zum Jahr 2050 bezogen auf die Nettostromerzeugung ohne Berücksichtigung von Speichern. Erkennbar sind die großen Zuwächse bei Wind-Onshore, Wind-Offshore und bei der Solarenergie. Konträr zu dieser Entwicklung verläuft die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken. Im Zeitverlauf lässt sich ein sinkender Anteil aller an der Stromerzeugung beteiligten thermischen Kraftwerkstypen feststellen. Am deutlichsten ist die abnehmende Bedeutung bei den kohlebefeuerten Kraftwerken zu sehen. Der Anteil der Steinkohlekraftwerke an der Stromversorgung sinkt auf langfristig nur 3 %, der der Braunkohle-

kraftwerke auf 4 %. Anders verhält es sich bei den gasgefeuerten Kraftwerken. Ihr Anteil an der Stromversorgung steigt bis zum Jahr 2030 auf rund 18 %, bis er bis 2050 wieder absinkt auf gut 11 %.

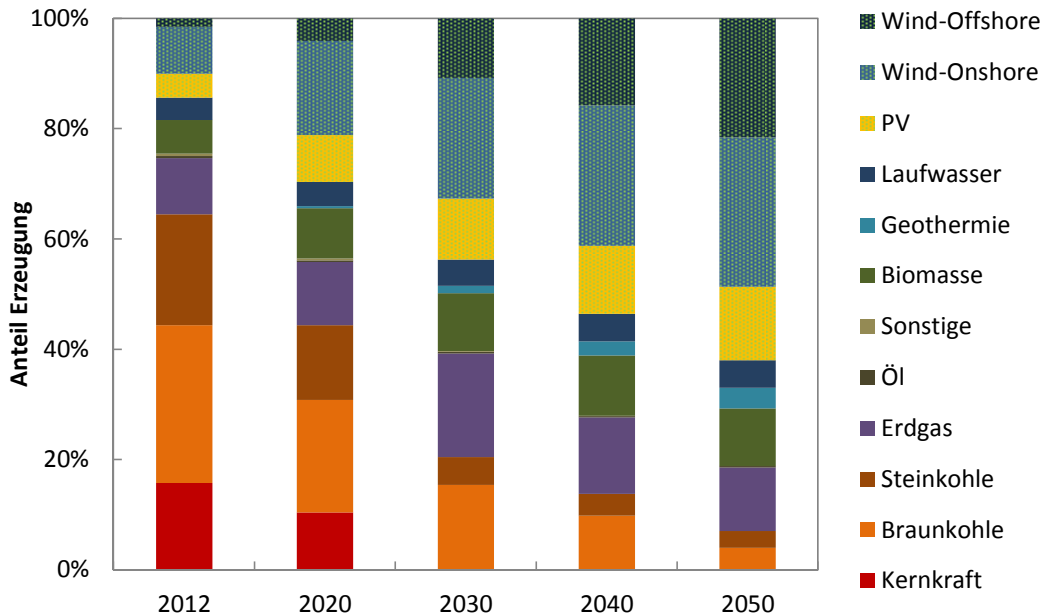


Abbildung 34: Erzeugungsmix nach Energieträger

Die Entwicklung der Volllaststunden der thermischen Kraftwerke im Zeitverlauf beschreibt Abbildung 35. Es lässt sich bei allen thermischen Kraftwerkstypen eine Reduktion der Volllaststunden im Zeitverlauf beobachten. Der Rückgang fällt allerdings unterschiedlich ausgeprägt aus.

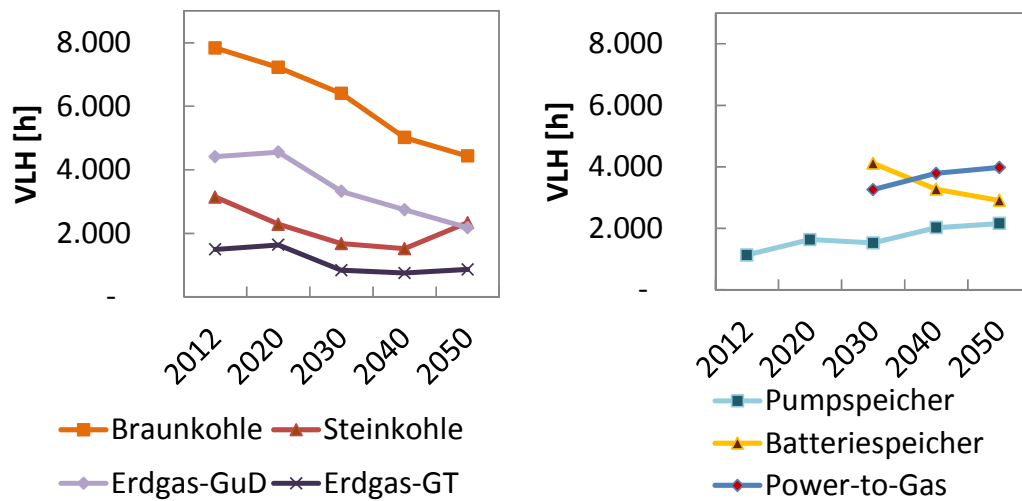


Abbildung 35: Entwicklung der Volllaststunden der thermischen Kraftwerke und der Speichersysteme

Braunkohlekraftwerke verzeichnen einen kontinuierlichen Rückgang der Volllaststunden von knapp 8.000 h in 2012 auf knapp 4.500 h in 2050. Steinkohlekraftwerke verzeichnen von 2012 bis 2040 ebenfalls einen kontinuierlichen Rückgang ihrer Volllaststunden, in 2050 steigen die durchschnittlichen Volllaststunden wieder an. Dies ist dadurch begründet, dass zunehmend Kraftwerke, die durch geringere Volllaststunden gekennzeichnet sind, aus dem Markt ausscheiden. Bei gasbefeuerten Kraftwerken unterscheidet sich die Entwicklung zwischen GT und GuD-Kraftwerken. Beide Kraftwerkstypen verzeichnen einen Rückgang der Volllaststunden im Zeitverlauf. Allerdings gehen die Volllaststunden der GuD von gut 4.000 h auf gut 2.000 h zurück, während die Volllaststunden der GT von über 1.000 h pro Jahr auf knapp unter 1.000 h fallen.

Abbildung 35 zeigt für die verschiedenen betrachteten Speichersysteme die Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden auf. Hierbei werden Ein- und Ausspeicherung durch zwei Prozesse derselben Anlage zusammengefasst - daher ergeben sich höhere Werte als bei der Angabe von Zyklen. Hinsichtlich der Entwicklung bei den Pumpspeicherkraftwerken lässt sich im Zeitverlauf ein zunehmender

Einsatz beobachten. Ihre Volllaststunden steigen auf rund 2.200 h in 2050. Demgegenüber lassen sich bei den Batteriespeichern zunächst deutlich höhere Werte von rund 4.000 h im Jahr 2030 beobachten, die im Zeitverlauf auf rund 2.900 h sinken. Der zunächst höhere Einsatz der Batteriespeicher lässt sich dadurch erklären, dass diese zunächst in den Regionen zugebaut werden, wo der höchste Bedarf besteht. Dadurch sind sie gegenüber den Pumpspeicherkraftwerken im Vorteil, da diese nicht an allen Standorten verfügbar sind. Im Zeitverlauf werden auch weniger günstige Standorte erschlossen, so dass der durchschnittliche Einsatz der Batteriespeicher sich denen der Pumpspeicher annähert. Der Einsatz der PtG-Anlagen lässt eine kontinuierliche Steigerung auf rund 3.900 h im Jahr 2050 beobachten. Dies ist den höheren EE-Anteilen geschuldet, die sich nicht über die Kurzzeitspeicher ins System integrieren lassen.

6.2.3 Netzenspässe und Knotenpreise

Die Entwicklung der durchschnittlichen deutschlandweiten Grenzkosten der Stromerzeugung steigt im Zeitverlauf zunächst deutlich und dann nur noch geringfügig an. Die Preise steigen von zunächst rund 44 €/MWh in 2012 auf rund 56 €/MWh im Jahr 2020 und 65 €/MWh in 2030. Bis zum Jahr 2050 (2040) ist dann nur noch eine geringe Steigerung auf rund 69 €/MWh (67 €/MWh) zu beobachten. Auf die Entwicklung der Grenzkosten wirken im Wesentlichen zwei einander entgegengesetzte Trends. Zum einen bedingt die Steigerung der Primärenergieträgerpreise und Zertifikatspreise steigende Grenzkosten der thermischen Kraftwerke. Zum anderen steigt der Anteil der EE, die mit vernachlässigbaren Grenzkosten Elektrizität produzieren. Die Entwicklung der durchschnittlichen Preise spiegelt diese beiden Trends wieder.

Die Allokation neuer Kraftwerke und Speicher wird durch die Grenzkosten an den Netzknoten gesteuert. Die Unterschiede in den Grenz-

kosten entstehen durch Engpässe in der Übertragungsleistung (Vgl. Kapitel 3.2.1). Die auftretenden Engpässe in den verschiedenen Jahren werden in Abbildung 36 gezeigt. Bereits in 2020 treten erste Engpässe im Übertragungsnetz auf. Diese weiten sich auf weitere Leitungen aus und die Anzahl der Engpassituationen steigt im Zeitverlauf deutlich an. Erkennbar treten die Engpässe vor allem im Bereich südlich der Wind-Offshore-Einspeisung der Nordsee auf, sowie ebenfalls zu geringen Anteilen bei der Einspeisung aus Offshore Energie aus der Ostsee.

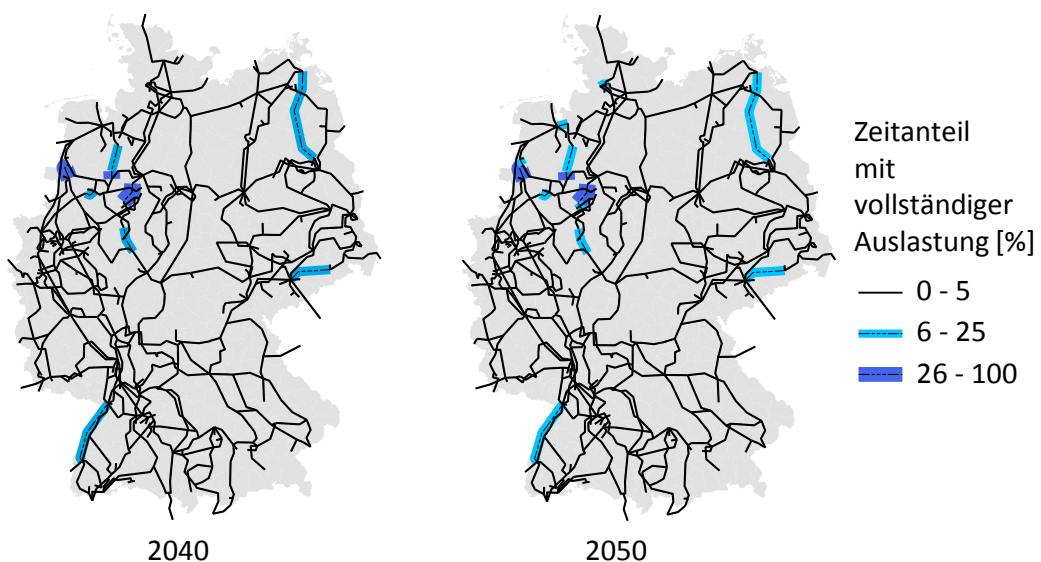


Abbildung 36: Leitungen mit Engpässen in 2040 und 2050

Die Engpässe führen zu einer stärkeren regionalen Differenzierung der Knotenpreise, wie in Abbildung 37 dargestellt. Deutlich lassen sich Zonen erkennen, in denen der jeweils gleiche Preis vorherrscht und die Trennung der Preiszonen findet an den in Abbildung 36 gezeigten Engpässen des Übertragungsnetzes statt. Weiter lässt sich eine Zunahme der Grenzkosten in Richtung Süden beobachten.

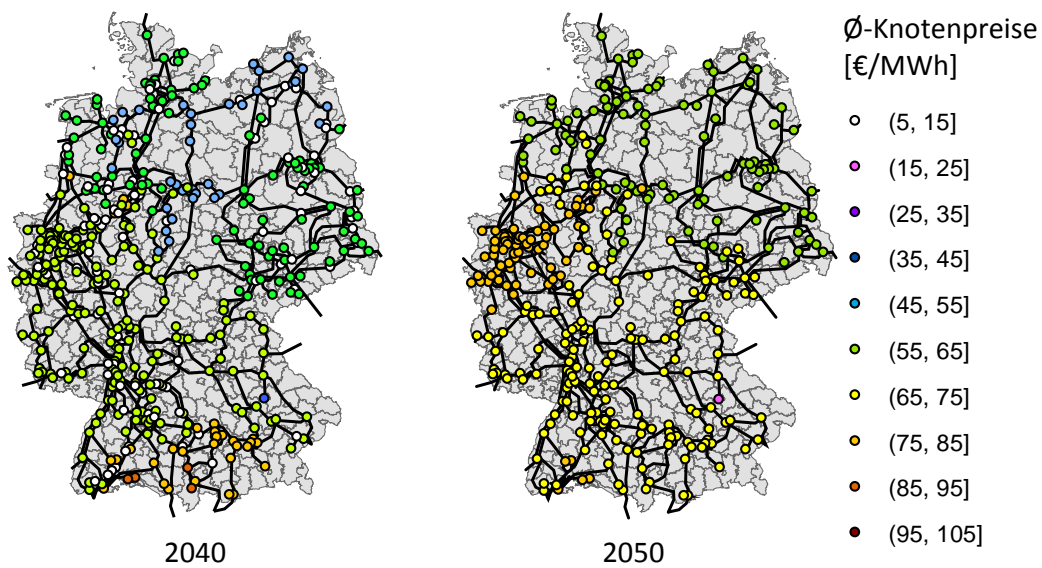


Abbildung 37: Durchschnittliche Knotenpreise in 2040 und 2050

Die Knotenpreise liefern auch einen entscheidenden Beitrag zur Erklärung der Orte der zugebauten Kraftwerke und Speicher. Speichersysteme werden zu einem großen Teil nördlich der auftretenden Engpässe gebaut. In Abbildung 38 wird die Verteilung der thermischen Kraftwerke und der PtG-Anlagen geographisch dargestellt. Die linke Seite der Abbildung zeigt, dass der Kapazitätzubau der PtG-Anlagen vorwiegend im Nordwesten Deutschlands erfolgt, in der Nähe der Standorte, wo die Elektrizität der Offshore-Windenergie in das Übertragungsnetz eingespeist wird.

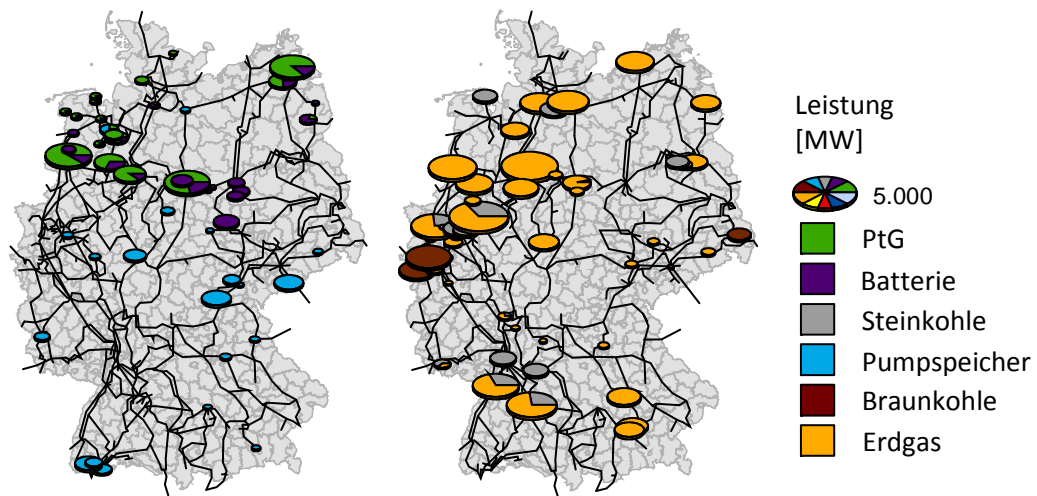


Abbildung 38: Verteilung der thermischen Großkraftwerke und Speicher in 2050

Die rechte Seite zeigt die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke in 2050. Erkennbar wurden keine neuen Kohlekraftwerke gebaut, ein Zubau von Braunkohlekraftwerken erfolgte in den deutschen Braunkohleabbaugebieten. Der Zubau von Gaskraftwerken erfolgte zum einen südlich direkt unterhalb der später in Kapitel 6.2.3 genauer beschriebenen Leitungsengpässe und zum anderen in Süddeutschland.

Die beiden Abbildungen verdeutlichen auch einen Technologieunterschied der betrachteten Speichersysteme. So werden die Batteriespeicher tendenziell südlicher als die Elektrolyseure zugebaut. Bei einem Batterie- oder Pumpspeicher sind die Elektrizitätsaufnahme und die anschließende Abnahme stets am gleichen Ort installiert. Dagegen stellt die PtG-Technologie ein zweigeteiltes, räumlich trennbares System dar. So kann die Elektrizitätsaufnahme im Norden erfolgen, während der Prozess der Rückeinspeisung, der typischerweise über Gaskraftwerke realisiert wird, im Süden erfolgen kann. Diese Rückverstromung wird im Modell nur rein bilanziell erfasst.

6.2.4 EE-Integration und CO₂-Emissionen

Die Stromerzeugung der fluktuierenden EE steigt im Zeitverlauf stark an. Abbildung 39 zeigt die Stromerzeugung aus diesen im Zeitverlauf. Dem steht die ebenfalls gezeigte Abregelung gegenüber. Die abgeregelten Anteile sind eher gering und steigen im Zeitverlauf an. Die höchste Abregelung findet im Jahr 2040 statt. Hier werden rund 4,5 % der Onshore-Windenergie, 7,9 % der Offshore-Windenergie und 4,6 % der Photovoltaik abgeregelt. Aufgrund der vermehrten Integration von Speichersystemen sinkt die Abregelung von 2040 von insgesamt rund 5,5 % auf 4,8 % in 2050. Die nicht-fluktuierenden EE (Biomasse, Wasserkraft und Geothermie) erreichen aufgrund ihrer niedrigen variablen Kosten beziehungsweise ihrer vorgegebenen Volllaststunden hohe Einsatzzeiten und somit steigt ihre Stromerzeugung von rund 56 TWh in 2012 auf 105 TWh in 2050 an. Die Steigerungsraten bleiben somit allerdings weit hinter denen der fluktuierenden EE zurück.

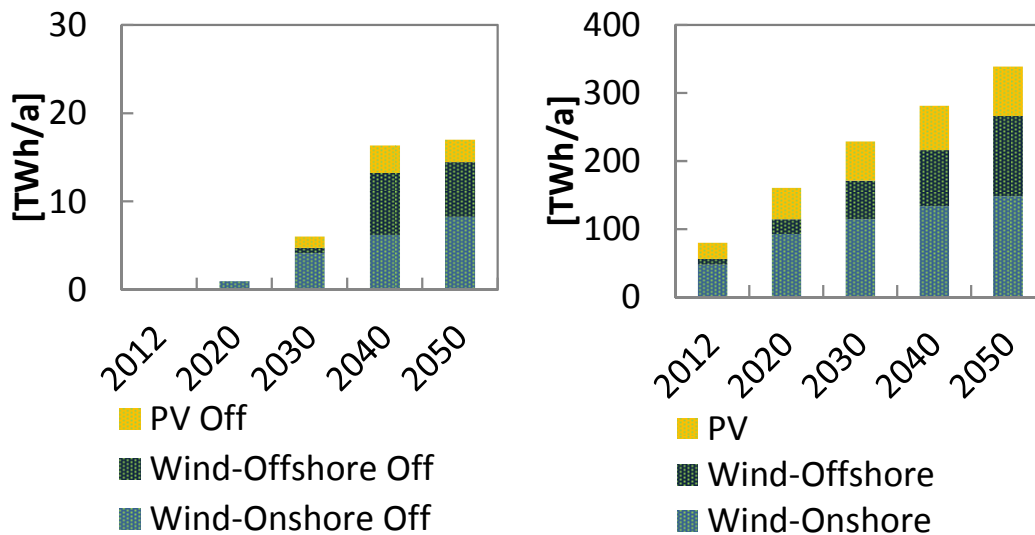


Abbildung 39: Stromerzeugung und Abregelung fluktuierender EE

Der Ausbau der EE in Deutschland ist wesentlich motiviert durch das Ziel die CO₂-Emissionen zu senken. Das Ziel ist eine Senkung der gesamten CO₂-Emissionen in Deutschland um 80% bis zum Jahr 2050

bezogen auf die Emissionen des Jahres 1990 [32]. Der Energiesektor soll überproportional (um 85 %) zu dieser Senkung beitragen. Bezogen auf die Emissionen des Jahres 1990 von 358 Mio. t ergibt sich somit ein Zielwert von rund 54 Mio. t im Jahr 2050 [197]. In Abbildung 40 werden diesen Werten die mit dem Modell berechneten Emissionen, gruppiert nach Energieträger, gegenübergestellt.

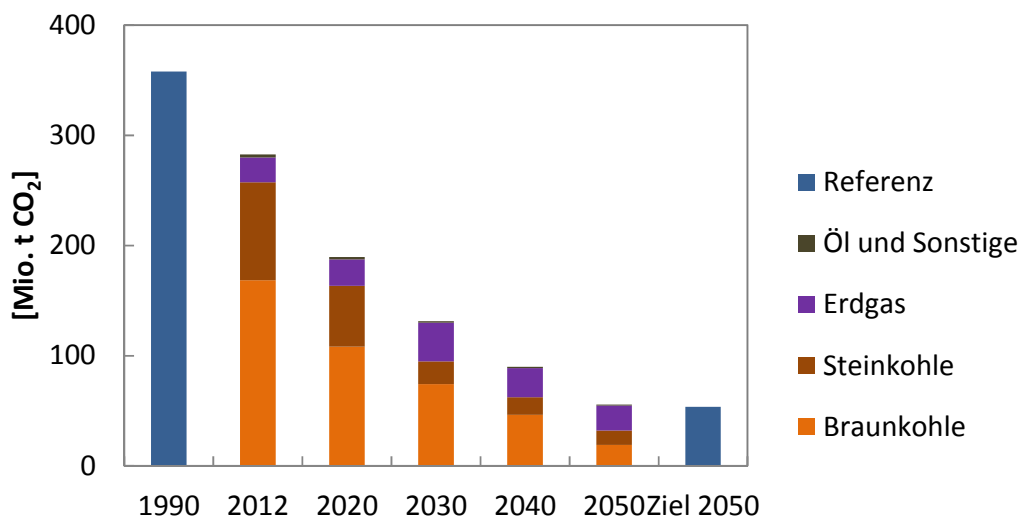


Abbildung 40: Entwicklung der CO₂-Emissionen nach Energieträger gegenüber den Zielvorgaben der Bundesregierung [32]

Im Zeitverlauf lässt sich ein deutlicher Rückgang der Emissionen beobachten. Insbesondere die hohen Emissionen aus der Braunkohle- und Steinkohleverstromung nehmen stark ab. Die Emissionen aus dem Einsatz von Erdgas bleiben dagegen konstant oder nehmen sogar leicht zu. Im Modell stellen sich somit im Vergleich zu den beobachteten CO₂-Emissionen im Jahr 2012 von 317 Mio. t CO₂, um 34 Mio. t CO₂ niedrigere CO₂-Emissionen ein [197]. Diese Differenz lässt sich mit drei Einflussfaktoren erklären. Erstens wird in der Modellierung nicht der deutsche Elektrizitätsexport berücksichtigt, der im Betrachtungsjahr 2012 mit gut 23 TWh deutliche Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen hat [198]. Zweitens liegen die im Modell angenommenen CO₂-Zertifikatepreise, die auf den Szenarien der Leitstudie basieren,

über den tatsächlichen Werten. Drittens wird im Modell der Einsatz der kleinen Kraftwerke (Müllverbrennung, Klärgase, etc.) lediglich zur Spitzenlastdeckung verwendet, wodurch sich ein gegenüber der real beobachteten Fahrweise, die weiteren Restriktionen unterliegt, ein deutlich verminderter Einsatz abzeichnet. Die Korrektur dieser in die gleiche Richtung wirkenden Tendenzen ließe eine deutliche Angleichung von Modellergebnissen und Realdaten erwarten. Mit Emissionen von rund 55 Mio. t CO₂ im Jahr 2050 wird der Zielwert nahezu erreicht. Im nachfolgenden Kapitel 6.2.5 wird näher auf den Einfluss der PtG-Speicher auf die CO₂-Emissionen eingegangen.

6.2.5 Betrieb der Speicher

Abbildung 41 zeigt den Betrieb der Kurzzeit- und Langzeitspeicher in den bereits oben betrachteten beiden Wochen im Jahr 2050. Als Kurzzeitspeicher werden hier Batteriespeicher und Pumpspeicher aggregiert betrachtet. In diesem Jahr ist der Anteil der EE und der Speichersysteme am größten, so dass sich hier der Einfluss gut beobachten lässt. In Abbildung 41 wird der Betrieb für die beiden Sommerwochen dargestellt. Zusätzlich werden in beiden Abbildungen die Last, die maximale EE-Einspeisung und die tatsächlich realisierte EE-Einspeisung dargestellt, so dass ersichtlich ist, wann EE-Anlagen abgeregelt werden müssen.

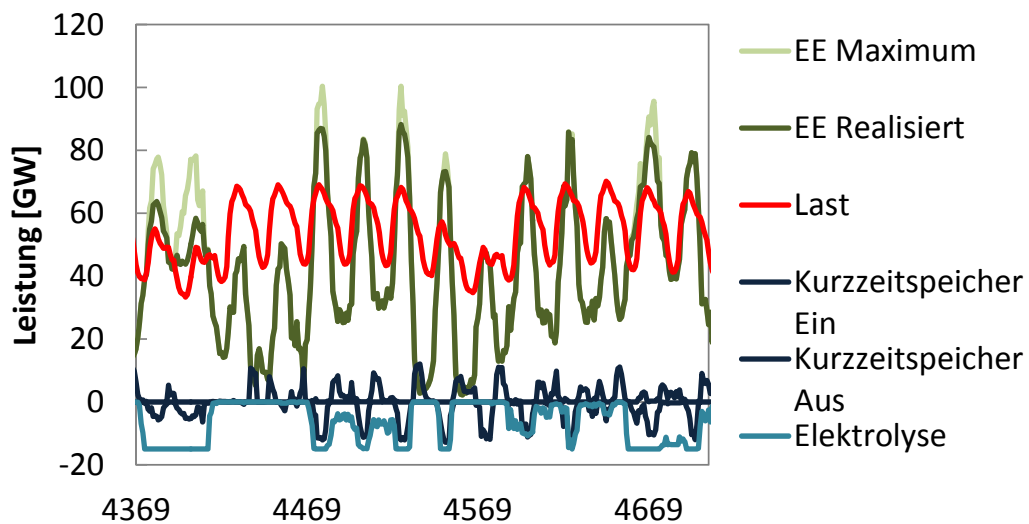


Abbildung 41: Maximale und realisierte fluktuierende EE-Einspeisung, Last und Speichereinsatz im Jahr 2050

Erkennbar ist in der Sommerwoche ein lang andauernder durchgehender Betrieb der PtG-Anlagen bei nahezu Vollast von Stunde 4.375 bis Stunde 4.416, also über 40 h, und damit länger als jeder Kurzzeitspeicher beladen werden könnte. Ebenfalls ist ablesbar, dass Mittagsspitzen verbleiben, die durch die Photovoltaik ausgelöst werden und trotzdem abgeregelt werden müssen. Ebenfalls erkennbar ist ein flexibler Betrieb der Elektrolyseure. Die Anlagen zeigen eine hohe Variation des Betriebszustandes. Demgegenüber werden die Kurzzeitspeicher bevorzugt eingesetzt und zeigen einen stetigen Wechsel aus Ein- und Ausspeicherung. Elektrolyseure werden eingesetzt, wenn mehr Energie zur Verfügung steht als nachgefragt wird und diese sich auch nicht mehr über Kurzzeitspeicher in das Energiesystem integrieren lässt. Die Analyse zeigt weiter, dass der Betrieb der Kurzzeitspeicher zukünftig keinen klaren Rhythmen mehr (beziehungsweise neuen Rhythmen) unterworfen ist. Durch die zunehmende Bedeutung der fluktuierenden Einspeisung der EE nimmt einerseits die Bedeutung der Speicherfüllung während der Niedriglast in der Nacht ab, andererseits sorgt die regelmäßig auftretende Einspeisung durch PV zur Mittagszeit oft für eine Einspeicherung in

den Mittagsstunden. Die Residuallast wird zur bestimmenden Einflussgröße, die aufgrund der Einspeisung der fluktuierenden EE zukünftig einen sehr variablen Verlauf annimmt. Auch nachts kommt es, wenn auch nur gelegentlich, zur Bereitstellung von Leistung der Kurzzeitspeicher. Am häufigsten eingesetzt werden die Kurzzeitspeicher zur Leistungsbereitstellung jedoch in den Morgen- oder Abendstunden, wobei auch eine Erzeugung in beiden Zeiträumen am gleichen Tag auftritt. Die Energieaufnahme und Energiebereitstellung durch die verschiedenen Speichersysteme wird in Abbildung 42 für vier exemplarische Tage im Jahr 2050 dargestellt.

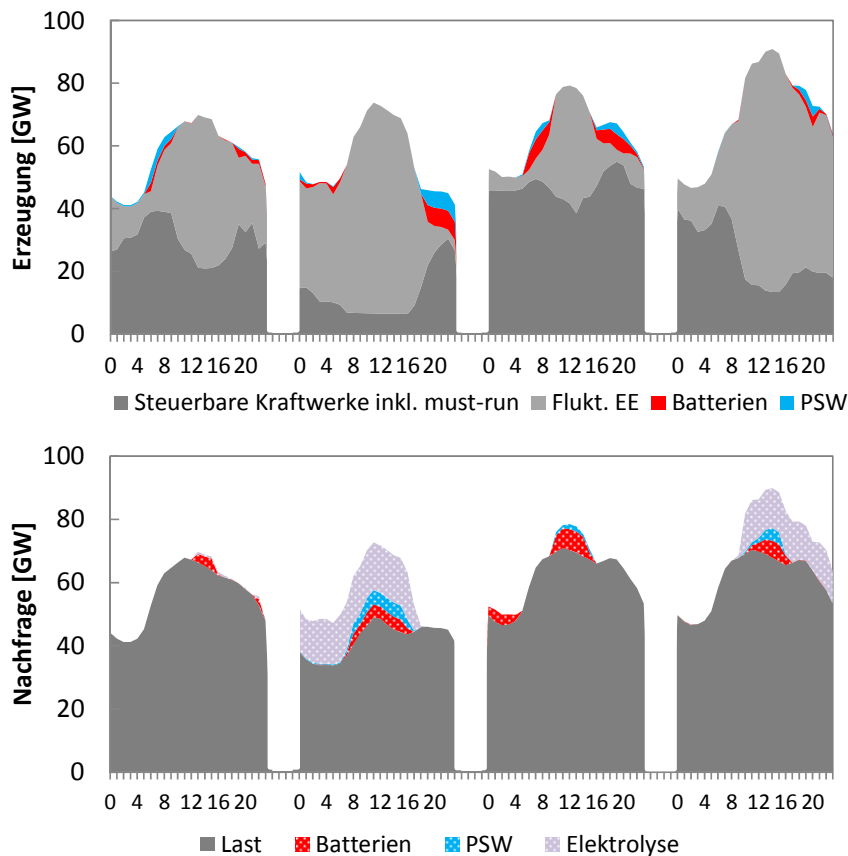


Abbildung 42: Speichereinsatz für vier exemplarische Tage im Jahr 2050

Langzeitspeicher bieten eine Energieaufnahmemöglichkeit, die auch längere Zeiträume abdecken kann. Ebenfalls wird in der Analyse der

Einsatzplanung deutlich, dass sie der Residuallast folgen und sowohl mehrere Tage am Stück ein- aber auch ausgeschaltet bleiben.

Die Bedeutung der Dauer der Überschussphasen soll im Jahresverlauf näher betrachtet werden. Abbildung 43 zeigt in blau die kumulierten relativen Häufigkeiten der auftretenden Phasenlängen. Erkennbar sinkt die Häufigkeit mit der Länge der Überschussphase. In rot ist die kumulierte Energieaufnahme der Elektrolyseure dargestellt.

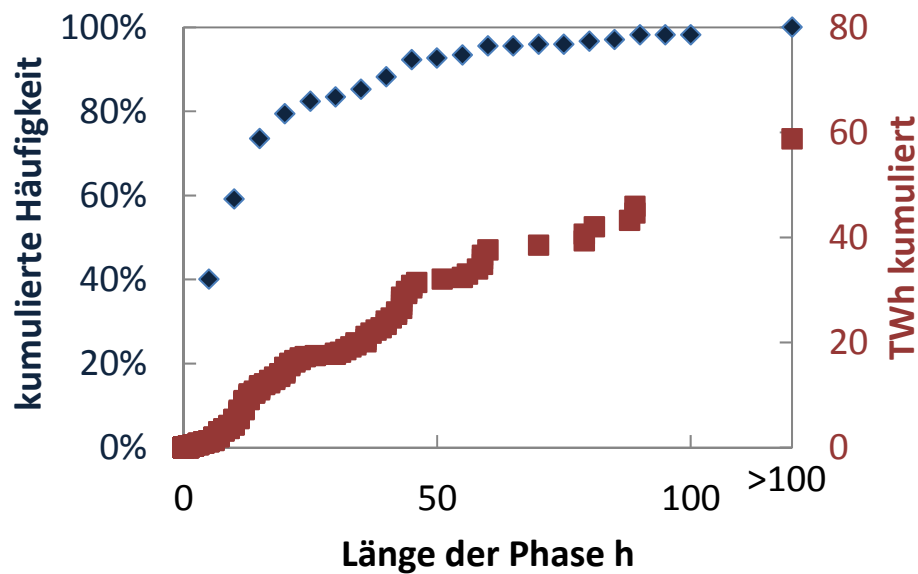


Abbildung 43: Kumulierte Häufigkeit der Phasenlängen und kumulierte Energieaufnahme durch PtG im Jahr 2050

Es lässt sich beobachten, dass gerade die langen Aufnahmephasen einen entscheidenden Einfluss auf die gesamte Energieaufnahme der Elektrolyseure haben. So sind dreiviertel aller auftretenden Betriebsphasen (mit einem Gesamtbetrieb größer 2 GW) kürzer als 20 Stunden - in dieser Zeit wird aber kumuliert nur ein Fünftel der Elektrizität aufgenommen. Um also die fluktuierenden EE zu weiten Teilen in das Elektrizitätssystem zu integrieren, können Langzeitspeicher folglich einen wesentlichen Beitrag leisten.

Um die erzeugten Wasserstoffmengen von gut 45 MWh einordnen zu können, wird diesen der gesamte Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung im Jahr 2050 gegenübergestellt. Im Jahr 2050 werden 112 TWh Erdgas eingesetzt. Über den PtG-Weg könnte also knapp die Hälfte des Erdgaseinsatzes substituiert werden. Nimmt man eine vollständige Rückverstromung des erzeugten Wasserstoffes an, und weiter den durchschnittlichen Wirkungsgrad der gasgefeuerten Kraftwerke im Jahr 2050 von 55 %, so lassen sich die durch den Ersatz von Erdgas vermeidbaren CO₂-Emissionen berechnen. Ab dem Jahr 2040 (2030) wird mit knapp 4 Mio. t (0,3 Mio. t) und im Jahr 2050 mit gut 9 Mio. t eine signifikante Minderung erzielt, so dass die in Kapitel 6.2.4 beschriebenen Ziele übererfüllt werden können.

Um die Auswirkungen, die die PtG-Technologie auf die bestehende Gasinfrastruktur ausübt, abzuschätzen, wird in Abbildung 44 der Speicherfüllstand eines hypothetischen Speichers, in den alle vorhandenen PtG-Anlagen einspeisen, dargestellt. Hierbei wird jeweils eine konstante Entnahmerate angenommen. Diese ist so bemessen, dass der Speicherstand am Ende des Betrachtungsjahres dem Speicherstand am Anfang entspricht und der Speicherstand zu keinem Zeitpunkt negativ wird. Hierdurch lässt sich abschätzen, wie hoch die maximale zusätzliche Beladung der Gasinfrastruktur mit Gas aus PtG Anlagen über das Jahr wäre. Es zeigt sich, dass zu keinem Zeitpunkt ein Speichervolumen mit einem Energieäquivalent von mehr als 5 TWh benötigt wird. Somit liegt dieses weit unter der verfügbaren Speicherleistung der bereits vorhandenen Gasinfrastruktur (vergleiche Kapitel 2.1.4).

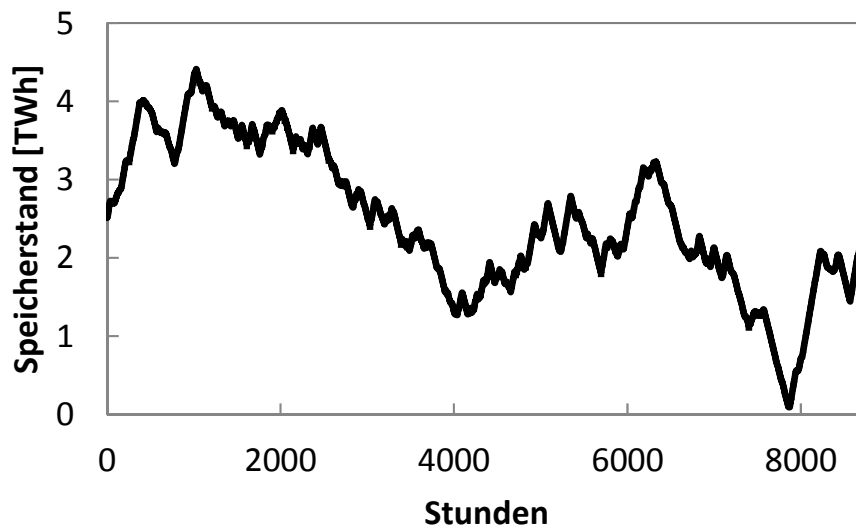


Abbildung 44: Bilanzieller Speicherstand von Wasserstoff in der Erdgasinfrastruktur

Die aus einer reinen Betrachtung des Elektrizitätssystems heraus gefundenen Standorte für Elektrolyseure sollen nun einer ersten Eignungsprüfung aus Sicht der Gasversorgung unterzogen werden. In Abbildung 45 auf der linken Seite sind die ermittelten Standorte vor den bestehenden Erdgasleitungen mit einem Durchmesser größer als 300 mm zu sehen [199].

Diesen Standorten werden vergleichend die im NEP-Gas 2013 als vorteilhaft identifizierten Standorte auf der rechten Seite der Abbildung gegenübergestellt. Die im NEP-Gas angewendete Auswahlmethode wird nicht näher beschrieben. Es wird lediglich angegeben, dass die Parameter Aufkommensquellen für Strom und kohlenstoffhaltige Gase, das elektrische Übertragungsnetz sowie das Gastransportnetz miteinander verschnitten werden. Darauf aufbauend werden drei nördliche Regionen als besonders vorteilhaft identifiziert. Zwei aufgrund ihrer Entfernung zu den windreichen Standorten benachteiligte südliche Standorte werden zusätzlich bestimmt. Die fünf Regionen sind in Abbildung 44 auf der rechten Seite dargestellt.

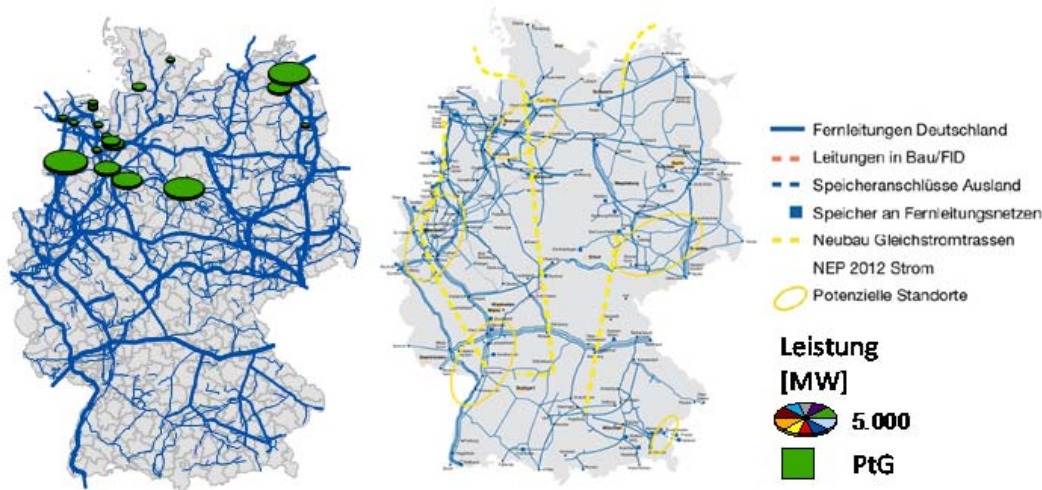


Abbildung 45: Vergleich der in PERSEUS-LTST identifizierten PtG-Standorte (links) und der in [50] ermittelten Regionen (rechts)

Aufgrund der knappen Angaben im NEP-Gas sind genaue Angaben zum Vergleich der gefundenen Standorte schwierig. Für die beiden nord-westlichen Regionen ergibt sich eine tendenzielle Übereinstimmung. Die südlichen Regionen werden in dieser Arbeit nicht für PtG-Anlagen genutzt, allerdings sind hier im Gegensatz zum NEP-Gas auch noch nicht die Stromnetzausbaumaßnahmen berücksichtigt. Die Herausforderungen bei der Bewertung der identifizierten Standorte aus Sicht der Elektrizitätsversorgung werden in Kapitel 7.2 diskutiert.

6.3 Szenariorechnungen

Da die Entwicklungen der das Elektrizitätssystem beeinflussenden Parameter mit großen Unsicherheiten behaftet sind, bietet sich eine Szenarioanalyse an, um im Sinne einer Wenn-Dann-Analyse, belastbare Erkenntnisse über mögliche zukünftige Entwicklungen des Energiesystems zu gewinnen. Hier soll eine vergleichende Szenarioanalyse durchgeführt werden mit dem Ziel, weitergehende Schlussfolgerungen über robuste Entscheidungen ziehen zu können [140]. Robuste

Entscheidungen sollen hierbei verstanden werden als Maßnahmen, die sich über einen weiten Unsicherheitsbereich der Einflussfaktoren als richtig erweisen [200]. Eine Übersicht über die verschiedenen Szenarien wird in Kapitel 6.1.1 gegeben.

6.3.1 Kraftwerks- und Speicherpark

In Abbildung 46 wird der Unterschied in den installierten Kapazitäten der thermischen Kraftwerke und der Speicherkraftwerke für alle Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario dargestellt. Da der Ausbau der EE exogen vorgegeben wird, unterscheidet er sich daher in den Szenarien nicht und wird hier nicht weiter betrachtet. Stattdessen soll insbesondere auf die Unterschiede in den thermischen Kraftwerken und den Speichern in den Jahren 2040 und 2050 eingegangen werden.

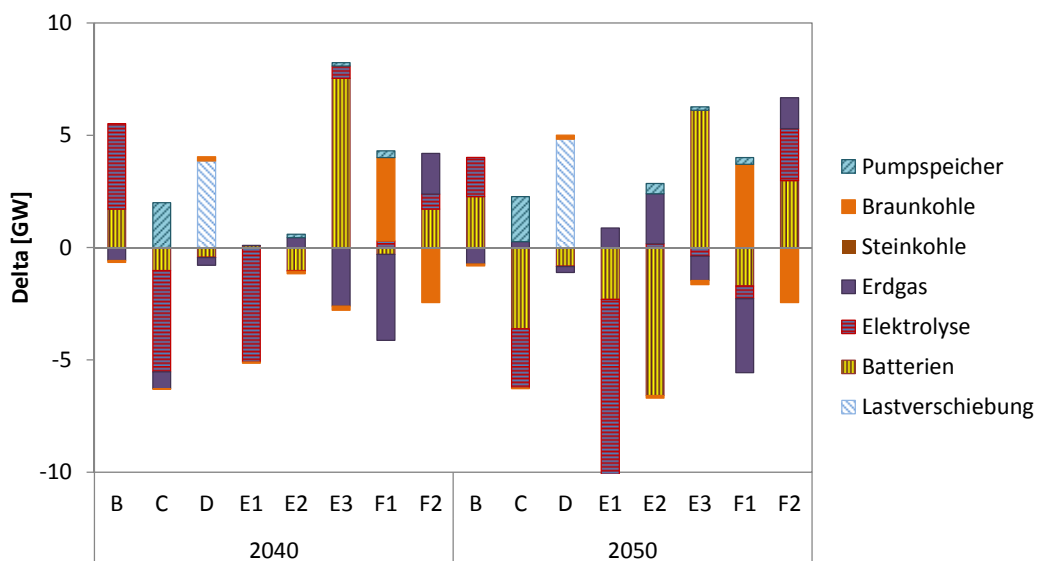


Abbildung 46: Unterschied der installierten Leistung zum Referenzszenario

Beim Vergleich des Szenarios B zu dem Referenzszenario fällt auf, dass die Begrenzung der maximalen EE-Abregelung einen erhöhten Speicherbedarf auslöst. So bestehen in 2040 (2050) sowohl rund 3,8 GW

(1,7 GW) mehr Aufnahmeleistung an PtG-Elektrolyseleistung als auch 1,7 GW (2,3 GW) mehr Batteriespeicherleistung. Die zusätzlichen Batteriespeicher können den Bedarf an gesicherter thermischer Kraftwerksleistung leicht reduzieren. So werden weniger Braunkohle- und Gaskraftwerke benötigt, so dass in 2040 (2050) rund 0,7 GW (0,8 GW) weniger thermische Kraftwerksleistung installiert ist.

Das Szenario C untersucht den Effekt, den ein Netzausbau gemäß den Plänen des NEP 2014 auf den Kraftwerks- und Speicherpark hat. Bei den thermischen Kraftwerkskapazitäten zeigt sich ein nur geringer Unterschied. So ist in 2040 geringfügig (20 MW) weniger Braunkohleleistung installiert. Diese Differenz bleibt auch in 2050 bestehen. Bei den Gaskraftwerken ist in 2040 ein Unterschied von rund 750 MW weniger installierter Leistung zu beobachten. In 2050 sind jedoch rund 250 MW mehr Leistung installiert. Ansonsten zeigt sich eine recht vergleichbare Entwicklung der thermischen Kraftwerkskapazitäten bezüglich der insgesamt installierten Leistung. Hinsichtlich der installierten Speicherleistung lassen sich jedoch wesentliche Unterschiede feststellen. In den späteren Stützjahren 2040 und 2050 fällt vor allem auf, dass weniger PtG- und Batteriespeicher zugebaut werden als im Referenzszenario. Dem verminderten Ausbau der Batteriespeicher steht allerdings ein verstärkter Zubau an Pumpspeicherkraftwerken gegenüber. So werden in 2030 rund 300 MW an Pumpspeicherkraftwerken zugebaut und im Jahr 2040 weitere 2 GW. Dies verdeutlicht die zunehmende Bedeutung des Standortes und somit der Netzrestriktionen in späteren Stützjahren für die Technologieauswahl durch ein Optimiermodell. Insgesamt verbleibt somit ein Unterschied in der installierten Leistung der Kurzzeitspeichersysteme von etwa 1,5 GW. Ein deutlicher Unterschied findet sich auch in der installierten Elektrolyseurleistung bei einem stärker ausgebauten Netz. So entsteht erst in 2040 ein geringer Bedarf mit rund 1,3 GW, der im Jahr 2050 auf rund 12,3 GW drastisch ansteigt.

Im Szenario D stehen dem Modell zur Abbildung von Lastmanagementmaßnahmen an allen Knoten installierte Kurzzeitspeicher, wie in 5.4.5 beschrieben, zur Verfügung. Jedoch haben diese auf die installierten Leistungen der thermischen Kraftwerke einen nur geringen Einfluss. So werden bis zum Jahr 2030 insgesamt rund 180 MW zusätzliche Leistung an Braunkohlekraftwerken zugebaut. Dem steht eine geringere Leistung an Gaskraftwerken von rund 260 MW gegenüber. Die verbleibende Differenz erklärt sich mit dem Beitrag der Lastverschiebemaßnahmen zur Reduzierung der benötigten gesicherten Leistung. Der zusätzlichen Leistung der Speicher der DSM von rund 5 GW im Jahr 2050 steht eine nur geringfügig niedrigere installierte Leistung von Batteriespeichern von etwa 850 MW gegenüber. In Bezug auf die installierte Elektrolyseurleistung ist nur ein vernachlässigbarer Unterschied in allen Stützjahren zu beobachten.

Die Verdoppelung der Investitionen für PtG-Anlagen im Szenario E1 bedingt einen deutlichen Rückgang der installierten Kapazität dieser Anlagen. Interessanterweise sinkt jedoch zugleich auch die installierte Leistung der Batteriespeicher im Jahr 2050 um rund 900 MW. Dies legt den Schluss nahe, dass die Batteriespeicher auch genutzt werden, um die Elektrolyseur optimal auszulasten. Auf diesen Aspekt und die Integration der EE wird in Kapitel 6.3.5 näher eingegangen.

Die Verdoppelung der Investitionen für Batteriespeicher im Szenario E2 bedingt einen nahezu vollständigen Verzicht auf diese Technologie. So werden bis zum Jahr 2050 nur 10 MW installiert. Dem steht eine stärkere Nutzung der Ausbaupotentiale der Pumpspeicherkraftwerke gegenüber. Diese werden um 450 MW ausgebaut. Der Wegfall des Beitrags der Batteriespeicher muss durch einen Zubau an gasgefeuerten Kraftwerken von 2,3 GW ausgeglichen werden.

Die Kombination der Verdopplung der Investition für PtG-Anlagen mit der zusätzlichen Beschränkung der EE-Abregelung im Szenario E3 führt zu einer deutlichen Zunahme der benötigten Batteriespeicher-

kapazität auf rund 12 GW in 2050. Gleichzeitig bleibt die installierte PtG-Leistung auf einem den Szenarien A und B vergleichbaren Niveau, mit 1-2 GW weniger installierter Leistung. Zusätzlich werden rund 150 MW Pumpspeicherkraftwerke zugebaut. Die zusätzlichen Batteriespeicher können rund 1 GW gasgefeuerte Kraftwerke ersetzen. Die installierte Braunkohleleistung ist im Zieljahr 2050 rund 190 MW geringer.

Im Szenario F1 wird ein konstant niedriger CO₂-Preis angenommen. Diese Veränderung bewirkt einen deutlichen Unterschied bei der installierten Leistungen der thermischen Kraftwerke. Die insgesamt installierte Kapazität bleibt weitgehend gleich, da sie durch die vorzuhaltende gesicherte Leistung bestimmt wird. Allerdings findet eine Verschiebung von gasbefeuelten Kraftwerken (3,3 GW) zu Braunkohlekraftwerken (3,7 GW) statt. Die insgesamt günstigere Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken reduziert den Bedarf an Batteriespeichern um 1,7 GW. Dazu werden 300 MW zusätzliche Pumpspeicherkraftwerke errichtet.

Das Szenario F2 unterstellt eine deutliche Zunahme des CO₂-Preises im Zeitverlauf. Hieraus resultieren dem Szenario F1 entgegengesetzte Effekte. Es findet eine geringere Installation von Braunkohlekraftwerken (2,4 GW) und eine höhere Leistung an gasgefeuerten Kraftwerken (1,3 GW) statt. Aufgrund der höheren Produktionskosten in thermischen Kraftwerken findet zusätzlich ein verstärkter Batteriespeicherzubaue statt (2,9 GW). Die höheren CO₂-Zertifikatepreise wirken sich auch auf den Wert des Wasserstoffs der Elektrolyse auf. So werden in diesem Szenario rund 2,3 GW zusätzliche Elektrolyseurleistung installiert.

6.3.2 Erzeugungsmix und Einsatz

In Abbildung 47 ist die Abweichung in der Stromerzeugung in den verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario dargestellt. Die Ergebnisse werden in der Abbildung der Übersichtlichkeit wegen nur für die Jahre 2040 und 2050 dargestellt.

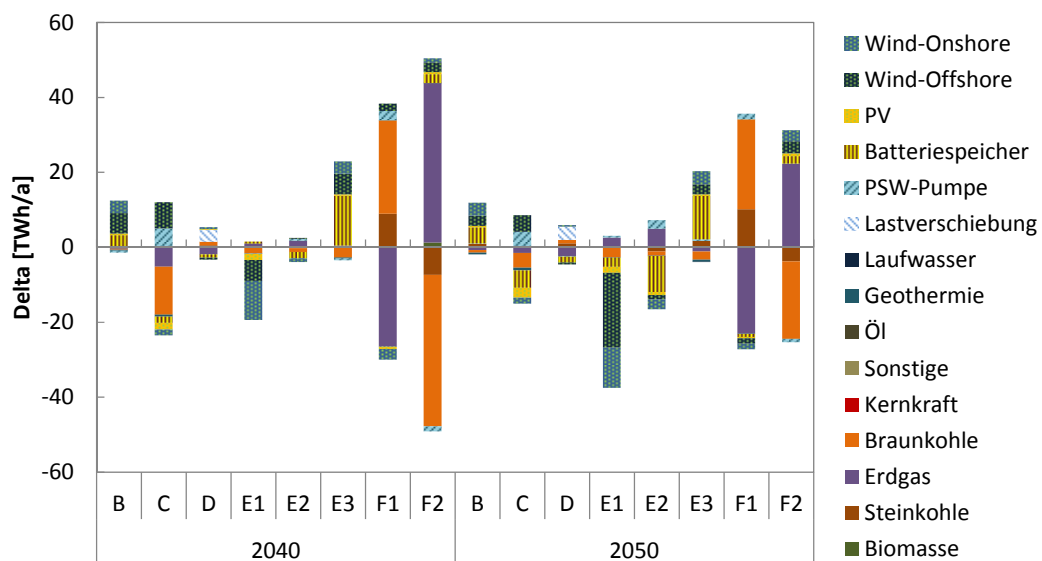


Abbildung 47: Unterschied im Erzeugungsmix zum Referenzszenario

Die Ergebnisse für das Szenario B zeigen eine erhöhte Nutzung erneuerbarer Energieträger und dementsprechend eine leichte Minderung des Einsatzes fossiler Energieträger. Diese Veränderungen ergeben sich aus der Nutzung der zusätzlichen Speicherkapazitäten des Szenarios B.

Die Ergebnisse des Szenarios C zeigen bereits in 2040 einen verminderten Einsatz der thermischen Kraftwerke, der sich in 2050 jedoch wieder reduziert. Die Auswirkung des thermischen Kraftwerkseinsatzes auf die CO₂-Emissionen zeigt detailliert auch das Kapitel 6.3.4 auf. Der Einsatz der Kurzzeitspeicher weist gemäß den installierten Kapazitäten eine stärkere Nutzung der Pumpspeicherkraftwerke und eine geringere Nutzung der Batteriespeichersysteme auf.

Das Szenario D zeigt nur vernachlässigbare Unterschiede beim Einsatz der thermischen Kraftwerkskapazitäten. Die Nutzung der Batteriespeicher- und Pumpspeicherkraftwerke geht zugunsten des Einsatzes von DSM leicht zurück.

Das Szenario E1 zeigt eine verminderte Integration der fluktuierenden EE in die Elektrizitätsversorgung. So müssen insbesondere Windkraftanlagen verstärkt abgeregelt werden. Im Szenario E2 zeigt sich nur eine geringe Veränderung gegenüber dem Referenzszenario. Die fehlende Erzeugung der Batteriespeicher wird durch einen verstärkten Einsatz von Gaskraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken ausgeglichen. Im Szenario E3 können höhere Mengen fluktuierender EE in das Energiesystem integriert werden. Dies ist bedingt durch die wesentlich höhere installierte Leistung der Batteriespeicher.

Die deutlichsten Unterschiede im Kraftwerkseinsatz gegenüber dem Referenzszenario zeigen die Szenarien F1 und F2. Im Szenario F1 werden deutlich mehr kohlegefeuerte Kraftwerke eingesetzt aufgrund des niedrigen Zertifikatepreises, während im Szenario F2 die gasgefeuerten Kraftwerke stärker genutzt werden.

6.3.3 Netzengpässe und Knotenpreise

Die Auswirkungen der Parametervariationen in den Szenarien auf die Entwicklung der durchschnittlichen Grenzkosten der Stromerzeugung sind in Abbildung 48 dargestellt.

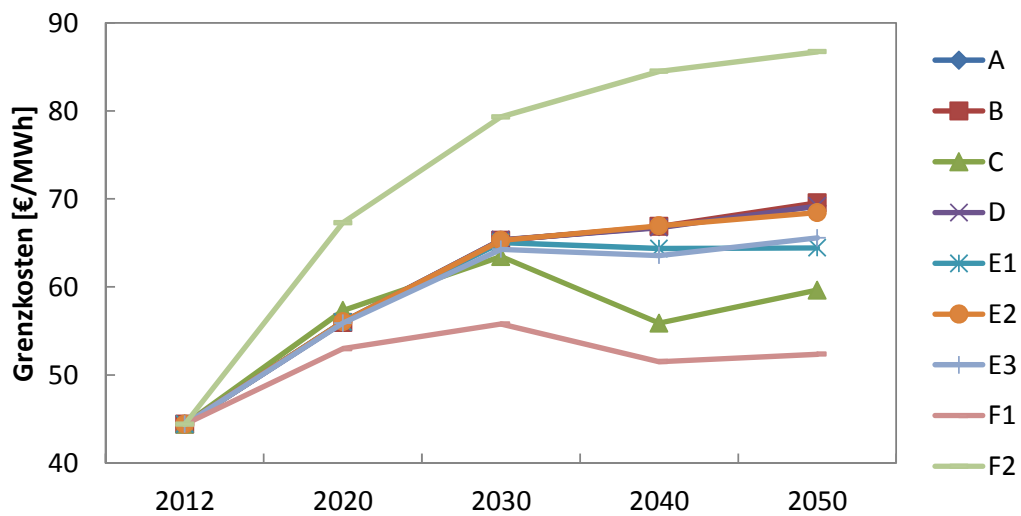


Abbildung 48: Durchschnittliche Grenzkosten der Stromerzeugung

Die Szenarien B und D zeigen einem dem Referenzszenario sehr ähnlichen Verlauf mit Abweichungen von weniger als 1 €/MWh. Dagegen zeigt sich im Szenario C ein deutlicher Einfluss der zusätzlichen Leitungen auf die Grenzkosten. Diese sind sowohl im Jahr 2040 als auch im Jahr 2050 gut 10 €/MWh niedriger als im Referenzszenario. Die Szenarien E1 bis E3 zeigen leicht niedrigere Grenzkosten als das Referenzszenario mit Preisunterschieden von maximal 5 €/MWh. Die deutlichsten Unterschiede zeigen sich in den Szenarien F1 und F2. Diese Entwicklung ist verständlich, da die thermischen Kraftwerke einen wesentlichen Einfluss auf die Grenzkosten haben. Sinken deren Grenzkosten der Erzeugung, sinken auch die durchschnittlichen Grenzkosten. Die Zeitpunkte, an denen diese preissetzend auftreten, werden im zeitverlauf durch den zunehmenden Anteil der EE jedoch geringer. Die Unterschiede betragen bis zu 17 €/MWh nach oben und unten.

Die einzelnen Parameter der Szenarien üben auch einen Einfluss auf die auftretenden Engpässe auf. Daher wird in Abbildung 49 die Änderung der Engpasshäufigkeit gegenüber dem Referenzszenario dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass in den meisten Szenarien die Abwei-

chung der auftretenden Engpässe geringer ist als 20 %. Das Szenario C, welches das vollständige Zielnetz des NEP 2014 enthält, kann dagegen bis zu 75 % der auftretenden Engpässe im Jahr 2050 vermeiden (65 % in 2040). Bis auf wenige Einzelleitungen mit lokalen Effekten sind in diesem Szenario keine Engpässe mehr zu erwarten. In 2040 kann der Bedarf an Elektrolyseur- und Speicherleistung drastisch reduziert werden. In 2050 führen die zeitliche Diskrepanz von Erzeugung und Verbrauch jedoch auch bei diesem Netzausbauzustand zu einem deutlichen Bedarf an Speicherleistung. Zu beachten ist hierbei, dass keine Untergrenzen der installierten Leistungen in der Modellierung berücksichtigt sind. Es werden insbesondere in Szenario C viele sehr kleine Anlagen platziert, um Engpässe zu mindern.

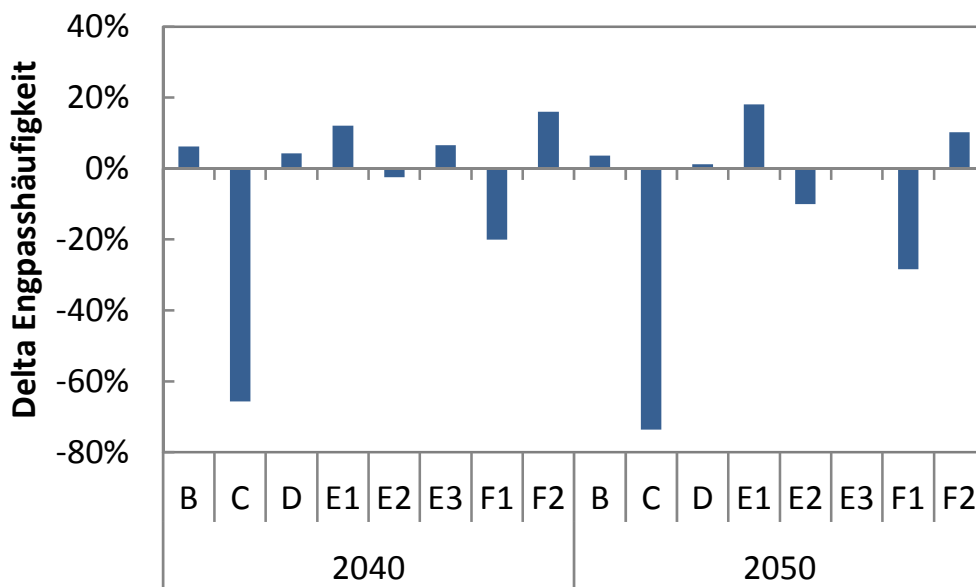


Abbildung 49: Unterschied der Engpasshäufigkeit zum Referenzszenario

Deutliche Reduktionen sind auch im Szenario F1 zu beobachten. Dies ist der flexibleren Verteilung der Gaskraftwerke gegenüber den Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken geschuldet. Daher lässt sich auch im Szenario F2 ein entgegengesetzter Trend beobachten. Im Szenario E1 steigen aufgrund der geringeren Elektrolyseurleistung die Engpässe ebenfalls an. Folglich kann die zielgerichtete Installation von

PtG-Anlagen die auftretenden Engpässe reduzieren. Die übrigen Szenarien zeigen geringe Abweichungen.

6.3.4 EE-Integration und CO₂-Emissionen

Die Abregelung der fluktuierenden EE in den verschiedenen Szenarien wird in Abbildung 50 gezeigt. Vorgabegemäß wird in den Szenarien B und E3 eine sehr niedrige Abregelung erreicht. In den meisten anderen Szenarien liegt die Abregelung auf einem dem Referenzszenario vergleichbaren Niveau. Besonders im Szenario E1 führen die hohen Investitionen für PtG-Anlagen und die resultierenden niedrigen installierten Leistungen zu höheren abgeregelten Energiemengen. So müssen im Szenario E1 im Jahr 2050 über 20 % der in Offshore Windkraftanlagen erzeugbaren Elektrizität abgeregelt werden. Im Szenario E3 sind die Speicherinvestitionen ebenso hoch wie im Szenario E1, die Vorgabe einer maximalen Abregelung bedingt allerdings die Installation deutlich höherer Speicherleistungen, so dass die Einspeisungen der Offshore Windkraftanlagen aufgenommen werden. Aus rein ökonomischen Gründen heraus sind die Investitionen in diese zusätzlichen Speicher jedoch nicht empfehlenswert. Der Netzausbau des Szenarios C erlaubt es bei nur geringen installierten Leistungen der Speicher, insbesondere in 2040, trotzdem große Mengen der EE zu nutzen, ohne dass eine Abregelung erforderlich wird.

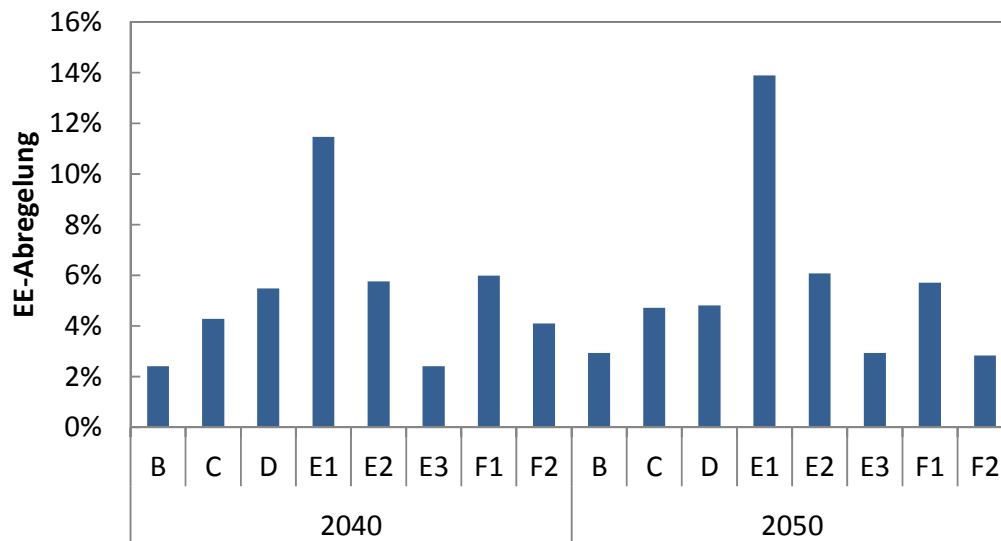


Abbildung 50: Unterschied der Abregelung fluktuierender EE zum Referenzszenario

Die in den verschiedenen Szenarien resultierenden Emissionen zeigt Abbildung 51. Für die meisten Szenarien zeigen sich nur geringe Abweichungen gegenüber dem Referenzszenario. Stärkere Abweichungen ergeben sich insbesondere im Jahr 2040 im Szenario C. Die vorhandenen Engpässe im Referenzszenario verhindern folglich eine effiziente Elektrizitätserzeugung und -verteilung durch die fluktuierenden EE, um den fossilen Energieträgereinsatz zu reduzieren. Dieser Vorteil der ausgebauten Netze relativiert sich im Jahr 2050. Ansonsten hat die zuvor dargestellte EE-Abregelung einen nur geringen Effekt auf die unmittelbaren Emissionen der Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken. Im nachfolgenden Kapitel 6.3.5 werden die vermeidbaren Emissionen durch den Einsatz von PtG, woraus durchaus signifikante Unterschiede resultieren, allerdings noch näher betrachtet.

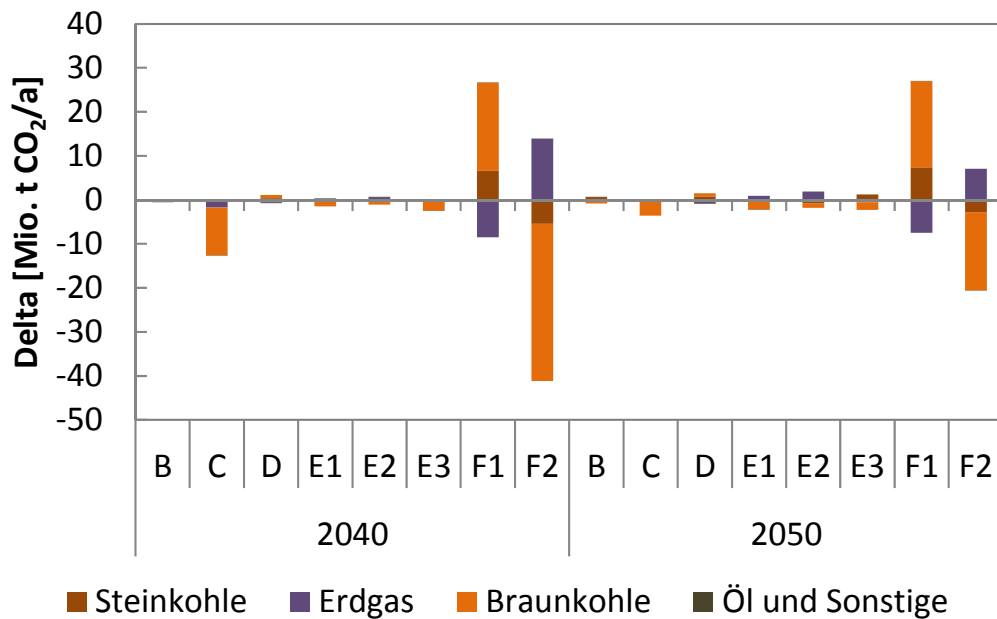


Abbildung 51: Unterschied der CO₂-Emissionen zum Referenzszenario

Weiter zeigen sich erwartungsgemäß deutliche Unterschiede in den Szenarien F1 und F2. Der hohe beziehungsweise niedrige Zertifikatspreis bevorzugt oder benachteiligt emissionsreiche Kraftwerkstypen.

6.3.5 Betrieb der Speicher

In Abbildung 52 sind die Volllaststunden der verschiedenen Speichersysteme in den verschiedenen Szenarien einander gegenübergestellt. Für Batteriespeicher ergibt sich eine Bandbreite der Volllaststunden zwischen 1.930 und 3.920 h in 2040 und zwischen 2.100 und 4.100 h in 2050. Für PtG-Anlagen ergeben sich etwas höhere Volllaststunden zwischen 2.560 und 4.800 h in 2040 und zwischen 3.500 und 4.850 h in 2050. Demgegenüber ergeben sich die geringsten Volllaststunden der betrachteten Speichersysteme für Pumpspeicherkraftwerke. Diese liegen zwischen 1.460 und 2.540 h in 2040 und zwischen 1.000 und 2.500 h in 2050.

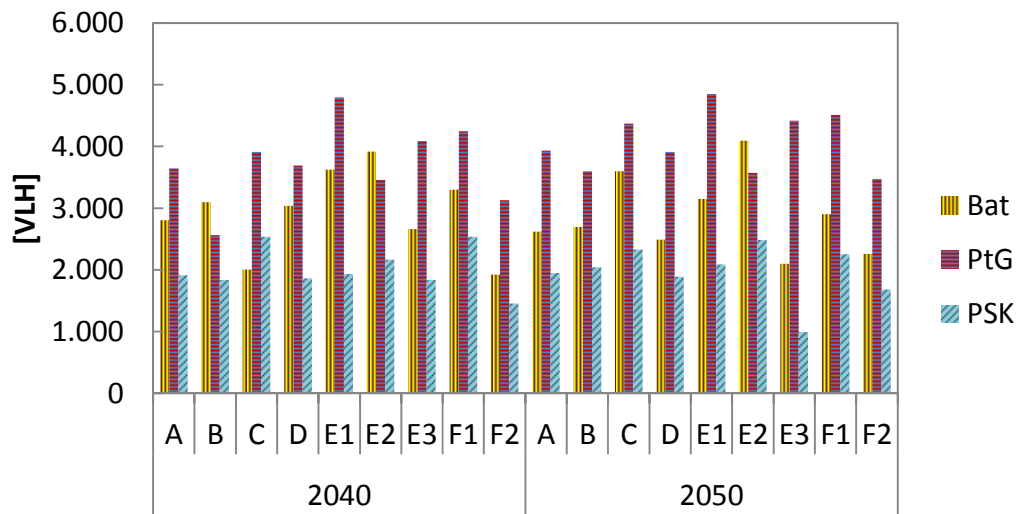


Abbildung 52: Volllaststunden der Speicher nach Szenarien

Besonders hohe Betriebszeiten der Batteriespeicher stellen sich insbesondere in den Szenarien E1, E3 und F1 ein. In den Szenarien E1 und E2 sind PtG-Anlagen nur in geringem Maße installiert, woraus eine verstärkte Nutzung der Batteriespeicher resultiert. Die Einsatzzeiten der Speicher, die das DSM abbilden, erreichen im Szenario D vergleichbar geringe Einsatzzeiten, die im Jahr 2040 rund 1670 h und im Jahr 2050 rund 1450 h erreichen. Die Verteilung gemäß der Last bedingt eine ungünstige Verteilung, die ihre Nutzung gegenüber der strategischen Platzierung der zugebauten Speicherkapazitäten erschwert.

Wie bereits in Kapitel 6.2.5 durchgeführt, sollen die Produktgasströme der PtG-Anlagen bilanziell mit dem Erdgaseinsatz in den Gaskraftwerken verrechnet werden. Dann ergeben sich die Einsparungen bei den CO₂-Strömen gegenüber einem Erdgaseinsatz, wie in Abbildung 53 dargestellt.

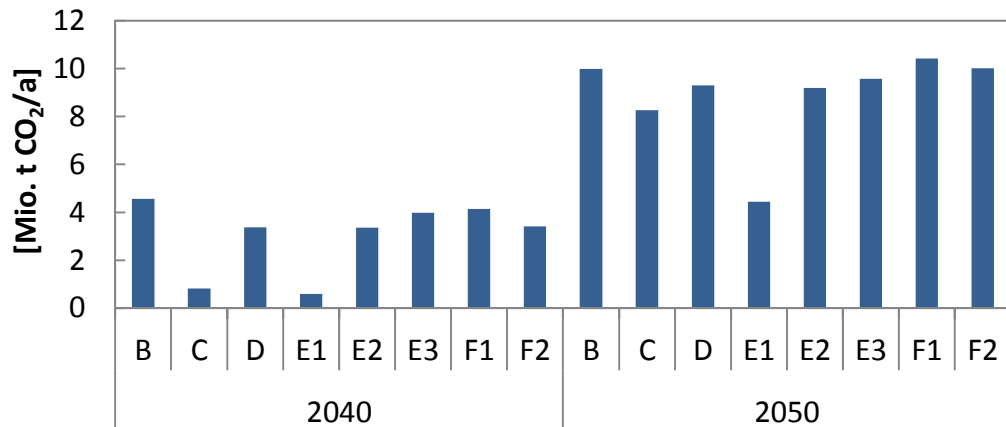


Abbildung 53: Reduktionspotential der CO₂-Emissionen durch PtG bei Rückverstromung im Stromsystem nach Szenarien

Die Szenarien B, D, E2 bis F2 zeigen dem Referenzszenario ähnliche Werte mit vermiedenen Emissionen zwischen 3 und 5 Mio. t CO₂ in 2040 und zwischen 8 und 10 Mio. t CO₂ in 2050. Demgegenüber sind in den Szenarien C und E1 im Jahr 2040 nur sehr geringe Einsparungen zu beobachten. Dies liegt im Fall des Szenarios C daran, dass aufgrund des höheren Netzausbauzustandes erst in 2050 signifikante Leistungen an Speichersystemen nötig werden. In diesem Jahr schließt sich der Unterschied zu den anderen Szenarien. Im Fall des Szenarios E1 ergeben sich aufgrund der höheren angenommenen Investitionen für PtG-Anlagen geringere Leistungen und niedrigere Wasserstoffmengen in beiden Betrachtungsjahren.

7 Schlussfolgerungen und Ausblick

In diesem Kapitel werden zunächst die Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen der Modellrechnungen gezogen und dargestellt. Anschließend werden die wesentlichen Charakteristika des entwickelten Modellkonzeptes kritisch begutachtet, bevor ein Ausblick auf künftige Forschungsgebiete gegeben wird.

7.1 Ergebnisse der Modellrechnungen

Die Ergebnisse zeigen, dass das entwickelte Verfahren geeignet ist, belastbare Antworten auf die Fragestellungen nach der Entwicklung des Kraftwerks- und Speicherparks zu geben. Hierzu wurden verschiedene, das Ergebnis beeinflussende Eigenschaften wie die Berücksichtigung der Übergangszeit, der Einfluss der Typwochenwahl, die geeignete Länge der Voraussicht, sowie die Standortvorauswahl, eingehend untersucht (vergleiche Kapitel 6.1) und vorteilhafte Modelleinstellungen für die Beantwortung der Fragestellung identifiziert. Die gewonnenen Erkenntnisse zur Entwicklung des Elektrizitätssystems und wesentliche Einflussfaktoren beschreiben die beiden nachfolgenden Kapitel.

7.1.1 Zukünftiger Kraftwerks- und Speicherpark

Die Ergebnisse für das Referenzszenario zeigen, dass trotz des deutlichen Anstiegs der Kraftwerkskapazitäten der fluktuierenden EE in der Zukunft ein erheblicher Bedarf an thermischer Erzeugungskapazität verbleibt. Dieser wird zukünftig vorwiegend durch gasgefeuerte Kraftwerke bereitgestellt, die sich im betrachteten System aufgrund ihrer hohen Flexibilität und der Entwicklung der CO₂-Zertifikatekosten

als besonders vorteilhaft erweisen. So werden bis zum Jahr 2050 im Referenzszenario rund 17 GW gasgefeuerte GuD-Kraftwerke und rund 11 GW Gasturbinen installiert, während nur 2,5 GW braunkohlegefeuerte Kraftwerke zugebaut werden. Steinkohlekraftwerke werden unter kostenminimierenden Aspekten nicht modellendogen zugebaut. Die thermischen Kraftwerke werden weiterhin zur Vorhaltung der gesicherten Leistung benötigt. Allerdings sinken ihre Volllaststunden deutlich auf rund 4.500 Stunden für Braunkohlekraftwerke, rund 2.000 Stunden für Steinkohlekraftwerke und gasgefeuerte GuD-Kraftwerke und knapp 1.000 Stunden für Gasturbinen. Die Kraftwerke sind folglich zukünftig durch eine deutlich flexiblere Betriebsweise gekennzeichnet, wodurch die klassische Dauerbetriebsweise der thermischen Kraftwerke, insbesondere kohlegefeuerter Kraftwerke, verschwindet. Auch die in Grenzen vorhandene Flexibilität der steuerbaren EE wird stark ausgenutzt.

Die Entwicklung der Speichersysteme zeigt eine zunehmende Bedeutung dieser ab dem Stützjahr 2040 mit noch einem deutlicheren Anstieg in 2050, bei dann entsprechend hohen EE-Anteilen von bis zu über 80 % der Stromerzeugung. Der Bedarf an Langzeitspeichern beläuft sich dabei langfristig auf etwa 16 GW und der Bedarf an zusätzlichen Kurzzeitspeichern auf etwa 6 GW. Die Analyse der Netzbelastung und der Speicherstandorte im Referenzszenario zeigt, dass die Standortwahl an Bedeutung gewinnt. So werden die Speichersysteme vorwiegend in Norddeutschland zugebaut, da hier die überwiegende Windeinspeisung, insbesondere auch der Offshore-Windkraft, erfolgt. Die Speicher werden dabei nördlich der auftretenden Engpässe im Übertragungsnetz platziert. Unter Berücksichtigung der bestehenden Netzengpässe kommt es nicht zu einem Ausbau der weiter südlich befindlichen Optionen für Pumpspeicher.

Durch den zielgerichteten Zubau der Speicher anhand der Knotenpreise kann ein Großteil der fluktuierenden EE aufgenommen werden. Die

gesamte Abregelung der EE beläuft sich auf nur rund 5 % im Jahr 2050 (gegenüber rund 0,5 % im Jahr 2020). Die Analyse des Betriebs der Speichersysteme zeigt, dass insbesondere lange Betriebsphasen der Langzeitspeicher für die Integration der EE entscheidend sind. Diese sind zwar seltener, beinhalten aber große Energiemengen. Dies lässt erkennen, dass Langzeitspeicher für eine weitgehende Integration der fluktuierenden EE an Bedeutung gewinnen werden. Weiter geben die produzierten Wasserstoffmengen zu erkennen, dass rein bilanziell ungefähr die Hälfte des Erdgasbedarfs zur Stromerzeugung ersetzt werden kann, sofern eine vollständige Rückverstromung angenommen wird (vergleiche Kapitel 7.2).

Die Betrachtung der CO₂-Emissionen zeigt, dass aufgrund des starken Ausbaus der fluktuierenden EE und des sich einstellenden Kraftwerks- und Speicherparks, die Emissionsminderungsziele erfüllt werden können. Bezieht man eine bilanzielle Rückverstromung des Wasserstoffs aus der PtG Technologie mit ein, also den Ersatz konventionellen Erdgases durch Wasserstoff, so kann sogar eine umfassendere Minderung um rund 9 Mio. t CO₂ im Jahr 2050 erreicht werden. Die aus einer reinen Betrachtung des Elektrizitätssystems erfolgende Platzierung der Standorte der PtG-Anlagen im Nordwesten Deutschlands lässt eine gute Integrationsmöglichkeit in das bestehende Erdgasnetz möglich erscheinen.

7.1.2 Sensitivitätsuntersuchungen

In mehreren Szenarien wird der Einfluss der mit Unsicherheiten behafteten Parameter auf das Ergebnis untersucht. Die Einflüsse der geänderten Rahmenbedingungen auf das Ergebnis der Optimierung werden nachfolgend dargestellt.

Einfluss der Vorgaben zur maximalen Abregelung der fluktuierenden EE

Eine erzwungene EE-Integration durch die Vorgabe einer maximalen Abregelung von 2,5 % der fluktuierenden EE löst einen erhöhten Speicherbedarf aus. So werden bei der Vorgabe einer maximalen Abregelung deutlich höhere Leistungen an Speicherkapazität als im Referenzszenario zugebaut. Die erzwungene EE-Integration führt zwar zu einem deutlich höheren Zubaubedarf an Speicherkapazität, kann aber die CO₂-Emissionen der gesamten Stromerzeugung nur geringfügig reduzieren. Gegenüber der Abregelung stellt die Speicherung der über das wirtschaftliche Maß hinausgehenden EE-Integration im Referenzszenario folglich die ökonomisch ungünstigere Maßnahme dar.

Es zeigt sich, dass selbst eine Verdopplung der Preise für die PtG-Anlagen deren Ausbau nur marginal um 380 MW bis 2050 reduzieren kann. So werden alternativ deutlich höhere Leistungen an Batteriespeichern von zusätzlich 7,5 GW in 2040 (6,2 GW in 2050) benötigt. Diese Untersuchung veranschaulicht, dass sehr hohe installierte Leistungen an Kurzzeitspeichern notwendig sind, um eine ausreichende Integration gewährleisten zu können und daher die Abregelung oder die Installation von Langzeitspeichern zu bevorzugende Optionen darstellen. Die zusätzlichen Batteriespeicher in den beiden Szenarien führen zu einer verbesserten Netzauslastung, so dass die Anzahl der Engpasssituationen leicht, um bis zu 6,5 %, ansteigt.

Einfluss des Netzausbaus

Ein umfangreicher Netzausbau gemäß den Vorgaben des NEP hat nur einen relativ geringen Einfluss auf die benötigte thermische Kraftwerkskapazität, jedoch einen sehr großen Einfluss auf die benötigten Speichersysteme. Im Falle eines drastischen Netzausbaus resultierte zunächst ein verstärkter Zubau und Einsatz der Braunkohlekraftwerke. In den späteren Perioden sinkt der Einsatz der thermischen Kraftwer-

ke jedoch sogar unter den des Referenzszenarios. So kann durch das stärker ausgebaute Netz im Jahr 2040 eine höhere EE-Integration erfolgen, die den Einsatz der thermischen Kraftwerke und folglich auch die CO₂-Emissionen reduziert. Dieser Effekt schwächt sich bis 2050 wieder ab. Aufgrund der wesentlich, um bis zu 75 %, verminder-ten Engpässe im Übertragungsnetz werden in diesem Szenario verstärkt weiter südlich befindliche Pumpspeicheroptionen mit rund 2 GW ausgebaut. Dies kennzeichnet die zunehmende Bedeutung des Standorts der Speicher bei der Berücksichtigung von Netzrestriktionen und auftretenden Engpässen. Auch beim Betrieb der Speicher und beim Zubauzeitpunkt zeigen sich Unterschiede. So werden bei einem stark ausgebauten Netz erst in späteren Perioden dem Referenzszenario vergleichbare Leistungen aufgebaut. Der Bedarf an PtG kann um zehn Jahre nach hinten verschoben werden und wird erst im Jahr 2050 relevant. Die Bedeutung der Langzeitspeicher für die EE-Integration lässt sich auch bei einem stark ausgebauten Netz beobachten, jedoch zeitversetzt. Das stärker ausgebaute Netz hat einen preissenkenden Einfluss von circa 10 €/MWh auf die Grenzkosten der Stromerzeugung ab dem Jahr 2040. Die Kosten für den Netzausbau werden in dieser Betrachtung allerdings nicht mitberücksichtigt.

Einfluss Lastverschiebemaßnahmen und Variation der Speicherpreise

Die berücksichtigten, zusätzlichen Lastverschiebemaßnahmen können nur in begrenztem Maße Speicher ersetzen. Sie stehen dabei insbesondere in Konkurrenz zu Kurzzeitspeichern während sie eine langfristige Speicherung nicht ersetzen können. Ein geringer Effekt zeigt sich, wie auch bei Batterie- und Pumpspeichern, in Bezug auf die benötigte thermische Kraftwerksleistung zur Vorhaltung der gesicherten Leistung. Diese kann durch die Lastverschiebung in geringem Umfang reduziert werden. Bezogen auf die Grenzkosten der Stromerzeugung und die CO₂-Emissionen lassen sich keine relevanten Auswirkungen beobachten.

Die Variationen der Speicherpreise zeigen direkte Auswirkungen auf die modellendogen zugebauten Leistungen der Langzeit- und Kurzzeitspeichersysteme. Werden die angenommenen Preise drastisch erhöht, so sinken auch die installierten Leistungen deutlich ab. Lediglich bei einer erzwungenen EE-Integration erfolgt noch ein nennenswerter Ausbau der Speichersysteme mit erhöhten Preisen. Eine Verdoppelung der Batteriespeicherpreise bewirkt einen anteiligen Ersatz von Batteriespeichern durch Gasturbinen, die der Vorhaltung der gesicherten Leistung dienen. Die Verdopplung der Preise für PtG-Anlagen verringert dagegen die Integration der EE deutlich. So würden im Jahr 2050 bis zu 20 % der in Offshore-Windanlagen maximal erzeugbaren Elektrizität abgeregelt.

Einfluss der CO₂-Zertifikatepreise

Die Annahmen zu den CO₂-Zertifikatekosten haben einen deutlichen Einfluss sowohl auf die thermischen Kraftwerke als auch auf die Speicher. Höhere Zertifikatepreise lassen Speicher früher und in größerem Umfang wirtschaftlich werden. Die Auswirkungen der Zertifikatepreise zeigen sich auch deutlich bei den CO₂-Emissionen. So werden bei günstigen Zertifikatepreisen, aufgrund des verstärkten Einsatzes von Braunkohle anstelle von Erdgas zur Stromerzeugung, die Emissionsminderungsziele um rund 20 Mio. t CO₂ im Jahr 2050 verfehlt. Selbst wenn die Rückverstromung des erzeugten Wasserstoffs im Stromsystem erfolgt, verbleibt in der Folge eine Überschreitung der Ziele um rund 9 Mio. t CO₂. Demgegenüber erlauben die hohen Zertifikatepreise eine bilanziell nahezu emissionsfreie Stromerzeugung bis zum Jahr 2050. Die Preise für die CO₂-Zertifikate üben auch einen starken Einfluss auf die Grenzkosten der Stromerzeugung aus.

7.2 Diskussion und kritische Würdigung

In dieser Arbeit wurde das Optimiermodell PERSEUS-LTST zur Untersuchung der Integration hoher Anteile an fluktuierender, dezentraler EE sowie der Bedeutung von Speichersystemen und Energietransport in einem zukünftigen Energiesystem entwickelt. Das entwickelte Modell geht in mehreren Punkten über die in der Literatur bestehenden Arbeiten hinaus (vergleiche Kapitel 3.1.2). Das Modell ist in der Lage, einen, aufgrund der Einschränkungen des Übertragungsnetzes, geographisch differenzierten Kraftwerks- und Speicherzubau vorzunehmen. In der Einsatzplanung können die Auswirkungen der fluktuierenden EE in hoher zeitlicher Auflösung und technische Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt werden. Hieraus kann ein detailliertes Bild von einem künftigen Kraftwerks- und Speichereinsatz abgeleitet werden. Zum entwickelten Modellkonzept lassen sich jedoch mehrere, nachfolgend diskutierte, Kritikpunkte anbringen.

Das in PERSEUS-LTST abgebildete Übertragungsnetz wird mit einem DC-Ansatz vereinfachend modelliert, indem mit einer Gleichstromlastflussberechnung der reale Wechselstromfluss approximiert wird. Die Eignung des gewählten Ansatzes hat Eßer-Frey [21] in ihrer Dissertation gründlich diskutiert und gelangt zu dem Schluss, dass wenn der Fokus der Untersuchung auf der Modellierung der Wirkleistungsflüsse liegt, der Gleichstromansatz gewählt werden sollte, da er eine gute Abschätzung dieser liefert. Aus diesem Grund stellt der gewählte Ansatz der DC-Modellierung für diese Arbeit einen guten Kompromiss zwischen Detailgrad und Komplexität dar.

Im entworfenen Modellkonzept wird der Elektrizitätsaustausch mit den Nachbarländern nicht mitberücksichtigt. Eine fundierte Abbildung des zukünftig zu erwartenden Austausches stellt eine wichtige, jedoch sehr komplexe Aufgabe dar. Eine Fortschreibung der historischen Bilanzen kann angesichts der großen Umwälzungen, denen sich die

europäische Energieversorgung gegenübersteht, als nicht zielführend verworfen werden. Geht man von einem weiteren Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte aus, könnte dies in einem zukünftigen Modell berücksichtigt werden, indem eine äquivalente Abbildung der Nachbarländer nach der Vorlage für Deutschland (entwickelte Modellversion) geschaffen wird. Hinsichtlich der Modellkomplexität sind dann voraussichtlich Möglichkeiten zur geographisch differenzierten Dekomposition geeignet zu nutzen, um vertretbare Rechenzeiten zu erhalten. Hierbei ist darauf zu achten, dass der Vorteil der Verringerung der Komplexität nicht durch Iterationsschleifen und Integration der Teilprobleme kompensiert wird [201, 202].

Im Modell können Grenzen, die sich aus technischen Beschränkungen der Aufnahmekapazität des Gasnetzes ergeben, nur eingeschränkt berücksichtigt werden. So ist die Aufnahmekapazität des Erdgasnetzes von Wasserstoff auf einen geringen Volumenanteil beschränkt. Die absolut einspeisbare Menge ist also eine Funktion des Gasflusses und müsste in Abhängigkeit von diesem Fluss modelliert werden. Um diese Grenze exakt vorgeben zu können ist eine integrierte Strom- und Gasnetzmodellierung erforderlich. Aktuell sind hiermit jedoch erhebliche Herausforderungen verbunden, sowohl bei der Datenlage als auch bei der Auswahl einer geeigneten Abstraktionsebene der Modellierung. Hinsichtlich der Datenlage auf der Gasseite zählen insbesondere die Unsicherheiten bezüglich der Unterscheidung zwischen Knoten- bzw. Kreuzungspunkten der Leitungen, die maximalen Kompressionsfaktoren, maximale und tatsächlich gefahrene Druckdifferenzen auf den Leitungen sowie die Entwicklung der nicht-elektrizitätssektorgebundenen Entwicklungen wie der Verlauf der Importe und deren zeitliche Fixierung sowie die Lastprofile. Insgesamt ist davon auszugehen, dass die deutsche Energiewende erhebliche Auswirkungen auch auf die zukünftige Entwicklung der Gaswirtschaft hat. So ist es inzwischen auch eine Vorgabe für die Ferngasnetzbetrei-

ber, in Abstimmung mit den Stromnetzbetreibern, einen NEP zu entwerfen [50].

Das entwickelte Ausbauplanungsmodell (PERSEUS-LT) basiert auf einem perfect-foresight Ansatz (begrenzt durch die myopische Modellierung auf die jeweilige Betrachtungsperiode). Auch das entwickelte Einsatzplanungsmodell zur kurzfristigen Einsatzoptimierung nutzt die perfekte Voraussicht (begrenzt auf einen Zeitraum von zwei Tagen). Diese Art der Modellierung bedingt, dass Kraftwerke und Speicher stets bedarfsoptimiert zugebaut und eingesetzt werden. Real vorliegende Beschränkungen und Schwierigkeiten, die den Ausbau verzögern oder gar verhindern können, finden keine Berücksichtigung. Auch kann kein strategisches Verhalten der Marktteilnehmer berücksichtigt werden. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass der Kraftwerks- und Speicherbedarf tendenziell unterschätzt wird.

Speziell für das Modell PERSEUS-NET wurde in einer Fallstudie untersucht, wie sich ein myopischer Betrachtungszeithorizont gegenüber einer perfekten Voraussicht auswirkt. Hierzu wurden die gleichen Parameter bzw. Parameterentwicklungen zwei, bis auf die Modellierung des Erwartungshorizonts, identischen Modellen vorgegeben und die Ergebnisse miteinander verglichen. Verwendet wurden zwei Szenarien, die sich durch die Veränderung der Parameter über der Zeit unterscheiden. In einem ersten Szenario unterliegen die Parameter einer konstanten Änderungsrate während in einem zweiten Szenario ein plötzlicher Preisanstieg der Emissionszertifikate angenommen wird. Für das erste Szenario zeigte sich eine geringfügige Abweichung in den Ergebnissen, je nach Betrachtungsgröße, zwischen 0,4 und 1,5 Prozent. Dagegen ergab sich im zweiten Szenario ein signifikant anderes Ergebnis mit Abweichungen von bis zu 21 Prozent für ausgewählte Betrachtungsgrößen (hier: CO₂-Emissionen). Die Abweichungen im zweiten Szenario der Fallstudie sind auf eine erhöhte Installation von Braunkohlekraftwerken, die aufgrund ihres hohen

CO₂-Ausstoßes eine hohe Sensitivität gegenüber CO₂-Zertifikatspreisen aufweisen, zurückzuführen [141].

Für langfristige Untersuchungen von Elektrizitätssystemen stellt die Entwicklung der Nachfrage eine Unsicherheit dar. In den vorangegangenen Untersuchungen wurde von einem leichten Rückgang ausgegangen, aufgrund der in Kapitel 5.6 dargestellten Einschätzung. Jedoch erstreckt sich das politische Ziel, die CO₂-Emissionen Deutschlands bis zum Jahre 2050 um 80 % zu reduzieren, nicht nur auf den Stromsektor, sondern betrifft insbesondere auch die Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie, in denen nur eingeschränkte technische Minderungsoptionen verfügbar sind, beziehungsweise eine Umstellung auf den Energieträger Elektrizität erfordern. Hierdurch ist auch ein Anstieg der elektrischen Nachfrage durch neue Verbraucher wie Wärmepumpen, E-Mobilität und industrielle Prozesse vorstellbar. Eine drastisch ansteigende elektrische Nachfrage zöge mannigfaltigen Anpassungsdruck auf die elektrische Versorgung nach sich. Zu nennen sind die Ausweitung des Ausbaus der EE unter Beachtung der Potentiale, die Nutzung der komplexen Flexibilisierungsmöglichkeiten in den nachfragenden Sektoren und die Auswirkungen auf die elektrischen Netze.

Die dem Übertragungsnetz nachgeordneten Ebenen der Mittelspannung und der Verteilnetze werden in der Arbeit nur aggregiert betrachtet, weswegen mögliche Engpässe auf der Verteilnetzebene ignoriert werden. Auch soziale Aspekte wie mögliche Akzeptanzprobleme gegenüber PtG-Anlagen, Batteriespeichern oder dem Ausbau der Windkraft, werden nicht als Beschränkung berücksichtigt.

7.3 Ausblick

Das entwickelte Modellkonzept bietet zahlreiche Anknüpfungspunkte für weitere Forschungsfragen. Im Folgenden sollen ausgewählte

Anknüpfungspunkte kurz skizziert werden. Diese bedingen teilweise methodische Erweiterungen und Erschließung zusätzlicher Datenbanken.

Ein wichtiges Untersuchungsgebiet ist die verstärkte Betrachtung von Lastverschiebung. Die Flexibilisierung der Nachfrage kann einen wesentlichen Beitrag zur effektiven Integration der EE leisten. In diesem Zusammenhang interessant wäre eine vertiefte Betrachtung des Power-to-Heat-Konzeptes, also die Nutzung überschüssiger elektrischer Energie zur Wärmeerzeugung, statt zur Elektrolyse. Hierdurch können große Potentiale erschlossen werden. Allerdings sind die Restriktionen der Abnehmerseite detailliert mitabzubilden, da die Wärmenutzung im Gegensatz zur Wasserstoff- oder Methaneinspeisung zeitlich und auch räumlich deutlich enger gesteckten Grenzen gegenübersteht [203].

Hinsichtlich der Abbildung der EE sind über die durchgeführten methodischen Erweiterungen hinaus, weitere Anknüpfungspunkte gegeben, um regionalisierte Einspeiseprofile vorzugeben. Die Ausweitung der Regionalisierung der Einspeisung aus EE erfordert erstens die detaillierte geographisch differenzierte Analyse der Potentiale und zweitens eine Auswertung von Wetterdaten der vergangenen Jahre. Die Verbesserung der Potentialanalysen ist ein kontinuierlicher Prozess [204-206]. Zum anderen besteht die Option, die Einspeisung der Erneuerbaren stochastisch zu betrachten. Die Möglichkeit der stochastischen Modellierung der EE-Einspeisung im Modellteil PERSEUS-LT ist nur eingeschränkt möglich aufgrund der sich ergebenden Modellkomplexität. Demgegenüber bestehen bei der Einsatzplanung im Modell PERSUS-ST verschiedene Möglichkeiten. Insbesondere die Kombination mit einem längeren Prognosezeitraum in der rollierenden Planung ließe sich hier darstellen. In beiden Fällen könnte eine Anpassung des Lösungsalgorithmus und der Dekomposition einen Ansatz zur Begrenzung der resultierenden Rechenzeit liefern.

In dieser Arbeit wurde der Netzzustand stets fest vorgegeben. Wie in Kap 5.5 beschrieben, werden jedoch für die Zukunft verschiedene Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen diskutiert. Eine zukünftige Fragestellung ist daher der ökonomische Vergleich der Kraftwerks- und Speicherausbauoptionen mit dem Netzausbau. Erste Forschungsarbeiten zu diesem Thema sind in Bearbeitung [207]. Wie in Kapitel 7.2 beschrieben, stellt auch der Stromaustausch mit den Nachbarländern eine Herausforderung und ein Forschungsfeld dar, das zukünftig bei einem Zusammenwachsen der nationalen Energiemärkte zu einem europäischen Energiebinnenmarkt an Bedeutung gewinnen dürfte [208]. Neben dem Ausbau der bestehenden Netzkuppelleitungen kann in diesem Zusammenhang auch die Bedeutung eines dem bestehenden Stromtransportsystems überlagerten Höchstspannungsgleichstromnetzes betrachtet werden [183]. Ein weiteres spannendes Thema ist die Validierung des gewählten DC-Ansatzes durch Prüfung mittels eines AC-Ansatzes. Hierzu finden ebenfalls bereits erste Forschungsarbeiten statt [133]. Schwierigkeiten bereiten hierbei insbesondere die Nicht-Linearität eines AC-Ansatzes und die damit einhergehende Komplexitätssteigerung. Eine Lösung könnte in einem separaten AC-Modell bestehen, welches zur Validierung typischer als auch extremer Situationen der Netzlast eingesetzt werden kann.

8 Zusammenfassung

Der zunehmende Anteil der fluktuierenden EE an der Stromerzeugung bedingt einen fundamentalen Wandel der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Ein Großteil der Elektrizität wird zukünftig gemäß der vorherrschenden Wetterbedingungen bereitgestellt und die Erzeugung findet an den potentialreichen Standorten und somit oft fern der Nachfrage statt. Es ergibt sich für das Elektrizitätssystem die Herausforderung, Angebot und Nachfrage sowohl zeitlich als auch räumlich in Einklang zu bringen, wozu verschiedene technische Optionen zur Verfügung stehen. Ein räumlicher Ausgleich kann durch Übertragungsnetze, ein zeitlicher Ausgleich durch den Lastfolgebetrieb der steuerbaren Kraftwerke, Speichersysteme oder Lastmanagement erfolgen. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die Nachfrage nach Elektrizität auch bei für Photovoltaik und Windturbinen ungünstigen Wetterbedingungen gedeckt werden können. Zahlreiche konventionelle Kraftwerke erreichen bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes das Ende ihrer Nutzungsdauer, jedoch werden auch zukünftig Kraftwerke und Speicher zur Vorhaltung der gesicherten Leistung benötigt.

Zielsetzung der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung einer Methodik zur Bestimmung eines gesamtwirtschaftlich optimalen Kraftwerks- und Speicherparks unter den gegebenen Randbedingungen. Um die technischen Möglichkeiten zum Ausgleich von Last und Erzeugung bewerten zu können, stellt sich die Herausforderung, sowohl einen langen Betrachtungshorizont als auch eine hohe zeitliche Auflösung abzubilden. Weiter gilt es, der ansteigenden Rolle der fluktuierenden EE und deren Auswirkungen auf das konventionelle Energiesystem sowie den Wechselwirkungen zwischen Kurzzeit- und Langzeitspeichern Rechnung zu tragen.

In dieser Arbeit wird das Modell PERSEUS-LTST entwickelt, welches das deutsche Elektrizitätssystem detailliert repräsentiert. Hierzu wird das deutsche Übertragungsnetz, welches mit über 550 Leitungen und über 440 Netzknoten abgebildet ist, mittels eines DC-Ansatzes berücksichtigt. Die Last und die Kraftwerke werden dabei den räumlich verteilten Netzknoten zugeordnet. Ziel der Optimierung ist die Deckung der systemrelevanten Ausgaben unter Berücksichtigung der anliegenden Last sowie der technischen Restriktionen des Kraftwerks- und Speichereinsatzes.

Aufgrund des langen Betrachtungszeitraumes ist eine integrierte Lösung in stündlicher Auflösung nicht möglich. Es werden daher verschiedene Varianten zur zeitlichen Dekomposition des Problems herangezogen. Das Teilmodell PERSEUS-LT ermittelt den langfristigen Kapazitätszubau unter Betrachtung ausgewählter Stützjahre mit einem myopischen Betrachtungsansatz. Jedes Stützjahr wird als einzelnes Problem betrachtet und der resultierende Kraftwerks- und Speicherpark an das nachfolgende Problem übergeben. Innerhalb eines Stützjahres werden zwei typische Wochen zur Repräsentation des Kraftwerkseinsatzes und ein Extrehtag zur Bestimmung der gesicherten Leistung betrachtet. Das Teilmodell PERSEUS-ST löst den Kraftwerkseinsatz in stündlicher Auflösung für ein Stützjahr, indem auf Basis einer rollierenden Planung, bei der jeweils die Last und die Einspeisung der fluktuierenden EE für den Folgetag bekannt sind, der Kraftwerkseinsatz für jeden Tag bestimmt wird. Die rollierende Optimierung erlaubt dabei zum einen eine hohe zeitliche Auflösung, die es ermöglicht, jährliche Zyklen aber auch selten auftretende Situationen, beispielsweise lang-anhaltende, stagnierende Wetterlagen oder Stürme, zu erfassen. Zum anderen können auch zusätzliche Einsatzrestriktionen der Kraftwerke in die Analyse integriert werden. In mehreren vergleichenden Untersuchungen hinsichtlich Genauigkeit und Rechenzeit konnten für das betrachtete Energiesystem vorteilhafte Modelleinstellungen definiert werden.

Die iterative Kopplung der beiden Teilmodelle erlaubt das Treffen einer Vorauswahl der zu betrachtenden Speicherstandorte, woraus eine deutliche Komplexitätsreduktion resultiert. Um die Vorauswahl zu treffen, wird zunächst der Kraftwerks- und Speicherpark, ohne die Option Speicher zuzubauen, bestimmt. Eine anschließende Modifikation vergibt Speicherkapazitäten an allen Knoten. Die Bestimmung der stündlichen Einsatzplanung auf dem modifizierten Kraftwerks- und Speicherpark identifiziert die aussichtsreichsten Standorte, die in der zweiten vollständigen Iteration Berücksichtigung finden. Mögliche Fehler aus der Kopplung wurden untersucht und für das betrachtete Energiesystem gegenüber dem Vorteil bei der Rechenzeit als vernachlässigbar befunden.

Die entwickelte Modellierungsumgebung wird genutzt, um langfristige Systementwicklungen zu untersuchen. Das entwickelte Modellkonzept bietet hierbei die erstmalige Kombination einer detaillierten Kraftwerksausbauplanung mit einer stundenscharfen Einsatzplanung für ein vollständiges Jahr unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen. Hierdurch kann insbesondere der Einfluss der fluktuierenden EE und deren Einfluss auf konventionelle Kraftwerke und Speicher berücksichtigt werden. Dabei wurde die Abbildung der Kraftwerksflexibilität über eine detaillierte Berücksichtigung von Lastwechselkosten, Mindestlasten und Teillastwirkungsgraden implementiert. Hinsichtlich der Speichersysteme wird die Abbildung von Kurzzeitspeichern, wie Batterie- und Pumpspeichern, sowie die Abbildung von Langzeitspeichersystemen und Lastmanagement integriert.

Das Modell wird eingesetzt, um in mehreren Szenarien, Entwicklungen des deutschen Energiesystems aufzuzeigen und wichtige Einflussgrößen auf den Speicher- und Kraftwerkseinsatz zu identifizieren. Der Trend zu gasgefeuerten Kraftwerken zeigt sich unter den gegebenen Randbedingungen in allen Szenarien als robust. Gasgefeuerte Kraftwerke, insbesondere Gasturbinen, stellen die flexibelste thermische

Kraftwerkstechnologie dar. So liegt die installierte Leistung der gasgefeuerten Kraftwerke zwischen knapp 34 GW und maximal 38,5 GW, die der braunkohlegefeuerten Kraftwerke zwischen 2,8 GW und 9 GW im Jahr 2050. Die maximalen Ausschläge der installierten Leistung zeigen sich bei den extremen Annahmen hinsichtlich der Entwicklung der CO₂-Zertifikatekosten. Die Analyse der Kraftwerkseinsatzplanung zeigt, dass die Flexibilität aller steuerbaren Kraftwerke zukünftig stark genutzt wird, während gleichzeitig die Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke sinken. Die langfristige Entwicklung der Grenzkosten der Stromerzeugung zeigt einen Anstieg, der sich im Zeitverlauf abschwächt. Die sensitivsten Parameter sind die CO₂-Zertifikatekosten und der Ausbauzustand des Übertragungsnetzes.

In allen Szenarien stellt sich langfristig bei hohen Anteilen der EE an der Stromversorgung ein wirtschaftlicher Bedarf an Speicherkapazität ein. Der Bedarf an zusätzlichen Kurzzeitspeichern liegt in den Szenarien mit moderater Preisentwicklung zwischen knapp 5,5 GW und maximal 8,8 GW, der Bedarf an Langzeitspeichern zwischen rund 12 GW und maximal 17 GW bis zum Jahr 2050. Der Bedarf entsteht dabei insbesondere bei sehr hohen EE-Anteilen von über 60 % beziehungsweise über 80 %. Auch ein stark ausgebautes Netz kann in diesem Fall den Speicherbedarf nur noch geringfügig mindern, führt jedoch bei den Kurzzeitspeichern zu einer stärkeren Nutzung der südlich gelegenen Pumpspeicher anstelle der nördlich zugebauten Batteriespeichersysteme.

Bei den Speichersystemen zeigt sich zum einen deutlich die Relevanz des Standortes beziehungsweise des Übertragungsnetzes. So werden nur die an allen Standorten verfügbaren Systeme in den Szenarien mit einem nur mäßigen Netzausbau zugebaut, während unter der Berücksichtigung eines stark ausgebauten Netz auch ein Zubau der geographisch nur eingeschränkt verfügbaren Pumpspeicherkraftwerke zu beobachten ist. Zum anderen wird die Bedeutung der Speicherkapazi-

tät erkennbar. So ermöglichen nur Langzeitspeicher eine weitgehende EE-Integration. Hinsichtlich der Netzbelastung fällt auf, dass diese durch Kurzzeitspeicher nicht reduziert wird, während PtG-Anlagen die Netzbelastung durchaus reduzieren können. Kurzzeitspeicher erlauben eine Auslastung der Leitungen über einen verlängerten Zeitbereich.

Zwischen Kurzzeitspeichern und thermischen Kraftwerken besteht eine Konkurrenz hinsichtlich der Bereitstellung von gesicherter Leistung. So kann der Zubau von Batteriespeichern oder Pumpspeichern den Zubau von thermischen Kraftwerken teilweise ersetzen. Das Verhältnis des Einsatzes der beiden Technologien zeigt eine direkte Abhängigkeit von der Entwicklung der Preise von Batteriespeichern. Der Betrieb der thermischen Kraftwerke unterliegt einem deutlichen Wandel im Zeitverlauf. So werden die Kraftwerke zunehmend eingesetzt, um die Stromerzeugung der EE zu ergänzen. Daraus resultiert ein zunehmendes Anfahren und Abfahren der Kraftwerke bei deutlich reduzierten Volllaststunden. Insbesondere Gasturbinen weisen sehr niedrige Einsatzzeiten auf, woraus sich schließen lässt, dass Ihre installierte Leistung insbesondere der Vorhaltung gesicherter Leistung geschuldet ist.

Die Zubauleistung der Speichersysteme zeigt eine starke Sensitivität gegenüber der Entwicklung der Speicherpreise. Dabei haben diese eine unterschiedliche Wirkung auf Kurzzeit- und Langzeitspeicher. Der Ausbau der Kurzzeitspeichersysteme lässt eine deutliche Abhängigkeit von der angenommenen Preisentwicklung erkennen. So werden bei einer sehr ungünstigen Entwicklung die Batteriespeicher nahezu nicht mehr ausgebaut. Ihr Beitrag zur gesicherten Leistung wird dann von zusätzlichen Gasturbinen übernommen. Dagegen wird eine starke Beziehung zwischen den Investitionen in Langzeitspeicher und den abgeregelten EE-Mengen sichtbar. Sofern die EE-Integration erzwungen wird, kann allerdings selbst eine Verdopplung der Investition in

Langzeitspeicher den Bedarf an diesen nur mehr unwesentlich reduzieren. Dies findet sich auch in der Analyse des Betriebs der Speichersysteme wieder.

Die Analyse der Kraftwerkseinsatzplanung zeigt, dass sich die Betriebsweise von Speichern zukünftig deutlich verändert. So werden Speicher deutlich flexibler eingesetzt, wobei die Reiduallast die führende Größe sein wird. Somit werden Kurzzeitspeicher regelmäßig zur Speicherung der mittäglichen Einspeisung aus PV eingesetzt, seltener werden sie während der Nacht befüllt und der häufigste Beitrag zur Leistungsbereitstellung ist in den Morgen- und Abendstunden zu beobachten. Langzeitspeicher werden bei längeren Phasen hoher EE-Einspeisung verwendet. Insbesondere diese langen Überschussphasen der EE sind für eine weitgehende EE-Integration entscheidend und können nur von Systemen mit sehr hoher Speicherkapazität erfüllt werden. Die Untersuchung des Einflusses einer erzwungenen EE-Integration zeigt einen deutlich erhöhten Investitionsbedarf in Speichersysteme. Daher erscheint die teilweise Abregelung überschüssiger EE-Anlagen gesamtwirtschaftlich sinnvoll.

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesregierung, Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, 2013, [Abgerufen am 10.04.2014]; Online verfügbar unter:
http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- [2] Europäisches Parlament, Richtlinie2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, Amtsblatt der Europäischen Union, Nr. L275/32, 2003, Brüssel.
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, 2012, Berlin.
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, 2012, [Abgerufen am 05.11.2013]; Online verfügbar unter:
http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf.
- [5] Agora Energiewende, Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz, 2014, Berlin.
- [6] ETG Task Force Energiespeicherung, Energiespeicher für die Energiewende, Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, 2012, VDE, Frankfurt am Main.

- [7] Deutsche Energie-Agentur (DENA), Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt, 2012, Berlin.
- [8] International Energy Agency (IEA), Harnessing Variable Renewables - A Guide to the Balancing Challenge, 2011, Paris.
- [9] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Strom 2014 - 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2014, [Abgerufen am 01.02.2015]; Online verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf.
- [10] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), dena-Netzstudie 2 - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025, 2010, Berlin.
- [11] Theile, M., Dossier - Die Achsen des Guten, in Die Zeit, 2014, Zeitverlag Gerd Bucerius GmbH&Co. KG, Hamburg.
- [12] Müller, P., Petersohn, S., Traufetten, G., Stromtrassen-Streit: Gabriel kommt Seehofer entgegen, in Der Spiegel, 2015, Hamburg.
- [13] BGBL, Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28. Juli 2011 (BGBL. I S. 1690), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBL. I S. 2730) geändert worden ist., 2011.
- [14] Weber, C., Uncertainty in the electric power industry - methods and models for decision support, 2004, New York, Springer.
- [15] Ehlers, N., Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung, 2011, Universität Berlin, Berlin.
- [16] Möst, D., Tietze-Stöckinger, I., Fichtner, W., Rentz, O., The use of optimising energy models to derive electricity prices, in Operations Research Proceedings 2004, Selected Papers of the Annual International Conference of the German Operations Research Society (GOR) - Jointly Organized with the Netherlands Society for Operations Research (NGB), 2004, Tilburg, Springer.

- [17] Ockenfels, A., Grimm, V., Zoettl, G., Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, in Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht, 2008.
- [18] Kirschen, D., Strbac, G., Fundamentals of Power System Economics, 2007, West Sussex, John Wiley & Sons, Ltd.
- [19] Europäische Kommission, Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Amtsblatt Nr. L027 vom 30.01.1997). 1996.
- [20] Abrell, J., Kunz, F., Integrating Intermittent Renewable Wind Generation - A Stochastic Multi-Market Electricity Model for the European Electricity Market. Networks and Spatial Economics, 2015, 15(1), S. 117-147.
- [21] Eßer-Frey, A., Analyzing the regional long-term development of the German power system using a nodal pricing approach, in Karlsruher Institut für Technologie, 2012, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- [22] Egerer, J., von Hirschhausen, C., Weibezahn, J., Kemfert, C., Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung. DIW Wochenbericht, 2015, 9.
- [23] Petterson, F. E., Ekern, L., Willumsen, V., Mapping of selected markets with Nodal pricing or similar systems, V. MATHIESEN, Editor, 2011, Norwegian Water Resources and Energy Directorate, Majorstua.
- [24] Neuhoff, K., Boyd, R., International Experiences of Nodal Pricing Implementation, CLIMATE POLICY INITIATIVE, Editor, 2011, Berlin.
- [25] Europäisches Parlament, Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung des Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, Amtsblatt der Europäischen Union, Nt. L140/63, 2009, Brüssel.
- [26] Commission of the European Communities, Directive 2008/101/EC of the European Parliament and of the council of 19 November 2008 amending Directive 2003/87/EC so as

- to include aviation activities in the scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community, 2009, Brussels.
- [27] United Nations, Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 1998, [Abgerufen am 15.06.2013]; Online verfügbar unter: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>.
- [28] Heinrichs, H., Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund, 2013, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- [29] Enzensberger, N., Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmodells für den europäischen Energiesektor, 2003, Dissertation, VDI-Verlag, Karlsruhe.
- [30] Heffels, T., McKenna, R., Fichtner, W., A model-based analysis of the effects of the integration of the aviation industry into the EU ETS, in 12th IAEE European Energy Conference Proceedings, 2012, Venice, Italy.
- [31] Hillemacher, L., Fichtner, W., Analyse des Einflusses des Emissionshandels auf Produktion und Emissionen ausgewählter Industriesektoren, in 12. Symposium Energieinnovationen, 2012, Graz.
- [32] Bundesregierung, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 2010, [Abgerufen am 12.11.2013]; Online verfügbar unter: http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- [33] BGBL, Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG), 2011.
- [34] BGBL, Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBL. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBL. I S. 1218) geändert worden ist. 2014.
- [35] BGBL, Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBL. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBL. I S. 1754) geändert worden ist, 2012.

- [36] BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, in Energie-Info, 2014, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin.
- [37] Hauff, J., Heider, C., Arms, H., Gerber, J., Schilling, M., Gesellschaftliche Akzeptanz als Säule der energiepolitischen Zielsetzung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2011, 61, S. 10.
- [38] Schweizer-Ries, P., Rau, I., Hildebrandt, J., Akzeptanz- und Partizipationsforschung zu Energienachhaltigkeit, in Themen 2011, 2011, FVEE.
- [39] Bertsch, V., Slednev, V., Fichtner, W., Participatory decision support for power systems planning: empirical findings from a case study in the context of the German energy transition, in 14th IAEE European Energy Conference, Sustainable Energy Policy and Strategies for Europe, 2014, Rome.
- [40] Wiedemann, P., Claus, F., Die Stromtrasse im Blick. Wie weit weg ist weit genug? et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2014, 12.
- [41] EEX, Actual Wind Power Generation, 2015, [Abgerufen am 03.02.2015]; Online verfügbar unter: <http://www.eex-transparency.com/homepage/power/germany/production/usage/actual-wind-power-generation>.
- [42] EEX, Actual Solar Power Generation, 2015, [Abgerufen am 03.02.2015]; Online verfügbar unter: <http://www.eex-transparency.com/homepage/power/germany/production/usage/actual-solar-power-generation->.
- [43] Schröder, A., Gerbaulet, C., Oei, P., Hirschhausen, C., In Ruhe planen: Netzausbau in Deutschland und Europa auf den Prüfstand, in DIW Wochenbericht, 2012, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (DIW Berlin), Berlin.
- [44] Boldt, J., Hankel, L., Laurisch, L., Lutterbeck, F., Sander, A., Schroeder, A., Schweter, H., Sommer, P., Sulerz, J., The Integration of Renewable Energies into the German Transmission Grid - a scenario comparison, in Electricity Markets Working Papers WP-EM-48a, 2012, Dresden University of Technology, Berlin University of Technology, Berlin.

- [45] Konstantin, P., Praxisbuch Energiewirtschaft, 2007, Berlin, Springer.
- [46] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), dena-Netzstudie 1 - Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, 2005, DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission, Köln.
- [47] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Strom 2013 - 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2013, [Abgerufen am 15.05.2014]; Online verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf.
- [48] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Strom 2012 - 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2012, [Abgerufen am 15.05.2014]; Online verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf.
- [49] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, Offshore-Netzentwicklungsplan, 2013, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.
- [50] Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Gas 2013, 2013, Berlin.
- [51] Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Gas 2012, 2012, Berlin.
- [52] BGBL, Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBL. I S. 2870), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 23. Juli 2013 (BGBL. I S. 2543) geändert worden ist, 2013.
- [53] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2013, 2014, Bonn.
- [54] Graf, F., Gröschl, F., Heikrodt, K., Krause, H., Sametschek, C., Wetzels, U., Witsche, B., Jahresübersichten. Erdgas. BWK, 2014, 4.
- [55] Specht, M., Jentsch, M., Rieke, S., Erneuerbares Methan aus Ökostrom, 2012, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart.
- [56] BGBL, Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBL. I S. 1261). 2010.

- [57] Heffels, T., R., McKenna, Fichtner, W., Biomethaneinspeisung in Deutschland: zur Rolle der Vergasung bei der Erreichung nationaler Ziele. *BWK*, 2011, 63(10), S. 20-26.
- [58] Heffels, T., R., McKenna, Fichtner, W., Direct marketing of electricity from biogas and biomethane: an economic analysis of several business models in Germany. *Journal of Management Control*, 2012, 23(1), S. 17.
- [59] Beer, M., Corradini, R., Fieger, C., Gobmaier, T., Köll, L., Podhajsky, R., Steck, M., M., Zotz, Karls, H.D., *Energiezukunft 2050, Teil 1 - Methodik und Ist-Zustand*, 2009, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München.
- [60] Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas), *Zahlen und Fakten*, 2014, [Abgerufen am 18.06.2014]; Online verfügbar unter: <http://www.fnb-gas.de/de/fernleitungsnetze/zahlen-und-fakten/zahlen-und-fakten.html>.
- [61] Sterner, M., Jentsch, M., Trost, T., Pape, C., Gerhardt, N., Specht, M., *Systemlösungen zur Integration erneuerbarer Energien - Potenziale im Gasnetz über Power-to-Gas erschließen*, in Konferenzbeitrag DENA Energieeffizienz, 2011, Berlin.
- [62] Moser, A., Rotering, N., Schäfer, A., *Unterstützung der Energiewende in Deutschland durch einen Pumpspeicherausbau - Potentiale zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit*, 2014, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Aachen.
- [63] Schill, W.-P., *Integration von Wind- und Solarenergie: Flexibles Stromsystem verringert Stromüberschüsse*, in DIW Wochenbericht 2013, Berlin.
- [64] Kuhn, P., *Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung*, 2012, Dissertation, Technische Universität München, München.
- [65] Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendelevitch, R., von Hirschhausen, C., *Data Documentation - Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*, 2013, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin.

- [66] Kamper, A., Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz, in KIT Scientific Publishing, 2009, Dissertation, Karlsruhe.
- [67] Specht, M., Baumgart, F., Felgl, B., Frick, V., Stürmer, B., Zuberbühler, U., Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz, in Themen 2009, 2009, FVEE AEEE.
- [68] ETG Task Force Energiespeicherung, Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf, 2009, VDE, Frankfurt am Main.
- [69] Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M., Sauer, U., Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität - Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien, 2012, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe Aachen.
- [70] Vazquez, V., Lukic, S., Galvan, E., Franquelo, L., Carrasco, J., Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2010, 57(12), S. 15.
- [71] Molina, M., Juanico, L., Dynamic Modelling and Control Design of Advanced Photovoltaic Solar System for Distributed Generation Applications. Journal of Electrical Engineering; Theory and Application, 2010, 1(3), S. 9.
- [72] Crastan, V., Elektrische Energieversorgung 2, Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerkstechnik, alternative Stromerzeugung, Dynamik, Regelung und Stabilität, Betriebsplanung und -führung, Vol. 2, 2009, Berlin Heidelberg, Springer.
- [73] Genoese, F., Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland, 2013, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- [74] Hoffeins, H., Romeyke, N., Hebel, D., Sütterlein, F., Die Inbetriebnahme der ersten Luftspeicher-Gasturbinengruppe, 1980, Brown Boveri Mannheim.

- [75] E.ON, Kraftwerk Huntorf, 2014, [Abgerufen am 24.06.2014]; Online verfügbar unter: <http://www.eon.com/de/ueberuns/struktur/asset-finder/huntorf-power-station.html>.
- [76] Popp, M., Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, 2010, Berlin, Springer.
- [77] Sauer, U., Energiespeicher für ein stabiles Stromnetz, in 14. Fachkongress Zukunftsenergien, 2010, Essen.
- [78] Oertel, D., Energiespeicher - Stand und Perspektiven, Sachstandsbericht zum Monitoring "Nachhaltige Energieversorgung", in Arbeitsbericht Nr. 123, 2008, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag (TAB), Berlin.
- [79] Forschungsverbands Erneuerbare Energien (FVEE), Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien, 2010, Fachausschuss "Nachhaltiges Energiesystem 2050" des Forschungsverbands Erneuerbare Energien, Berlin.
- [80] Umweltbundesamt, Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, 2010, Dessau-Roßlau.
- [81] Sterner, M., Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems - Limiting global warming by transforming energy systems, 2009, Dissertation, Universität Kassel, Kassel.
- [82] Smolinka, T., Günther, M., Garcke, J., Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, 2011, [Abgerufen am 10.07.2013]; Online verfügbar unter: http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Publikationen_NEU_2013/Publikationen_NIP/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf.
- [83] Müller-Syring, G., Henel, M., Köppel, W., Mlaker, H., Sterner, M., Höcher, T., Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz, 2013, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., technisch-wissenschaftlicher Verein, Bonn.

- [84] Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B., Standen, E., Development of Water Electrolysis in the European Union - Final Report, 2014, E4Tech, Lausanne, Cambridge.
- [85] Bajohr, S., Götz, M., Graf, F., Ortloff, F., Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. GWF Gas Erdgas, 2011, 4, S. 10.
- [86] Valentin, F., Bredow, H., Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien. Energiewirtschaftliche Tagesfrage, 2011, 61, S. 5.
- [87] Sterner, M., Jentsch, M., Holzhammer, U., Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes, 2011, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel.
- [88] Winter, C.-J., Nitsch, J., Wasserstoff als Energieträger - Technik, Systeme, Wirtschaft, Vol. 2, 1989, Berlin, Springer.
- [89] Lunde, P., Kester, F., Carbon Dioxide Methanation on a Ruthenium Catalyst. Industrial & Engineering Chemistry Process Design and Development, 1974.
- [90] Schaaf, T., Grünig, J., Schuster, M., Orth, A., Speicherung von elektrischer Energie im Erdgasnetz - Methanisierung von CO₂-haltigen Gasen. Chemie Ingenieur Technik, 2014, 86(4), S. 9.
- [91] Neumann, L., Stubbe, M., Rilling, N., Biologische Methanisierung von fluktuierendem Wind- und Solarstrom. GWF Gas Erdgas, 2014, S. 4.
- [92] Bajohr, S., Baudry, A., Götz, M., Henrich, T., Graf, F., Methanisierung - technische Ansätze und deren Bewertung, in International VBiomass Conference 2010, Leipzig.
- [93] Deutsche Energie-Agentur (DENA), Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife., 2013, Strategieplattform Power to Gas, Berlin.
- [94] Tremel, A., Becherer, D., Fendt, S., Gaderer, M., Spliethoff, H., Performance of entrained flow and fluidised bed biomass gasifiers on different scales. Energy Conversion and Management, 2013, 69, S. 95-106.
- [95] Heffels, T., R., McKenna, Fichtner, W., An ecological and economic assessment of absorption-enhanced-reforming

- (AER) biomass gasification. Energy Conversion and Management, 2014, 77, S. 9.
- [96] Hermann, H., Emele, L., Loreck, C., Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien, 2014, Öko-Institut e.V., Berlin.
- [97] Baumann, C., Geschermann, K., Hüttenrauch, J., Köppel, W., Müller-Syring, G., Steffens, P. J., Stützel, M., Zöllner, S., Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie, 2014, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), EVT, IAEW, DBI, DVGW-EBI, Aachen, Freiberg, Karlsruhe, Wuppertal.
- [98] York, W., Ziminsky, W., Development and Testing of a low NOx Hydrogen Combustion System for Heavy-Duty Gas Turbines. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 2013, 135, S. 8.
- [99] Eichseder, H., Klell, M., Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik, 2008, Wiesbaden, Vieweg + Teubner.
- [100] Töpler, J., Lehmann, J., Wasserstoff und Brennstoffzelle, 2014, Berlin, Springer.
- [101] Sherif, S., Barbir, F., Veziroglu, T., Towards an Hydrogen Economy. The Electricity Journal, 2005, 18(6), S. 14.
- [102] Staffell, G., Kendall, S., Cost targets for domestic fuel cell CHP. Journal of Power Sources, 2008, 181, S. 10.
- [103] Kraftfahrtbundesamt, Bestand an PKW am 1.Januar 2014 nach ausgewählten Kraftstoffarten absolut, 2014, [Abgerufen am 13.08.2014]; Online verfügbar unter: www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2014_b_umwelt_dusl_absolut.html?nn=663524.
- [104] Beerbühl, S., Kolbe, B., Roosen, C., Schultmann, F., Ammoniaksynthese als Beispiel einer stofflichen Nutzung von intermittierend erzeugtem Wasserstoff. Chemie Ingenieur Technik, 2014, 86(5), S. 649-657.
- [105] Albrecht, U., Altmann, M., Michalski, J., Raksha, T., Weindorf, W., Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase, 2013, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), Bochum.
- [106] ETG-Task Force Demand Side Management, Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland,

- VERBAND DER ELEKTROTECHNIK (VDE), Editor, 2012, Frankfurt am Main.
- [107] Kaschub, T., Heinrichs, H., Jochem, P., Fichtner, W., Modeling of Load Shifting Potentials of Electric Vehicles, in IAEE European Conference, 2013, Düsseldorf.
- [108] Paetz, A.G., Kaschub, T., Jochem, P., Fichtner, W., Load-Shifting Potentials in Households including Electric Mobility - a Comparison of User Behaviour with Modeling Results, in IEEE - 10th International Conference on European Energy Markets, 2013, Stockholm.
- [109] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Verbundprojekt Flottenversuch Elektromobilität - Teilprojekt Nutzungspotenzial, 2013, Trommler, S., Schulz, A., Hardinghaus, M., Gruber, J., Kihm, A., Drogosch, K., Stuttgart.
- [110] Naunin, D., Sporckmann, B., Regar, K. N., Muntweyler, U., Ledjeff, K., Hybrid-, Batterie- und Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge: Technik, Strukturen und Entwicklungen, 4 ed, 2007, Renningen, expert.
- [111] Babrowski, S., Heinrichs, H., Jochem, P., Fichtner, W., Load shift potential by electric vehicles in Europe: chances and limits. *Journal of Power Sources*, 2014, 255, S. 10.
- [112] Lucas, K., *Thermodynamik*, 4 ed, 1995, Aachen, Springer.
- [113] Ventosa, M., Baillo, A., Ramos, A., Rivier, M., Electricity market modeling trends. *Energy Policy*, 2005, 33, S. 16.
- [114] Wietschel, M., *Produktion und Energie: Planung und Steuerung industrieller Energie- und Stoffströme.*, 2000, Habilitation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- [115] Genoese, M., *Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation*, in Nomos Verlag, 2010, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Baden-Baden.
- [116] Möst, D., *Energy economics and energy system analysis - Methods for decision support and its application in energy markets*, in Habilitationsschrift, 2010, Dissertation, Universität Karlsruhe, Karlsruhe.
- [117] Schill, W.-P., *Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany*, in Discussion Papers

- 1316, 2013, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin.
- [118] Höfling, H., Capota, M., Jachmann, H., Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050 nach dem Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes (SimBW) Speicherbedarf in Deutschland und Baden-Württemberg, 2013, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart.
- [119] Moser, A., Rotering, N., Breuer, C., Gas-Infrastrukturen zur Unterstützung des Stromnetzes. energie | wasser-praxis, 2012, 12.
- [120] Breuer, C., Drees, T., Echternacht, D., Linemann, C., Moser, A., Identification of Potentials and Locations for Power-to-Gas in Germany, in 6th International Renewable Energy Storage Conference, 2011, Berlin.
- [121] ETG, Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, ENERGIETECHNISCHE GESELLSCHAFT IM VDE (ETG), Editor, 2012, ETG-Task Force Energiespeicherung, Frankfurt am Main.
- [122] Jentsch, M., Trost, T., Sterner, M., Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario. Energy Procedia, 2014, 46, S. 17.
- [123] Oehsen von, A., Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland, 2012, Dissertation, Universität Kassel, Kassel.
- [124] Grimm, V., Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung - Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast, 2007, Dissertation, Ruhr-Universität Bochum, Bochum.
- [125] Ellersdorfer, I., Hundt, M., Sun, N., Voß, A., Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes, 2008, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart.

- [126] Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Wissel, S., Voß, A.,
Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie
im Erzeugungsportfolio, 2009, Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart.
- [127] Klobasa, M., Erge, T., Wille-Hausmann, B., Integration von
Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt
durch Lastmanagement, 2009, Fraunhofer-Institut für
System- und Innovationsforschung (ISE), Karlsruhe, Freiburg.
- [128] Pape, C., Gerhardt, N., Härtel, P., Scholz, A., Schwinn, R.,
Drees, T., Maaz, A., Breuer, C., Moser, A., Sailer, F., Reuter, T.,
Müller, T., Roadmap Speicher - Bestimmung des
Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und
Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen
Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung,
Kurzzusammenfassung, 2014, Fraunhofer Institut für
Windenergie- und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES),
Kassel.
- [129] Heffels, T., R., McKenna, Fichtner, W., Long-term modelling
of power-to-gas capacity developments and operation in the
German power system, in Proceedings 14th IAEE European
Conference, 2014, Rome.
- [130] Babrowski, S., Bedarf und Verteilung elektrischer
Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem, in
KIT Scientific Publishing, 2015, Dissertation, Karlsruhe.
- [131] Kraemer, C., Zukünftiger Kraftwerkspark unter
klimapolitischen Rahmenbedingungen, in Jahresbericht 2012
des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
der RWTH Aachen, 2012, Aachen.
- [132] Egerer, J., Schill, W.-P., Power System Transformation toward
Renewables - Investment Scenarios for Germany, 2014, DIW
Berlin, Berlin.
- [133] Nolden, C., Schönfelder, M., Eßer-Frey, A., Bertsch, V.,
Fichtner, W., Network constraints in techno-economic energy
system models: towards more accurate modeling of power
flows in long-term energy system models. Energy Systems,
2013, 4(3), S. 20.
- [134] Handschin, E., Kuhn, S., Rehtanz, C., Schultz, R., Waniek, D.,
Optimaler Kraftwerkseinsatz in Netzengpasssituationen, in

- Innovative Modellierung und Optimierung von Energiesystemen, R. SCHULTZ, H.-J., WAGNER, 2009, LIT-Verlag Dr. W. Hopf, Münster.
- [135] Powell, L., Power System Load Flow Analysis, 2004, New York, McGraw-Hill Professional Engineering.
- [136] Schweppe, F., Caraminis, M., Tabor, R., Bohn, R., Spot pricing of electricity, 1988, Kluwer Academic Publishers.
- [137] Martinsen, D., Krey, V., Markewitz, P., Vögele, S., A Time Step Energy Process Model for Germany - Model Structure and Results. Energy Studies Review, 2006, 14(1), S. 35-37.
- [138] Keppo, I., Strubegger, M., Short term decisions for long term problems - The effect of foresight on model based energy systems analysis. Energy, 2010, 35(5), S. 2033-2042.
- [139] Nagl, S., Fürsch, M., Paulus, M., Richter, J., Trüby, J., Lindenberger, D., Energy policy scenarios to reach challenging climate projection targets in the German electricity sector until 2050. Utility Policy, 2011, 19(3), S. 8.
- [140] Dieckhoff, C., Appelrath, H.-J., Fishedick, M., Grunwald, A., Höffler, F., Mayer, C., Weimer-Jehle, W., Zur Interpretation von Energieszenarien, in Energiesysteme der Zukunft, 2014, München.
- [141] Babrowski, S., Heffels, T., Jochem, P., Fichtner, W., Reducing computing time of energy system models by a myopic approach - a case study based on the PERSEUS-NET model. Energy Systems, 2013, 5(1), S. 65-83.
- [142] Schönfelder, M., Optimierung des Einsatzes brennstoffzellenbasierter Mikro-KWK-Anlagen unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen, 2013, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- [143] Bassett, M.H., Pekny, J.F., Reklaitis, G.V., Decomposition techniques for the solution of large-scale scheduling problems. AIChE Journal, 1996, 42(12), S. 14.
- [144] Babiker, M., Gurgel, A., Paltsev, S., Reilly, J., Forward-looking versus recursive-dynamic modeling in climate policy analysis: A comparison. Economic Modelling, 2009, 26, S. 1341-1354.
- [145] Krey, V., Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multiregionalem

- Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter, 2006, Dissertation, Ruhr-Universität Bochum, Bochum
- [146] Chand, S., HSU, V.N., Sethi, S., Forecast, solution and rolling horizons in operations management problems: A classified bibliography. *Manufacturing & Service Operations Management*, 2002, 4(1), S. 18.
- [147] Guigues, V., Sagastizabal, C., The value of rolling horizon policies for risk-averse hydro-thermal planning. *European Journal of Operational Research*, 2012, 217(1), S. 11.
- [148] Li, Z., Ierapetritou, M.G., Rolling horizon based planning and scheduling integration with production capacity consideration. *Chemical Engineering Science*, 2010, 65(22), S. 13.
- [149] Simpson, N.C., Multiple level production planning in rolling horizon assembly environments. *European Journal of Operational Research*, 1999, 114(1), S. 13.
- [150] Tang, L., Rong, A., Yang, Z., A review of planning and scheduling systems and methods for integrated steel production. *European Journal of Operational Research*, 2001, 133(1), S. 20.
- [151] Rosen, J., The future role of renewable energy sources in European electricity supply, in *Universitätsverlag Karlsruhe*, 2007, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- [152] Lew, D., Brinkman, G., Kumar, N., Besuner, P., Agan, D., Lefton, S., Impacts of Wind and Solar on fossil-fueled Generators, 2012, National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- [153] Babrowski, S., Jochem, P., Fichtner, W., Modeling the ability of thermal units to perform load changes in energy systems, in *proceedings of IAEE New York Conference*, 2014, New York.
- [154] Diaz, M., Production Cost Models with Regard to Liberalised Electricity Markets, 2008, Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- [155] Nickel, S., Stein, O., Waldmann, K.-H., *Operations Research*, 2011, Springer.

- [156] Karmarkar, N., A new polynomial-time algorithm for linear programming. *Combinatorica*, 1984, 4(4), S. 22.
- [157] Dantzig, G., *Linear programming and extensions*, 1963, Princeton university press, Princeton.
- [158] Zimmermann, H.J., *Operations Research: Methoden und Modelle*, 2008, Wiesbaden, Vieweg.
- [159] McCarl, B., Meeraus, A., van der Eijk, P., *McCarl Expanden GAMS User Guide Version 23.3*, ed. GAMS DEVELOPMENT CORPORATION, 2007, Texas.
- [160] Nahmmacher, P., Schmid, E., Hirth, L., Knopf, B., *Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system models with high shares of renewable energy sources*, in Working Paper, 2014, Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam.
- [161] Müsgens, F., *Market Power in the German Wholesale Electricity Market*, in EWI Working Paper, 2004, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln.
- [162] Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen)*, 2012, [Abgerufen am 20.04.2014]; Online verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- [163] CONSENTEC, EWI, IAEW, *Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung (Monitoringbericht nach §51 EnWG)*, 2008, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin.
- [164] Cremer, C., *Integration of regional aspects in modelling of electricity generation - the example of CO2 capture and storage*, 2005, Dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule (ETH) Zürich, Zürich.
- [165] Verband der Elektrotechnik (VDE), *Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020*, 2012, Frankfurt.

- [166] Kumar, N., Besuner, P., Lefton, S., Agan, D., Hilleman, D., Power Plant Cycling Costs, 2012, National Renewable Energy Laboratory, Sunnyvale, California.
- [167] Black&Veatch, Cost Report - Cost and Performance Data For Power Generation Technologies. Prepared for the National Renewable Energy Laboratory., 2012, Black&Veatch.
- [168] Klobasa, M., Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007, Dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule ETH Zürich, Zürich.
- [169] Blesl, M., Fahl, U., Voß, A., Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, 2005, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart.
- [170] Angelis-Dimakis, A., Biberacher, M., Dominguez, J., Fiorese, G., Gadocha, S., Gnansounou, E., Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011(15), S. 18.
- [171] Roon, v.S., Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Vermarktung von Windstrom, 2012, Dissertation, Technische Universität München, München.
- [172] Siemes, P., Ohrem, S., Wirtz, F., Macharay, U., Meuser, M., Rohrig, K., Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz, 2007, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und Forschungsgesellschaft Energie, Aachen.
- [173] Helmholtz-Energie-Allianz, Technologien für das zukünftige Energienetz, 2014, [Abgerufen am 04.02.2015]; Online verfügbar unter:
http://www.helmholtz.de/helmholtz_zentren_netzwerke/helmholtz_energie_allianzen/energienetz/.
- [174] Rohrig, K., Richts, C., Bofinger, S., Jansen, M., Siefert, M., Pfaffel, S., Durstewitz, M., Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Kurzfassung., 2013, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel.

- [175] Borggrefe, F., Neuhoff, K., Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration, in Discussion Papers, 2011, DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- [176] Focken, U., Lange, M., Mönnich, K., Waldl, H.-P., Beyer, H.G., Luig, A., Short-term prediction of the aggregated power output of wind-farms - a statistical analysis of the reduction of the prediction error by spatial smoothing effects. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 2002, 3, S. 15.
- [177] Müsgens, F., Neuhoff, K., Modelling Dynamic Constraints in Electricity Markets and the Costs of Uncertain Wind Output, in CWPE 06010, 2006, Cologne, Cambridge.
- [178] Hulle, v.F., Tande, J.L., Uhlen, K., Warland, L., Korpas, M., Meiborn, P., Integrating Wind - Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind-power, 2009, European Wind Energy Association.
- [179] Rogge, S., Geothermische Stromerzeugung in Deutschland - Ökonomie, Ökologie und Potentiale, in Fakultät VI Bauingenieurwesen und Angewandte Geowissenschaften, 2004, Dissertation, Berlin.
- [180] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien, 2008, Berlin.
- [181] Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A., Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Vol. 4, 2009, Berlin, Springer.
- [182] Vennemann, P., Gruber, K. H., Haaheim, J. U., Kunsch, A., Sistenich, H. P., Thöni, H.-R., Pumped storage plants - Status and perspectives. VGB Power Tech, 2011, 4, S. 11.
- [183] Czisch, G., Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung - Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien, in Institut für Elektrische Energietechnik, 2005, Dissertation, Universität Kassel, Kassel.
- [184] Arch, A., Übersicht über derzeitige PSW-Projekte in Europa und Deutschland. mining + geo, 2012, 3, S. 6.

- [185] Taljan, G., Fowler, M., Canizares, C., Verbic, G., Hydrogen storage for mixed wind-nuclear power plants in the context of a hydrogen economy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2008, 33, S. 13.
- [186] Yildiz, K., Efficiency of hydrogen production systems using alternativ nuclear energy technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2006, 31, S. 15.
- [187] Vogel, W., Die Bedeutung der Wasserelektrolyse in Zeiten der Energiewende. *Chemie Ingenieur Technik*, 2013, 86(1), S. 14.
- [188] Jentsch, M., Perspektiven der Langzeitspeicheroption Power-to-Gas. *BWK*, 2013(10).
- [189] Müller, B., Müller, K., Teichmann, D., Arlt, W., Energiespeicherung mittels Methan und energietragenden Stoffen - ein thermodynamischer Vergleich. *Chemie Ingenieur Technik*, 2011, 83(11), S. 11.
- [190] Michaelis, J., Junker, J., Wietschel, M., Eine Bewertung der Regelenergievermarktung im Power-to-Gas Konzept. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 2013, 3, S. 14.
- [191] Spring, E., *Elektrische Energienetze*, ed. VDE VERLAG GMBH, 2003.
- [192] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012*, 2013, Berlin.
- [193] ENTSO-E, *Consumption data, 2013*, [Abgerufen am; Online verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>].
- [194] Dars, A., Loaec, C., Economic comparison of long-term nuclear fuel cycle management scenarios. *Energy Policy*, 2007, 35, S. 2995-3002.
- [195] Szabo, S., Jäger-Waldau, A., Szabo, L., Risk adjusted financial costs of photovoltaics. *Energy Policy*, 2010(7), S. 3807-3819.
- [196] Heffels, T., R., McKenna, Fichtner, W., Long-term effects of power-to-gas storage technology on power plant dispatch optimisation in Germany, in *Conference of the International Federation of Operational Research Societies (IFORS)*, 2014, Barcelona.
- [197] Icha, P., *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis*

- 2012, in Climate Change, 2013, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- [198] BDEW, Stromaustausch Deutschlands mit dem Ausland - Hintergrundinformationen zu den physikalischen Lastflüssen Deutschlands mit dem Ausland im europäischen Kontext, BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V., Editor, 2014, Berlin.
- [199] WGI GmbH, Gasversorgungsnetze in Deutschland, 2012, [Abgerufen am 04.09.2012]; Online verfügbar unter: http://www.wgi-gmbh.de/pdf/produkte/WGI_VGE_Karte_Produkt_Allg_201105.pdf.
- [200] Voß, A., Nutzen und Grenzen von Energiemodellen - einige grundsätzliche Überlegungen. Angewandte Systemanalyse, 1982, 3(3), S. 7.
- [201] Molt, S., Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystemanalytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung, 2001, Dissertation, Stuttgart.
- [202] Böhringer, C., Rutherford, T. F., Combining Bottom-Up and Top-Down, 2007, Department of Economics, University of Oldenburg, Centre for European Economic Research (ZEW), Mannheim (Deutschland), Michigan (USA).
- [203] Fehrenbach, D., Merkel, M., McKenna, R., Karl, U., Fichtner, W., On the economic potential for electric load management in the German residential heating sector - An optimising energy system approach. Energy, 2014, 71, S. 13.
- [204] McKenna, R., Hollnaicher, S., Fichtner, W., Cost-potential curves for onshore wind energy: a high resolution analysis for Germany. Applied Energy, 2014, 115, S. 12.
- [205] McKenna, R., Gantenbein, S., Fichtner, W., Determination of cost-potential-curves for wind energy in the German federal state of Baden-Württemberg. Energy Policy, 2012, 57, S. 9.
- [206] Mainzer, K., Fath, K., McKenna, R., Stengel, J., Fichtner, W., Schultmann, F., A high-resolution determination of the technical potential for residential-roof-mounted photovoltaic systems in Germany. Solar Energy, 2014, 105, S. 16.

- [207] Slednev, V., Bertsch, V., Nolden, C., Fichtner, W., Multi-criteria decision support for power grid expansion planning, in Joint GOR-DASIG Conference, 2014, Hamburg.
- [208] Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission - Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen, Amtsblatt der Europäischen Union, C226/28, 2013, Brüssel.