

*Band 9* \_ PRODUKTION UND ENERGIE

Felix Teufel

SPEICHERBEDARF UND DESSEN AUSWIRKUNGEN  
AUF DIE ENERGIEWIRTSCHAFT BEI UMSETZUNG  
DER POLITISCHEN ZIELE ZUR ENERGIEWENDE



Felix Teufel

**Speicherbedarf und dessen Auswirkungen  
auf die Energiewirtschaft bei Umsetzung  
der politischen Ziele zur Energiewende**

## PRODUKTION UND ENERGIE

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)  
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion  
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung

Band 9

Eine Übersicht aller bisher in dieser Schriftenreihe erschienenen  
Bände finden Sie am Ende des Buches.



# **Speicherbedarf und dessen Auswirkungen auf die Energiewirtschaft bei Umsetzung der politischen Ziele zur Energiewende**

von  
Felix Teufel

Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)  
Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, 2014  
Referenten: Prof. Dr. Wolf Fichtner, Prof. Dr. Orestis Terzidis

#### Impressum



Karlsruher Institut für Technologie (KIT)  
KIT Scientific Publishing  
Straße am Forum 2  
D-76131 Karlsruhe

KIT Scientific Publishing is a registered trademark of Karlsruhe  
Institute of Technology. Reprint using the book cover is not allowed.

[www.ksp.kit.edu](http://www.ksp.kit.edu)



*This document – excluding the cover – is licensed under the  
Creative Commons Attribution-Share Alike 3.0 DE License  
(CC BY-SA 3.0 DE): <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/de/>*



*The cover page is licensed under the Creative Commons  
Attribution-No Derivatives 3.0 DE License (CC BY-ND 3.0 DE):  
<http://creativecommons.org/licenses/by-nd/3.0/de/>*

Print on Demand 2015

ISSN 2194-2404

ISBN 978-3-7315-0341-5

DOI 10.5445/KSP/1000045528





# **Speicherbedarf und dessen Auswirkungen auf die Energiewirtschaft bei Umsetzung der politischen Ziele zur Energiewende**

Zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Ingenieurwissenschaften  
(Dr.-Ing.)

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

genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Ing. Felix Thomas Teufel

Tag der mündlichen Prüfung: 16. Dezember 2014

Referent: Prof. Dr. Wolf Fichtner

Korreferent: Prof. Dr. Orestis Terzidis

Karlsruhe, 2015



# Danksagung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Entwicklung eines Strommarktmodells zur Analyse des Speicherbedarfs und dessen Auswirkungen auf die Energiewirtschaft bei Umsetzung der politischen Ziele zur Energiewende. Sie entstand zwischen 2010 und 2014 während meiner Tätigkeit in der Forschungs- und Innovationsabteilung der EnBW Energie Baden Württemberg AG und wurde betreut von Herrn Prof. Dr. Wolf Fichtner, Lehrstuhl für Energiewirtschaft am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Ich danke meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr. Wolf Fichtner für die stetige Betreuung meiner Arbeit und Herrn Prof. Dr. Orestis Terzidis für die Übernahme des Korreferats. Des Weiteren danke ich meinen Kollegen der EnBW AG des IIP und des europäischen Instituts für Energieforschung (EIFER) für die vielen fachlichen Diskussionen; insbesondere Dr. Patrick Jochem, Dr. Alois Kessler, Hellmuth Frey, Dr. Alexander Arch, Hanna Mergner, Christoph Brunner, David Haumann, Dirk Leyens, Ben Steinle, Susanne Schmidt und Dr. Tobias Jäger.

Ein besonders herzlicher Dank richtet sich an meine Eltern, Schwestern und meine Frau Irune für ihre Unterstützung meines Lebenswegs. Ihnen ist die Dissertation gewidmet.

Karlsruhe, im Dezember 2014





# Kurzfassung

Die zunehmende Integration regenerativer Energieerzeugungssysteme stellt die Energiewirtschaft vor grundlegende Herausforderungen. Dies betrifft nicht nur die Energieversorgungsunternehmen sondern auch etablierte Simulationsmodelle zur Analyse der Märkte. In der vorliegenden Arbeit wird ein systemdynamisches bottom-up Modell beschrieben, welches den deutschen Elektrizitätsmarkt in einer 15-minütigen Auflösung und einer hohen Integration der erneuerbaren Energien abbildet.

Beispielhafter Modellergebnisse zeigen, dass aufgrund steigender Rohstoffpreise einerseits und zunehmender Eingespeisung unbepreister Elektrizität aus den erneuerbaren Quellen andererseits, künftig zunehmende Preisschwankungen an der Strombörse zubeobachten sein werden. Auch temporäre Elektrizitätsüberangebote, ausgelöst durch die volatilen Eispeiser, stellen die Betreiber von konventionellen Kraftwerken vor Herausforderungen.

Die oben beschriebenen Entwicklungen wirken sich zunehmend auf die Fahrweise von Speicherkraftwerken aus. Ein Resultat des vorgestellten Modells ist, dass sich der Betrieb von Speicherkraftwerken in naher Zukunft zunehmend nicht mehr lohnen wird. Nach 2020 werden jedoch tagsüber die Preise deutlich niedriger sein als die Nachtpreise, wodurch sich neue wirtschaftliche Einsatzszenarien für Speicherkraftwerke ergeben. Auch wird im vorgestellten Modell ein Ausblick auf die Dauer der künftigen Speichereinsatzzeiten gegeben, wonach zunehmend kürzere Zyklen unter 4 Stunden und längere Zyklen mit mehr als 32 Stunden erheblich nachgefragt sein werden.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung .....</b>	<b>i</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>ix</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>xiii</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>xv</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Ausgangslage und Problemstellung .....	1
1.2 Zielsetzung und Lösungsweg .....	3
<b>2 Elektrizitätsmärkte mit Fokus auf Deutschland .....</b>	<b>7</b>
2.1 Märkte für Elektrizität im liberalisierten Elektrizitätsmarkt .....	8
2.2 Regelenergiemarkt .....	9
2.2.1 Primärregelleistungsmarkt .....	11
2.2.2 Sekundärregelleistungsmarkt .....	12
2.2.3 Minutenreserveleistung .....	13
2.3 Konventioneller Kraftwerkspark in Deutschland .....	13
2.4 Preisfindung an der Börse – die Merit Order .....	17
2.5 Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken .....	20
2.6 Kritik an der zentralen Rolle der Merit Order .....	22
2.7 Besonderheiten des Energiemarktes .....	24
2.8 Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) .....	26
2.8.1 Kritik am EEG .....	28
2.9 Besonderheiten bei der Erzeugung mit RES .....	31
2.10 Ausbau RES – Vergleich und Einordnung verschiedener Konzepte .....	34
2.10.1 Energiekonzept der Bundesregierung – BMWi (2010) .....	35
2.10.2 Dena-Netzstudie II – dena (2010) .....	35
2.10.3 Leitstudie – BMU (2010) .....	36
2.10.4 Vergleich der Studien .....	36
2.11 Stromaustausch mit den Nachbarländern .....	39

2.12	Situation und Ausbauszenarien in den Anrainerstaaten .....	40
2.12.1	Eigenschaften des Energiemarktes der nördlichen Nachbarregion und Ausblick .....	42
2.12.2	Eigenschaften des Energiemarktes der östlichen Nachbarregion und Ausblick .....	46
2.12.3	Eigenschaften des Energiemarktes der südlichen Nachbarregion und Ausblick .....	48
2.12.4	Eigenschaften des Energiemarktes der westlichen Nachbarregion und Ausblick .....	51
2.13	Ableitung und Konsequenzen für Deutschland und das Modell.....	54
<b>3</b>	<b>Speichertechnologien .....</b>	<b>57</b>
3.1	Einsatz von Stromspeichern in der Energiewirtschaft .....	58
3.1.1	Pumpspeicherkraftwerke (PSW) .....	61
3.1.2	Druckluftspeicherkraftwerke .....	63
3.1.3	Power to Gas .....	64
3.1.4	Elektrochemische Speicher .....	66
3.1.5	Speicher im internationalen Kontext .....	67
3.2	Geplante Speicherkraftwerke in Deutschland .....	68
3.3	Alternativen zur Speicherung .....	70
<b>4</b>	<b>System Dynamics in der Energiemarktmodellierung.....</b>	<b>73</b>
4.1	Einordnung von Energiemarktmodellen .....	73
4.2	System Dynamics Theorie.....	75
4.2.1	Informationsquellen .....	76
4.2.2	Causal Loop Diagramme (CLD) .....	77
4.2.3	Vereinfachtes Energiemarktmodell nach Arango et al. (2002).....	79
4.3	Bestehende System Dynamics Modelle in der Energiemarktmodellierung.....	80
4.3.1	Beginn der Modellierung mit SD in regulierten Märkten .....	81
4.3.2	SD zur Simulation von deregulierten Märkten .....	84

---

4.4	Stochastische Submodule in den betrachteten SD-Veröffentlichungen.....	95
4.5	Arbeiten zu Speicherpotenzialen und Speicherbedarf.....	97
4.6	Anforderungsprofil an ein Modell zur Analyse der Speicherintegration auf die gehandelten Spotmarktpreise bei hoher Durchdringung von RES .....	103
<b>5</b>	<b>Entwicklung und Beschreibung des Modells „El-Sto“ .....</b>	<b>105</b>
5.1	Nachfrage und deren Deckung .....	108
5.2	Kraftwerkseinsatz.....	111
5.3	Flexibilität des Kraftwerkspark.....	114
5.4	Implementierung der RES-Ganglinien.....	116
5.5	Speichereinsatz .....	116
5.6	Ermittlung des Spotmarktpreises.....	119
5.7	Variabilität der Randbedingungen .....	119
<b>6</b>	<b>Struktur und Daten des Modells.....</b>	<b>121</b>
6.1	Abbildungsbereich .....	121
6.2	Zeitliche Auflösung und Betrachtungshorizont.....	123
6.3	Abbildung des konventionellen Kraftwerkspark .....	124
6.4	Kernkraftwerke .....	125
6.5	Kraftwerksausfälle.....	126
6.6	Abbildung erneuerbarer Erzeugungstechnologien .....	126
6.6.1	Photovoltaik.....	127
6.6.2	Windkraft.....	129
6.7	Interaktion Grundlast- und Regelkraftwerke .....	137
6.8	Brennstoffpreise .....	138
6.9	Stromnachfrageentwicklung und Laststruktur.....	138
6.10	Technologiespezifische Emissionen .....	139
6.11	Bildung der Spotmarktpreise .....	141
6.12	Modellierung der Speicher.....	143
6.13	Kritische Reflektion des gewählten Ansatzes.....	145
6.13.1	Implementierung der Übertragungskapazitäten .....	146
6.13.2	Preisbildung auf Basis historischer Daten.....	147

6.13.3	Vernachlässigung der CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise .....	148
6.13.4	Inelastische Nachfrage .....	148
<b>7</b>	<b>Modellgestützte Bewertung .....</b>	<b>151</b>
7.1	Modellvalidierung.....	151
7.1.1	Validierung der Kraftwerkseinsätze und CO <sub>2</sub> -Emissionen ....	151
7.1.2	Validierung der Spotmarktpreise .....	153
7.1.3	Validierung der Speicherfahrweise .....	157
7.2	Einfluss der Speicher auf den Spotmarktpreis.....	161
7.3	Sensitivitätsanalyse der Windeinspeisung bei Referenzsimulation .	162
7.3.1	Beschreibung der Referenzsimulation .....	162
7.3.2	Zusätzlicher Bedarf konventioneller Erzeugungseinheiten ab 2025 .....	162
7.3.3	Eigenschaften des zusätzlichen Erzeugungsparks .....	164
7.3.4	Sensitivität in der Winderzeugung .....	165
7.3.5	Sensitivität der unterjährig Spotmarktpreise .....	165
7.3.6	Sensitivität negativer Spotmarktpreise .....	168
7.3.7	Sensitivität des Börsenpreis-Spreads (Peak zu Offpeak) .....	169
7.3.8	Sensitivität der untertägigen Börsenpreise .....	171
7.3.9	Sensitivität der Speicherarbeit .....	173
7.3.10	Sensitivität der Einsatzdauer der Speicher.....	174
7.4	Szenariodefinitionen.....	175
7.4.1	Auswirkung der Szenarien auf den Spotmarktpreis .....	180
7.4.2	Auswirkung der Szenarien auf den konventionellen Kraftwerkspark .....	184
7.4.3	Auswirkung der Szenarien auf die Speicherfahrweise und Speicherbedarf .....	187
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung, Schlussfolgerung und Ausblick.....</b>	<b>197</b>
8.1	Zusammenfassung .....	197
8.2	Schlussfolgerungen .....	201
8.3	Weiterführende Überlegungen .....	205
8.3.1	Abbildung der Übertragungskapazitäten .....	205
8.3.2	Entwicklung des Kraftwerksparks exogen gesetzt .....	206

8.3.3	Endogenisierung der Nachfrage .....	206
8.3.4	Betrachtung der Preisentwicklung mit CO <sub>2</sub> -Zertifikaten .....	207
8.3.5	Betrachtung des Zusammenhangs von Solar- und Windstromerzeugung.....	208
<b>Literaturverzeichnis .....</b>		<b>209</b>





# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Einsatzreihenfolge der Regelleistungsprodukte (nach Wulff, 2006) .....	11
Abbildung 2.2:	Installierte Erzeugungsleistung und erzeugte Arbeit 2014 (BNetzA, 2014), (AGEB, 2014).....	14
Abbildung 2.3:	Preisfindung am Strommarkt, nach Weltenergiemat Deutschland (2011) .....	18
Abbildung 2.4:	Beeinflussung der EEX-Spotpreise durch Windstromerzeugung und Nachfrage 2010 (Datenquellen: ENERGINET.dk (2010a), TransnetBW (2012), 50hertz (2012), amprion (2012), TenneT (2012) .....	20
Abbildung 2.5:	Gehandelte Volumen am Termin- und Spotmarkt der EEX, Quellen: (Statista, 2011), (AGEB, 2012) .....	23
Abbildung 2.6:	Zubau und globale Produktion von PV-Anlagen (Photon, 2011b), (IWR, 2013a), (PV magazine, 2014) .....	27
Abbildung 2.7:	Regionale Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien nach (Bundesinstitut für Bau-, Stadt-, und Raumforschung, 2010) .....	30
Abbildung 2.8:	Schwankungen der Windstromerzeugung (amprion, 2012)	32
Abbildung 2.9:	Vergleich der Ausbauszenarien verschiedener Technologien ausgewählter Studien. In Blau: verwendete Szenarien für Simulation.....	38
Abbildung 2.10:	Stromexporte und –importe, Windenergieerzeugung nach DENA (2012).....	40
Abbildung 2.11:	Austausch in MWh an den Grenzkoppelstellen zu den Nachbarregionen in 2007 (ENTSO-E, 2008).....	42
Abbildung 3.1:	Überblick der Speichertechnologien .....	57
Abbildung 3.2:	Zusammenhang zwischen Spotmarktpreisen und Turbinenleistung der PSW .....	59
Abbildung 3.3:	Entwicklung der Peak- und Offpeak-Preise .....	60

Abbildung 3.4:	Hauptelemente einer PSW-Anlage mit Krafthauskaverne nach (Giesecke, 2008) .....	62
Abbildung 3.5:	PSW im Bau (Vianden) und in Planung (restliche) .....	69
Abbildung 3.6:	PSW-Ausbauziele ausgewählter Länder .....	70
Abbildung 3.7:	Optionen zur Flexibilisierung des Energiesystems nach (Brunner & Teufel, 2013) .....	71
Abbildung 4.1:	Energiemarktmodelle nach (Genoese, 2011).....	74
Abbildung 4.2:	Feedbacksysteme für Informationen in einer (a) linearen Welt, (b) nicht-linearen Welt und (c) nicht-linearen Welt mit Rückkopplungen nach Vogstad (2004b) .....	75
Abbildung 4.3:	Regeln zum Verständnis von Causal Loop Diagrammen nach Vogstad (2004b) .....	78
Abbildung 4.4:	Vereinfachte Darstellung eines dynamischen Elektrizitätsmarkts nach Arango et al. (2002) .....	79
Abbildung 5.1:	Modellstruktur in stark aggregierter Weise .....	105
Abbildung 5.2:	Zusammenhang zwischen Stromnachfrage und Lastdeckung .....	110
Abbildung 5.3:	Ermittelte Merit Order für das Jahr 2015 ohne Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeiten.....	112
Abbildung 5.4:	Kraftwerkseinsatz.....	113
Abbildung 5.5:	Flexibilität des KW-Parks.....	115
Abbildung 5.6:	Einsatzregeln für Speicherkraftwerke .....	118
Abbildung 5.7:	Ermittlung des Spotmarktpreises.....	119
Abbildung 5.8:	Möglichkeit der Auswahl verschiedener Szenarien .....	120
Abbildung 6.1:	Stromfluss am 25.11.2012 um 20 Uhr, Windproduktion in Deutschland zu diesem Zeitpunkt: 17,3 GW .....	122
Abbildung 6.2:	Schematische Darstellung der Simulationsläufe .....	123
Abbildung 6.3:	Eingespleiste Photovoltaikleistung am 25.5.2012 (EEX, 2012) .....	128
Abbildung 6.4	Jahreszeitliche Auslastung der WEA.....	130

---

Abbildung 6.5:	Tageszeitlicher Summenlastgang deutscher WEA von 2007 bis 2011.....	131
Abbildung 6.6:	Gegenüberstellung der Einspeisung zu Prognosen (nach Fraunhofer IWES, 2009).....	134
Abbildung 6.7:	Prognosegüte für die 50Hertz Regelzone .....	135
Abbildung 6.8:	Day Ahead Prognosefehler (relative Häufigkeit) .....	136
Abbildung 6.9:	Entwicklung des BIP und Energieverbrauchs in Deutschland .....	139
Abbildung 6.10:	CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung nach (Wagner et al., 2007) .....	141
Abbildung 6.11:	EEX-Spotmarktpriese über der Nachfrage .....	142
Abbildung 7.1:	Verlauf der Börsenpreise im Frühjahr 2010 .....	154
Abbildung 7.2:	Verlauf der Börsenpreise im Winter 2010 .....	155
Abbildung 7.3:	Häufigkeit und Standardabweichung der Börsenpreise .....	156
Abbildung 7.4:	Dauerlinie des Börsenpreises 2010 .....	157
Abbildung 7.5:	Speicherfahrweise vom 19.07-20.08.2010 (Simulationswerte in orange, historische Daten in grau) ...	157
Abbildung 7.6:	Monatliche PSW-Erzeugung 2010 über der Tageszeit.....	160
Abbildung 7.7:	Auswirkung vorhandener Speicherkapazität auf den gehandelten Preis .....	161
Abbildung 7.8:	Gründe des akkumulierten Ein- und Ausspeicherbedarfs ..	164
Abbildung 7.9:	Beispielhafter Vergleich der synthetischen und realen Windlastprofile .....	165
Abbildung 7.10:	Sensitivität der unterjährigen Börsenpreise .....	167
Abbildung 7.11:	Häufigkeit und Höhe der negativen Börsenpreise .....	169
Abbildung 7.12:	Sensitivität Peak- zu Offpeakpreisen .....	171
Abbildung 7.13:	Simulation untertägiger Börsenpreise .....	172
Abbildung 7.14:	Einfluss des Windprofils auf die Speicherarbeit .....	173
Abbildung 7.15:	Histogramm der Speichereinsatzdauer .....	174
Abbildung 7.16:	Kappung der RES in 5 % der höchsten Einspeiseperiode....	178
Abbildung 7.17:	Entwicklung des durchschnittlichen Börsenpreises für die verschiedenen Szenarien .....	181

Abbildung 7.18: Untertägige Börsenpreise im Simulationsjahr 2020 .....	182
Abbildung 7.19: CO <sub>2</sub> -Emissionen und erzeugte Arbeit pro Erzeugungsklasse, Szenario und Simulationsjahr.....	186
Abbildung 7.20: Maximale Pump- und Turbinenleistung der Szenarien .....	189
Abbildung 7.21: Ermittelte Pumpenleistung bei Überangebot RES .....	190
Abbildung 7.22: Pumpen- und Turbinenleistung auf Grund von Trägheit ....	191
Abbildung 7.23: Ermittelte Speicherkapazität ausgewählter Szenarien .....	193
Abbildung 7.24: Ermittelte Speicherkapazität ausgewählter Szenarien .....	194

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Ausgeschriebene PRL auf <a href="http://www.regelleistung.net">www.regelleistung.net</a> .....	11
Tabelle 2.2:	Ausgeschriebene SRL auf <a href="http://www.regelleistung.net">www.regelleistung.net</a> .....	12
Tabelle 2.3:	Ausgeschriebene MRL auf <a href="http://www.regelleistung.net">www.regelleistung.net</a> .....	13
Tabelle 2.4:	Eigenschaften fossiler Neubau- und nuklearer Bestandskraftwerke nach (Weltenergieerat Deutschland, 2011) mit den Quellen (Balling, 2011), (AREVA, 2010), (Wagner, 2010) .....	16
Tabelle 2.5:	Nichtverfügbarkeit verschiedener Erzeugungstechnologien nach VBG Powertech (2012) .....	22
Tabelle 2.6:	WEA-Einspeisedaten für Deutschland von 2008 – 2013, Quellen: (AGEB, 2014), (BWE, 2013) .....	32
Tabelle 2.7:	Grenzkoppelleistung in MW von D nach .....	39
Tabelle 2.8:	Aufteilung der Ländergruppen .....	41
Tabelle 2.9:	Nettoimport der südlichen Betrachtungslander von 2006 bis 2010 .....	51
Tabelle 4.1:	Stochastische Submodule der betrachteten SD-Veröffentlichungen .....	96
Tabelle 5.1:	Zusammenfassung der Modelleigenschaften .....	107
Tabelle 6.1:	Hinterlegte Leistungen verschiendenr konventioneller Erzeugungstechnologien in GW (Quellen: UBA, 2012 und BDEW, 2011) .....	124
Tabelle 6.2:	Eigenschaften der betrachteten Kernkraftwerke (Atomforum, 2012) .....	126
Tabelle 6.3:	Mittlere quadratische Abweichung in der PV-Vorhersage (* (Hoffmann, 2011), ** (Schierenbeck et al., 2010), *** El-Sto Annahmen .....	129
Tabelle 6.4:	Werte zur Prognosegüte im 50Hertz-Netz .....	135
Tabelle 6.5:	Liste der betrachteten PSW .....	144

Tabelle 6.6: PSW in Bau und Planung (Power in Europe, 2010) .....145

Tabelle 7.1: Erzeugung in TWh und Abweichung in % der verschiedenen Technologien (Quelle: BDEW, AGEB) .....152

Tabelle 7.2: CO<sub>2</sub>-Emissionen in Mio. t der verschiedenen Technologien (Quelle: AGEB, 2014) .....153

Tabelle 7.3: Spannbreite der Speicherarbeit bei verschiedenen Windprofilen .....173

Tabelle 7.4: Parameter der verschiedenen Szenarien .....179

Tabelle 7.5: Anzahl und durchschnittlicher Europreis pro MWh der negativen Stunden für die verschiedenen Szenarien .....183

# Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungs-netz (Anreizregulierungsverordnung)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDI	Bundesverband der deutschen Industrie
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BWE	Bundesverband WindEnergie
CLD	Causal Loop Diagramm
CPAM	Conservation Policy Analysis Model
DAtF	Deutsches Atomenergieforum e.V.
DSM	Demand Side Management
DWR	Druckwasserreaktor
EEG	Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EnWG	Gesetz über die Elektrizität
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU	Europäische Union
EUGH	Europäischer Gerichtshof
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GIS	Geoinformationssystem

GuD	Gas und Dampf
GW	Gigawatt (Mio. kW)
GWh	Gigawattstunden (Mio. kWh)
IEA	Internationale Energieagentur
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LP	Leistungspreis
MRL	Minutenreserveleistung
MWel	Megawatt elektrisch
MWh	Megawattstunde (1.000 kWh)
OTC	Over The Counter
PRL	Primärregelleistung
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
RES	Regenerative Energiesysteme
RSME	Root Mean Square Error
RPSM	Resource Policy Screening Model
SRL	Sekundärregelleistung
SWR	Siedewasserreaktor
TWh	Terawattstunden (Mrd. kWh)
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDN	Verband der Netzbetreiber



# 1 Einleitung<sup>1</sup>

## 1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Begrenzte Vorkommen fossiler Energieträger, durch konventionelle Energiebereitstellung erzeugte Emissionen und gesellschaftliche wie politische Präferenzen führen zu großen Veränderungen in der Energiewirtschaft. Im heutigen klassischen Energiesystem orientiert sich die Elektrizitätserzeugung am Verbrauch. Dies ist möglich, da ein Großteil der erzeugten Leistung durch konventionelle, regelbare Kraftwerke erzeugt wird. In den kommenden Jahren könnte dieses Prinzip auf Grund der steigenden Bedeutung erneuerbarer, volatiler Energiequellen in Frage gestellt werden.

Besonders die Windenergie wird im künftigen Energiesystem eine zentrale Rolle spielen, da sie unter den CO<sub>2</sub> neutralen Erzeugungstechnologien eine verhältnismäßig günstige Erzeugungsoption darstellt. Durch ihren volatilen und sowohl temporär als auch in der Menge nur begrenzt vorhersagbaren Charakter werden die Anforderungen an das Energieversorgungssystem von Grund auf neu definiert werden müssen. Länger anhaltende Windflauten müssen durch alternative Kraftwerke überbrückt werden, die übergangsweise einen Großteil der Erzeugung übernehmen, um dem örtlichen Industriestandort durchweg eine sichere Versorgung zu gewährleisten, da nahezu alle industriellen Prozesse auf einer unterbrechungsfreien Energie- und im speziellen Stromversorgung aufbauen.

In Zeiten starker Elektrizitätseinspeisung durch erneuerbare Erzeugungsanlagen ist das Gegenteil der Fall. Dann muss der nicht nutzbare Teil der volatil erzeugten Arbeit möglichst zwischengespeichert werden, um Überangebot und dadurch negative Spotmarktpreise zu vermeiden.

---

<sup>1</sup> Teile der vorliegenden Arbeit wurden von Teufel et. al. u. a. (2012) und Brunner, Teufel (2012) vorab publiziert. Ohne Zitat übernommene Teillinhalte dieser Quellen wurden dabei ausschließlich von dem Autor der vorliegenden Arbeit erarbeitet.

Der heutige Mechanismus begünstigt die Einspeisung erneuerbarer Energien durch die vom Strombedarf unabhängige Einspeisevergütung. Zur Verbesserung der Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch werden in Zukunft Maßnahmen ergriffen werden, die den Ausbau der Netze, Anreize für Lastverlagerungen und den Ausbau großer Speicherkapazitäten begünstigen. Durch den Miteinbezug der äußeren Umstände ist die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Speichern hauptsächlich aus zwei Gründen unerlässlich.

Erstens sorgen die Netzanbindung zum Ausland und der Handel der erzeugten Elektrizität an Europas Börsen für annähernd ähnliche Preise an den verschiedenen Handelsplätzen zur jeweils gleichen Zeit. Resultierend aus den unterschiedlichen Eigenschaften der nationalen Kraftwerksparks gibt es Situationen, die Regionen mit erhöhter Leistung erneuerbarer Erzeugungsanlagen stark benachteiligen, da die aus erneuerbaren Einheiten gewonnene Elektrizität nur sehr geringe Gestehungskosten aufweist. So kam es bereits vor, dass durch anhaltende Starkwinde und die nur begrenzte Möglichkeit der Regelung konventioneller Kraftwerke die Erzeugung die Nachfrage zu überschreiten drohte, und dies in letzter Konsequenz zu negativen Preisen an der Handelsplattform führte. Im Umkehrschluss heißt das, dass Regionen, die auf konventionelle, günstige Erzeugungseinheiten setzen, von Nachbarregionen profitieren, die ihre Erzeugungslandschaft unter Gesichtspunkten der Nachhaltigkeit umbauen. Die nachfolgenden Simulationen geben Aufschluss, inwiefern die Möglichkeiten des Speicherns oder die Rücknahme der Vorrangregelung für erneuerbare Energien helfen, kostengünstigere Strukturen für Märkte mit einem hohen Grad an erneuerbaren Energien zu schaffen.

Zweitens zielen die selbst gesteckten Ziele zur Energiewende darauf ab, in Zukunft auf ein nachhaltiges von erneuerbaren Energiequellen dominiertes Energieversorgungssystem umzusteigen. Dies impliziert, dass die Volatilität der erneuerbaren Quellen durch Ausgleichsmechanismen teilweise verstetigt werden muss. Aus politischen Gründen ist es kaum denkbar für diesen Zweck auf konventionelle Kraftwerke zurückzugreifen. Daher bietet sich für diesen Zweck aus technischer Sicht nur ein großflächiger Ausbau der Netz- und/oder Speicherkapazitäten an.

Investitionen in der Energiewirtschaft hängen stark von den künftigen Elektrizitätspreisen und diese wiederum von der Zusammensetzung und Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks ab. Daher ist es für Investoren von großem Interesse, berechenbare Randbedingungen vorzufinden und die Auswirkung verschiedener Szenarien auf den eigenen Erzeugungspark abzubilden. Zur Entscheidungsstützung besteht daher Bedarf an einer Modellentwicklung, die den Einfluss der volatilen Einspeisung auf den Speicherbedarf und die zu erwartenden Großhandelsmarktpreise für Elektrizität untersucht.

In der Energiewirtschaft werden verschiedene Methoden verwendet um aussagekräftige Modelle zu entwickeln. Bei optimierenden Fragestellungen wie beispielsweise der Minimierung von Systemkosten werden optimierende Modelle eingesetzt (siehe Kapitel 4). Optimierende Modelle haben zum Ziel, durch das Aufstellen und Lösen einer Zielfunktion die Systemausgaben zu minimieren bzw. die Gewinne zu maximieren um unter gegebenen Rahmenbedingungen eine optimale Lösung für ein definiertes Problem zu erhalten.

In der hier adressierten Fragestellung eignet sich ein Simulationsansatz, da die Auswirkungen der fluktuierenden Erzeuger auf ein bestehendes System untersucht werden sollen. Aufgrund der Betrachtung von Rückkopplungen wurde System Dynamics als Grundlage für die Simulationen herangezogen. Eine ausführliche Begründung und Beschreibung folgt ab Kapitel 4.

## **1.2 Zielsetzung und Lösungsweg**

Zielsetzung der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung einer Methodik zur quantitativen Analyse der Auswirkung unterschiedlicher Windgüten und des langfristigen Speicherbedarfs hinsichtlich Leistung und Kapazität zur Integration erneuerbarer Erzeugungseinheiten in das existierende Energiesystem. Aus der dargestellten Problemstellung und der Zielsetzung resultieren wesentliche Anforderungen an die zu entwickelnde Methodik. In dem zu entwickelnden Modell sollen sowohl konventionelle als auch regenerative Erzeugungseinheiten detailliert mit verschiedenen Charakteristika wie Gestehungskosten, Wir-

kungsgrad, Fahrweisen und Emissionswerten dargestellt werden um Aussagen über die künftige Verwendung im Zusammenspiel mit Speichern ableiten zu können. Aufgrund des nachhaltig wachsenden Anteils volatil erzeugender Technologien im Energiesystem werden zudem Speichertechnologien als mögliche Puffer näher Betrachtet, deren heutige Rolle analysiert und ihr künftiger Beitrag zu einer sicheren Stromversorgung diskutiert und bewertet. Dabei wird der Wechselwirkung zwischen den verschiedenen Erzeugungseinheiten, den Speicherkraftwerken und der Preisgebung an der Börse ein besonderes Augenmerk zuteil, da die gegenseitige Beeinflussung dieser Parameter besonders beim Speicherzubau kanibalisierende Effekte erzeugen kann. Um die Zielsetzung zu erreichen, wird folgender Lösungsweg eingeschlagen:

In Kapitel 2 werden die Besonderheiten des liberalisierten Energiemarktes diskutiert. Neben der Einführung verschiedener Absatzmärkte wird die Preisbildung anhand der Merit Order und die gesteckten Ziele der Integration regenerativer Erzeugungssysteme mit Hilfe des erneuerbaren Energiengesetzes (EEG) erklärt. Der Abschnitt schließt mit einer eingehenden Betrachtung des Kraftwerkparks der Anrainerstaaten und deren Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Zudem werden die recherchierten Ziele einer Plausibilitätsprüfung unterzogen.

Kapitel 3 gibt einen Überblick über Speichertechnologien, die dem Stand der Technik entsprechen und solchen, die in Zukunft eventuell Marktreife erlangen können. Zudem wird die Rolle der Speicher in Deutschland, Europa und im allgemeinen Energieversorgungssystem erläutert.

In Kapitel 4 werden bestehende Arbeiten auf dem Gebiet der Energiemarktmodellierung präsentiert. Anschließend wird die systemdynamische Modellierung eingeführt und ein detaillierter Überblick über die Anwendung der Methode in der Energiewirtschaft gegeben. Aus den zuvor genannten Punkten werden die Anforderungen an das entwickelte Modell erarbeitet.

In Kapitel 5 wird das entwickelte Modell mit seinen hinterlegten Algorithmen beschrieben. Wichtige Module, wie die Deckung der Nachfrage, Einsatzsteue-

rung der Kraftwerke, Flexibilität des zugeschalteten Kraftwerkparcs, Ermittlung der Spotmarktpreise und die Kriterien für den Speichereinsatz werden mithilfe von Grafiken und Ausschnitten aus dem programmierten Code detailliert beschrieben.

In Kapitel 6 wird Aufschluss über die Struktur und die Daten des Modells gegeben. Neben dem Abbildungsbereich werden u.a. die betrachteten Kraftwerke, deren Eigenschaften, die Implementierung der Ganglinien volatiler Erzeugungseinheiten, die Modellierung der Speicher, die Ermittlung der Spotmarktpreise erläutert. Der Abschnitt schließt mit einer kritischen Reflexion des gewählten Ansatzes.

Die modellgestützte Bewertung folgt in Kapitel 7. Zunächst wird ein Referenzszenario definiert, anhand dessen die Auswirkung einer Vielzahl stochastisch ermittelter synthetischer Windlastprofile auf die Modellergebnisse analysiert wird. Im Anschluss daran wird ein mittleres Windprofil ermittelt, welches in die nachfolgenden Szenariobetrachtungen Verwendung findet. Die definierten Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich Ausbauzielen erneuerbarer Erzeugungseinheiten, der Möglichkeit des Abregelns bestimmter Überschüsse und eines forcierten Netzausbaus zu den Nachbarländern.

In Kapitel 8 werden die Schlussfolgerungen des Modells und der abgeleiteten Ergebnisse gezogen. Ein Ausblick zeigt mögliche Felder einer Weiterentwicklung auf und begründet, warum die vorgeschlagenen Weiterentwicklungen im vorliegenden Modell keine Berücksichtigung gefunden haben. Die Arbeit endet mit der Zusammenfassung in Kapitel 9.



## 2 Elektrizitätsmärkte mit Fokus auf Deutschland

Das traditionelle Energieversorgungssystem ist hierarchisch aufgebaut und verfolgt das Ziel, die nachgefragte Last zu jedem Zeitpunkt zu decken. Zu diesem Zweck treiben Turbinen Generatoren an, die in das Höchst- und Hochspannungsnetz einspeisen. Die hohen Spannungen von 380 kV bis 440 kV sorgen für eine verlustarme Übertragung über weite Strecken bis in die Nähe von Verbrauchszentren. Dort sind Umspannstationen an das Übertragungsnetz angeschlossen, die die hohen Spannungen auf die hoch- bzw. mittlere Spannungsebene von ca. 110 bzw. ca. 40 kV transformieren (Schwab, 2012). Großverbraucher sind direkt an den oberen Spannungsebenen angeschlossen (z.B. Mittelspannungsnetz), Haushalte und kleinere Verbraucher werden über das nachgelagerte Niederspannungsnetz (0,4 kV) beliefert, das am Mittelspannungsnetz über weitere Transformatoren angeschlossen ist. Für lange Zeit wurde die Elektrizitätswirtschaft von einigen vertikal integrierten Monopolisten innerhalb verschiedener Regionen betrieben, da die Energieversorgung als natürliches Monopol angesehen wurde. Im Jahr 1996 wurde jedoch die erste EU-Richtlinie zur Elektrizitätsmarktliberalisierung verabschiedet, die 1998 in Deutschland mit dem novellierten Energiewirtschaftsgesetz in nationales Recht umgesetzt wurde. Die Basis der Elektrizitätsmarktliberalisierung baut auf der Essential Facility Theorie auf, die besagt, dass natürliche Monopole nur auf den Teil der Wertschöpfungskette beschränkt werden, für den unter Beachtung der volkswirtschaftlichen Kosten ein Wettbewerb nicht sinnvoll ist (Vrana, 2012). Als „Essential Facilities“ wurden die Übertragungs- und Verteilnetze von Strom und Gas bestimmt.

Die vertikal integrierten Wertschöpfungsstufen wurden mit der Liberalisierung horizontal in die Bereiche Erzeugung, Handel, Übertragung, Verteilung und Vertrieb unterteilt. Diese vier Bereiche wurden entflochten. Die Entflechtung änderte die Marktausgestaltung im Elektrizitätsmarkt von Grund auf. Jedem

Anbieter von Elektrizität oder Gas, der die gesetzlich vorgeschriebenen Anforderungen erfüllt, muss seither der Zugang zum Netz und somit zum Kunden ermöglicht werden.

Während der Handel mit elektrischer Energie zu Zeiten regulierter Märkte hauptsächlich der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes diente, ist mit der Liberalisierung die Maximierung der Gewinne zum primären Ziel des Stromhandels geworden (Möst, 2006).

## **2.1 Märkte für Elektrizität im liberalisierten Elektrizitätsmarkt**

Zur Deckung der prognostizierten Last gibt es folgende Möglichkeiten, die sich im zeitlichen Vorlauf und dem gehandelten Volumen deutlich unterscheiden:

Der Terminmarkt ist die langfristige Handelsplattform. Hier werden Stromlieferungen vereinbart, die in der Praxis bis zu drei Jahre in der Zukunft liegen. Die Lieferperioden sind entsprechend lange und die Lieferungen werden nicht zwingend erfüllt. Vielmehr sichert der Erzeuger sich durch den frühzeitigen Verkauf seiner Kapazitäten eine hohe Auslastung seiner Kraftwerke und der Händler Liefergarantien und stabile Preise. Zwischen dem Vertragsabschluss und der vereinbarten Lieferung können die vermarkteten Strommengen zurück- oder weiterverkauft werden, um beispielsweise höhere Erträge zu erzielen. Auch kann mit einem frühzeitigen Verkauf der gesicherten Kraftwerksleistung auf einen rein finanziellen Handel ohne physische Lieferung hingewirkt werden. Das Verhalten der Händler führt dazu, dass jede erzeugte Kilowattstunde (kWh) vor der Lieferung zwischen Juni 2004 und Mai 2005 etwa sechs Mal an der Börse gehandelt wurde (Kommission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry Part II, 2007).

Im Gegensatz zum Terminmarkt dient der Spotmarkt hauptsächlich der Optimierung des Erzeugungs- oder Absatzportfolios des Folgetags. Erzeugungskapazitäten, die noch nicht über den Terminmarkt verkauft wurden, können dort



angeboten werden. Jedoch kann es auch für Betreiber von bereits vermarkteten Kraftwerken lohnend sein, am Sportmarkt teilzunehmen, wenn der angebotene Preis anderer Kraftwerke unterhalb der eigenen Grenzkosten liegt. Die Kunden können in diesem Fall nicht wie geplant durch Eigenerzeugung, sondern durch Zukauf beliefert werden. Transaktionen können entweder an außerbörslichen Handelsplätzen „Over The Counter (OTC)“ oder an den Strombörsen durchgeführt werden. Durch den Spotmarkt sollen die Gesamtkosten des Kraftwerksparks und die Risiken der Erzeuger und Verbraucher minimiert werden (EEX, 2009).

Nach Schluss des Day-Ahead Marktes, können kurzfristige Bedarfsänderungen über den Intradaymarkt gedeckt werden. An der EEX (European Energy Exchange) können Intradaygeschäfte bis zu 45 Minuten vor Leistungserbringung abgeschlossen werden. Kurzfristige Kraftwerksausfälle, ungenaue Vortagesprognosen der Einspeisung erneuerbarer Energien oder anormale Nachfragesituationen sind gängige Gründe für das Aktivwerden am Intradaymarkt. Kurzfristigeres Eingreifen in die Lastdeckung ist über den Regelenergiemarkt möglich.

## **2.2 Regelenergiemarkt**

Zentrale Aufgabe der Elektrizitätswirtschaft ist nach § 1 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche ... Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität ...“ (Bundesministerium der Justiz, 2005). Dieser Aufgabe wird man hauptsächlich mit der oben aufgeführten Aufteilung in verschiedene Märkte gerecht. Da aufgrund von kurzfristigen Ereignissen sowohl erzeugerseitig als auch verbraucherseitig unvorhergesehene Laständerungen eintreten, ist die Spontanität des Intradaymarktes nicht immer ausreichend. Lastseitige Ursachen für die Abweichung der vorhergesehenen Nachfrage können meteorologische Einflüsse, Ungenauigkeiten in der Lastprognose oder kurzfristige Abschaltungen bzw. Zuschaltungen großer industrieller Verbraucher sein.

Erzeugungsseitige Abweichungen können durch Kraftwerksausfälle, Störungen der Übertragungsleitungen oder dargebotsabhängige Einspeiser verursacht werden (Konstantin, 2009).

Für diese teilweise nicht vorhersehbaren Umstände ist ein noch kurzfristigerer Ausgleichsmechanismus mit flexiblen Kraftwerksreserven im Sekunden- und Minutenbereich nötig, mit dessen Hilfe das Gleichgewicht von Stromnachfrage und Erzeugung aufrecht gehalten werden kann (Schwab, 2012). Als Teil des europäischen Verbundnetzes müssen die deutschen ÜNB sowohl die nationalen Vorgaben vom Verband der Netzbetreiber (VDN) als auch die internationalen Vorgaben des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) einhalten, die die Frequenz- und Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und System-/Betriebsführung vorschreiben (UCTE, 2004), (VDN, 2006), (Konstantin, 2009). Um die Sollfrequenz in einem vorgegebenen Toleranzbereich zu halten, bedarf es dem Einsatz von Regelenergie. Diese wird auf dem gemeinsamen Portal der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) online ausgeschrieben und ist für jedermann auf der Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen ÜNB abrufbar. Potentielle Anbieter für die verschiedenen Arten von Regelleistung müssen sich an einem Präqualifikationsverfahren beteiligen, bei dem sie den Nachweis erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung einer oder mehrerer Arten von Regelleistung erfüllen (regelleistung.net, 2012a). Nach UCTE-Regeln werden Abweichungen sukzessive durch Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung ausgeregelt (siehe Abb. 2.1). Bei Regelleistung wird zwischen positiver und negativer Regelleistung unterschieden. Unter positiver Regelleistung versteht man die Reserve, die eine Erhöhung der Erzeugung bzw. eine Verringerung der Nachfrage ermöglicht. Negative Regelleistung beschreibt die Verringerung der Stromerzeugung bzw. die Erhöhung der Netzlast (Brückl et al., 2006). Im Folgenden werden die verschiedenen deutschen Regelleistungseinheiten näher beschrieben. Auf die teilweise abweichenden Definitionen der Anrainerstaaten wird nicht näher eingegangen.

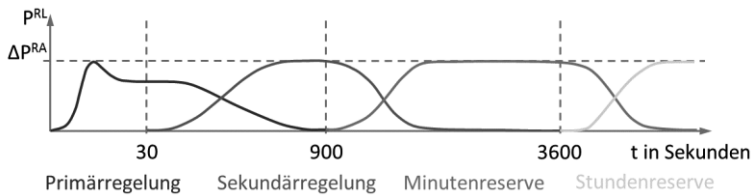


Abbildung 2.1: Einsatzreihenfolge der Regelleistungsprodukte (nach Wulff, 2006)

## 2.2.1 Primärregelleistungsmarkt

Die Sollfrequenz im ENTSO-E Netz beträgt 50 Hz. Bereits bei einer Abweichung von  $\pm 0,2$  Hz wird umgehend automatisiert und dezentral Primärregelleistung (PRL) abgerufen, die nach wenigen Sekunden netzstützend wirkt. Die Erzeugungseinheiten, die PRL anbieten, müssen nach den Präqualifikationsanforderungen der Netzbetreiber eine Mindestleistung von  $\pm 1$  MW linear und vollständig innerhalb von 30 Sekunden abrufen können und die angebotene Leistung mindestens 15 Minuten in das Netz einspeisen können (regelleistung.net, 2012b).

Tabelle 2.1: Ausgeschriebene PRL auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)

Zeitraum	Gesamtbedarf (neg./pos.)
05.11. – 11.11.2012	592 MW

Die Ausschreibung der PRL erfolgt symmetrisch. Das heißt, Anbieter müssen sowohl positive als auch negative PRL zur Verfügung stellen können. Die Ausschreibungsdauer beträgt eine Woche. Laut Transmission Code müssen alle Kraftwerksblöcke mit einer Nennleistung von  $\geq 100$  MW primärregelfähig sein, andernfalls bekommt das Kraftwerk nicht die Genehmigung zum Netzanschluss (VDEW, 2007a). Derzeit wird ein PRL-Bedarf von etwa 600 MW (negativ / positiv) ausgeschrieben.

## 2.2.2 Sekundärregelleistungsmarkt

Zielsetzung der Sekundärregelleistungsbereitstellung ist, die Frequenz auf ihren Sollwert und die über die Verbundkuppelleitungen zwischen den Regelzonen ausgetauschten Übergabeleistungen auf die abgestimmten Soll-Werte des Austauschprogramms zurückzuführen, sodass die aktivierte Primärregelleistung wieder als Reserve zur Verfügung steht (VDEW, 2009). Die SRL erfüllt in diesem Zusammenhang zwei Funktionen:

- 1) Aufrechterhaltung der vereinbarten Übergabeleistungen, die am Regler der entsprechenden Regelzone eingestellt sind.
- 2) Sicherstellung, dass die Beteiligung an der Primärregelung der verschiedenen Regelzonen aufrechterhalten wird bis die von dem Leistungsungleichgewicht betroffene Regelzone die fehlende Leistung wieder ausgeglichen hat (VDEW, 2009).

Der Einsatz der SRL erfolgt automatisch einige Sekunden nach der Erkennung der Frequenzabweichung und muss spätestens nach fünf Minuten vollständig bereitstehen und bis zu vier Mal 15 Minuten bereitgestellt werden (VDE, 2008). In der betrieblichen Praxis treten allerdings permanent Störungen des Leistungsgleichgewichtes auf, sodass ein dauerhafter Eingriff der Sekundärregelung mit stochastisch wechselndem Leistungsbedarf die Regel ist (VDEW, 2009). Der derzeitig ausgeschriebene SRL-Bedarf beläuft sich auf etwa 2.100 MW (negativ / positiv).

Tabelle 2.2: Ausgeschriebene SRL auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)

Zeitraum	Mittlerer neg. Bedarf	Mittlerer pos. Bedarf
05.11. - 11.11.2012	2.149 MW	2.109 MW

### 2.2.3 Minutenreserveleistung

Die MRL wird täglich regelzonenübergreifend ausgeschrieben. Um an der Ausschreibung teilnehmen zu können wird seit dem 1.12.2011 eine Mindestangebotsgröße von 10 MW vorgeschrieben, die innerhalb einer Regelzone auch mit mehreren Erzeugungsanlagen gepoolt erbracht werden können (BNetzA, 2011a). Sowohl bei der SRL als auch bei der MRL können positive und negative Leistungen getrennt angeboten werden. Wenn für den Ausgleich von Leistungsdefiziten, die unter anderem auf Grund von Kraftwerksausfällen oder Lastabweichungen auftreten können, die zeitlich begrenzt abrufbare SRL nicht ausreicht, wird zusätzlich von den ÜNB Minutenreserveleistung (MRL) zur Wiederherstellung des freien Sekundärregelbandes abgerufen. Die Lieferung der MRL muss innerhalb von 15 Minuten nach Eingang der telefonischen oder automatisierten Aufforderung durch den ÜNB erfolgen (VDEW, 2007b) und über die gesamte Angebotsdauer von bis zu vier Stunden erbracht werden.

Tabelle 2.3: Ausgeschriebene MRL auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)

Zeitraum	Mittlerer neg. Bedarf	Mittlerer pos. Bedarf
31.10.2012	- 2413 MW	2426 MW
01.11.2012	- 2413 MW	2426 MW

## 2.3 Konventioneller Kraftwerkspark in Deutschland

Der Begriff der konventionellen Kraftwerke ist nicht fest definiert. Im Folgenden werden fossile Großkraftwerke, die mit Kohle (d.h. Braun- und Steinkohle), Gas und Öl befeuert werden und Kernkraftwerke zum konventionellen Kraftwerkspark gezählt. Dem gegenüber stehen die erneuerbaren Erzeugungseinheiten, deren Energieträger aus der Sicht des menschlichen Zeithorizonts und „Energienmengen“ unerschöpflich zur Verfügung stehen (Quaschning, 2011).

Hierzu zählen Laufwasserkraftwerke, Windenergieanlagen, Solaranlagen, Erdwärme und nachwachsende Rohstoffe. Pumpspeicherkraftwerke werden im Folgenden nicht als Erzeugungs- sondern als Speicherkraftwerke betrachtet, da die Zuflüsse der in Deutschland installierten PSW nicht für die Teilnahme am Spot- und Regelenenergiemarkt ausschlaggebend sind.

Der konventionelle deutsche Kraftwerkspark besteht aus einem breiten Technologiemix. Die rund 106 GW installierte Leistung machen rund 50 % des gesamten deutschen Erzeugungsparks aus (BNetzA, 2013). Auf Grund der hohen Anlagenverfügbarkeit und der nur unregelmäßig einspeisenden RES liegt der Anteil an der erzeugten Arbeit konventioneller Kraftwerke in Deutschland bei etwa 80 % (BDEW, 2012a).

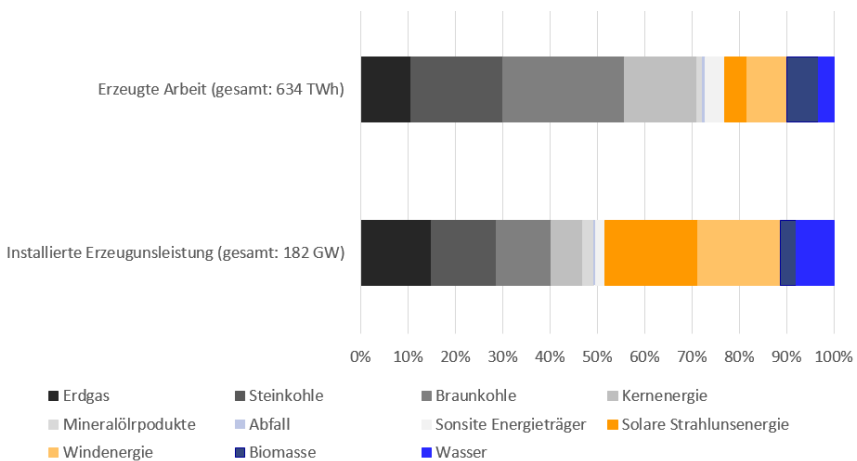


Abbildung 2.2: Installierte Erzeugungsleistung und erzeugte Arbeit 2014 (BNetzA, 2014), (AGEB, 2014).

In Deutschland wurde mit der „Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000“ und der Novellierung des Atomgesetzes 2002 der Ausstieg aus der Kernkraft beschlossen (Bundeskanzleramt, 2000). Dieser Beschluss führte zu vermehrten Beschlüssen

der Kraftwerksbetreiber zum Bau neuer Steinkohlekraftwerke zur Sicherung der Lastdeckung. Derzeit befinden sich 9 Steinkohlekraftwerke in Deutschland im Bau<sup>2</sup>. Die Aufrechterhaltung der gesicherten abrufbaren Kraftwerksleistung gilt als wichtiger Baustein für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung zu international wettbewerbsfähigen Erzeugungskosten. Zum permanenten Ausgleich zwischen der Stromnachfrage einerseits und der Erzeugung aus RES andererseits ist auf absehbare Zukunft ein Verzicht auf fossil befeuerte Kraftwerke nicht vorstellbar. Auch aus Gründen der Netzstabilisierung und der Blindleistungsbereitstellung bilden regelbare Kraftwerke mit ihren rotierenden Massen wichtige Komponenten im elektrischen Energiesystem. Sie müssen hinsichtlich ihrer Anzahl und geografischen Lage den Lastschwerpunkten entsprechend im Netz verteilt sein und so eine verbrauchsnahe Versorgung gewährleisten (EnBW AG, 2011).

Die Regelbarkeit konventioneller Kraftwerke ist die Voraussetzung zur Bereitstellung der sogenannten residualen Last (Nachfrage abzüglich der Einspeisung der erneuerbaren Energien). Dafür eignen sich vor allem Gasturbinenkraftwerke, die maximale Lastgradienten von bis zu 25 % der Erzeugungsleistung pro Minute variieren können. Die Lastgradienten von Kohle- und Kernkraftwerken liegen dagegen nur bei 2 – 6 % pro Minute. Ein weiterer großer Vorteil der Gasturbinenkraftwerke liegt in ihrer niederen Minimallast, die bei unter fünf Prozent der installierten Leistung liegt. Weitere Kennzahlen können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Die erläuterten Regelungsmöglichkeiten konventioneller Kraftwerke sind technisch möglich, stellt die Kraftwerksbetreiber jedoch vor neue Herausforderungen, da Lastwechsel die variablen Kosten der Kraftwerke hauptsächlich aus zwei Gründen in die Höhe treiben: Erstens erlauben Lastwechsel nicht die Erzeugung im optimalen Wirkungsgradbereich. Durch das Betreiben der Kraft-

---

<sup>2</sup> Im Bau befindliche Kohlekraftwerke sind: Hamburg-Morrburg (1640 MW), Wilhelmshaven (731 MW), Datteln 4 (1055 MW), Walsum 10 (725 MW), Hamm (1530 MW), Lünen (750 MW), Staudinger 6 (1100 MW), Karlsruhe Rheinhafen 8 (912 MW), Mannheim 9 (911 MW), (Quelle: bdew Kraftwerkspark in Deutschland, interaktive Kraftwerkskarte mit Informationen zu „in Planung“, „in Bau“ und „in Betrieb“ befindlichen Kraftwerke, Stand Mai 2012).

werke im Teillastbetrieb sinkt der Wirkungsgrad und die spezifischen Rohstoffkosten pro erzeugter Kilowattstunde steigen an. Dies bedingt einen erhöhten spezifischen Luftschadstoff und CO<sub>2</sub>-Ausstoß pro erzeugter Arbeit. Mit der Einführung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels im Jahr 2005 auf europäischer Ebene ist der Kraftwerkseffizienz eine noch bedeutendere Rolle zuteil geworden, da die Verschmutzungsrechte nun käuflich erworben werden müssen, was die Gesteungskosten der ineffizienten Kraftwerke weiter nach oben treibt (Europäische Kommission, 2009), (Ellerman & Buchner, 2007). Derzeit ist dieser Faktor auf Grund der geringen Zertifikatpreise jedoch wieder vernachlässigbar. Ein weiterer Kostenfaktor ist der erhöhte Verschleiß bei häufigen Lastwechseln der zu einer geringeren Lebensdauer der Anlagen führt (Weber, 2010).

Tabelle 2.4: Eigenschaften fossiler Neubau- und nuklearer Bestandskraftwerke nach (Weltenergieerat Deutschland, 2011) mit den Quellen (Balling, 2011), (AREVA, 2010), (Wagner, 2010)

	<b>Druckwasser- reaktoren</b>	<b>Steinkohle- kraftwerk</b>	<b>GuD-Anlage</b>	<b>Gasmo- torkraftwerk</b>
<b>Nennleistung</b>	Bis 1.480 MW	800 MW	400 MW	100 MW
<b>Laständerungen im Lastfolgebetrieb</b>	10%/min (80-100%) 5%/min (50-80%) 2%/min (20-50%)	3-6%/min (40-100%)	4-6%/min (40-100%)	25%/min (0-100%)
<b>Sekundärregelung</b>	60-100%	40-100%	50-100%	0-100%
<b>Minimallast</b>	40-55%	20-40%	40-50%	<5%
<b>Wirkungsgrad 100% P<sub>Nenn</sub></b>	32-35%	45-47%	60-61%	45%
<b>Wirkungsgrad 50% P<sub>Nenn</sub></b>	33-34%	45-47%	60-61%	45%
<b>Blockanfahrzeit bei Stillstand von 8, 48 und 120 Stunden</b>	8h: 60-120 min 48h: 2-3 h 120 h: 15-20 h	80-150 min 3-5 h 5-10h	30-60 min 1-1,5 h 2-3 h	5 min 15 min 15 min



## 2.4 Preisfindung an der Börse – die Merit Order

Bei der Preisfindung auf dem Spotmarkt sind die Grenzerzeugungskosten der konventionellen Kraftwerke ausschlaggebend. Am Tag vor der Leistungserbringung wird die voraussichtlich benötigte konventionelle Kraftwerksleistung als Differenz von Nachfrage und der Einspeisung RES veröffentlicht. Kraftwerksbetreiber, die ihre Kapazitäten noch nicht vollständig über längerfristige Verträge vermarktet haben und den Ansprüchen der ausgeschriebenen Präqualifikationen genügen, können ihre Gebote für einen bestimmten Zeitrahmen und Kraftwerksgröße für einen beliebigen Preis anbieten. Die Kraftwerksbetreiber bieten ihre Erzeugungseinheiten an der Börse theoretisch zu den marginalen Stromgestehungskosten der einzelnen Kraftwerke an. Die erzielte Differenz zum Marktpreis muss daher auch die Fixkosten decken. Diese setzen sich näherungsweise zusammen aus der Annuität  $a$ , den Investitionen  $K_I$ , den Personalausgaben  $K_P$ , Servicekosten  $K_S$ , der erzeugten Leistung und den Volllaststunden pro Jahr ( $\tau$ ), die sich wiederum aus der Anlagenverfügbarkeit und der Auslastung ergeben.

$$K_{Fix} = \frac{a K_I + K_P + K_S}{P \tau} \quad (2.1)$$

Außerdem werden Personal, Versicherungen, Rückstellungen für die Entsorgung, Abriss und Personal, leistungsabhängige Netzverluste, Leistungskosten bei Bezugsverträgen und arbeitsunabhängige Wartung und Instandhaltung zu den Fixkosten gezählt (Ardone, 2008).

Die variablen Kosten setzen sich aus den Brennstoffkosten (inklusive Handel und Transport), den CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten, der Ver- und Entsorgung von Nebenprodukten, den arbeitsabhängigen Netzverlusten, den Arbeitskosten und der arbeitsabhängigen Wartung und Instandhaltung zusammen.

Die Berücksichtigung der genannten Variablen zur Berechnung der Stromgestehungskosten führen dazu, dass Händler teilweise dasselbe Kraftwerk an unterschiedlichen Tagen zu unterschiedlichen Preisen pro kWh an der Börse anbieten. So ist es in der Praxis unwahrscheinlich, dass ein Steinkohlekraftwerk an einem Sommerwochenende den Zuschlag erhalten würde. Bei akutem Leistungsbedarf kurz vor Perioden niedriger Nachfrage (z.B. Wochenende), würde der verantwortliche Händler für ein abgekühltes Steinkohlekraftwerk hohe Anfahrkosten in das Gebot mit aufnehmen, um die Kosten decken zu können. Sollte der Bedarf jedoch schon am Montag für die ganze Woche absehbar sein, so werden die Anfahrkosten auf die längere Erbringungszeit umgelegt und der Händler bietet das Kraftwerk zu niedrigeren Konditionen an.

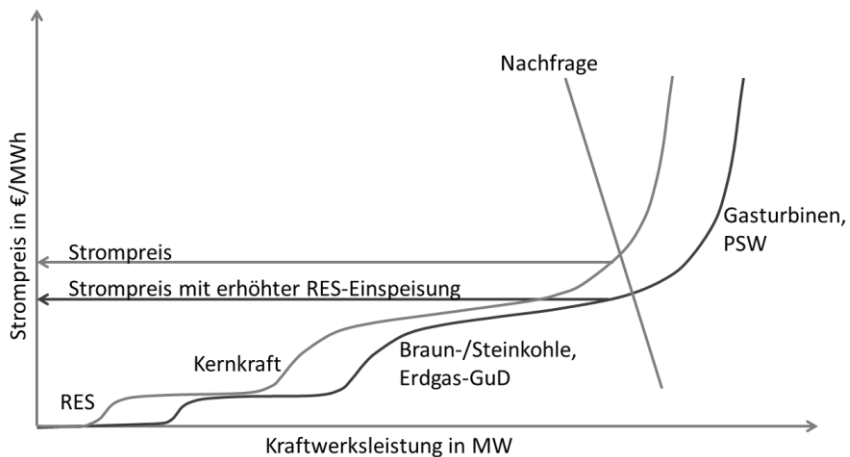


Abbildung 2.3: Preisfindung am Strommarkt, nach Weltenergieat Deutschland (2011)

Nachdem die anonymisierten Gebote ausgewertet wurden, erhalten die Kraftwerke mit den niedrigsten Geboten den Zuschlag für die Deckung der residualen Last um die Elektrizitätsnachfrage kostenminimal zu befriedigen. Das höchste berücksichtigte Gebot eines Kraftwerks, das zur Lastdeckung

einen Zuschlag erhält, bestimmt den gehandelten Spotmarktpreis. Dieser schwankt im Tagesverlauf, da sich die Nachfrage entsprechend der Lastkurve verändert. Der Börsenpreis ist nicht nur von der Zusammensetzung der Gebote, sondern auch von der nicht bepreisten Einspeisung RES und der Nachfrage und Nachfrageelastizität abhängig, wie die Abb. 2.3 zeigt. Eine erhöhte Einspeisung RES ist nach dem EEG (siehe Kapitel 2.8) soweit es die Netzinfrastruktur zulässt von den Netzbetreibern aufzunehmen. Dadurch verringert sich die residuale Last, was dazu führt, dass Kraftwerke mit hohen Grenzkosten keine Berücksichtigung bei der Lastdeckung finden und der gehandelte Börsenpreis sinkt. Die grafische Auswertung der Spotmarktpreise von 2010 im Verhältnis zur nachgefragten Last und der gleichzeitigen Windeinspeisung zeigt diesen Effekt. So sinkt der gehandelte Preis pro kWh mit erhöhter Windeinspeisung. Außerdem würden im Jahr 2010 nur dann negative Preise zur Deckung der Nachfrage gehandelt, wenn mindestens 15 GW Windstrom in das Netz eingespeist wurden.

Den gleichen Einfluss auf die residuale Last hat die Nachfrage. Eine hohe Nachfrage führt dazu, dass auch Kraftwerke mit hohen Grenzkosten zur Lastdeckung benötigt werden. Dadurch steigt der Spotmarktpreis. Steigt der Spotmarktpreis an, so gibt es Verbraucher, die ihren Elektrizitätsbedarf aus dem öffentlichen Netz durch Verzicht, Lastverschiebung oder Eigenproduktion reduzieren. Dies gilt bisher jedoch nur für die großen Industrieverbraucher, deren Endkundenpreis auch den Börsenpreis beinhaltet. Um weitere Regelungspotentiale auf der Nachfrageseite zu heben wird derzeit prototypisch das Erheben dynamischer Preise im Haushaltsbereich getestet. Sobald sich dies im großen Stil durchsetzt, wird die Nachfrageelastizität zunehmend an Einfluss auf die Preisfindung an der Börse nehmen.

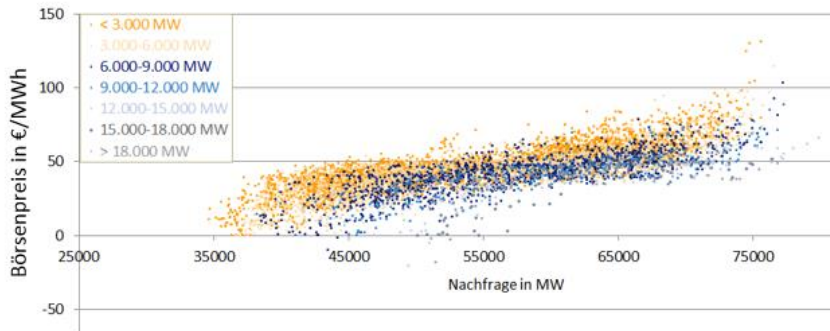


Abbildung 2.4: Beeinflussung der EEX-Spotpreise durch Windstromerzeugung und Nachfrage 2010 (Datenquellen: ENERGINET.dk (2010a), TransnetBW (2012), 50hertz (2012), amprion (2012), TenneT (2012))

## 2.5 Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken

Für die Verfügbarkeit von Kraftwerken gibt es nach (VGB Powertech, 2012) folgende Kennwerte:

- **Zeitverfügbarkeit:** Die Zeitverfügbarkeit ist der Quotient aus der Verfügbarkeitszeit und der Nennzeit (Kalenderzeit). Die Verfügbarkeitszeit ist die Differenz aus Nennzeit und Nichtverfügbarkeitszeit. Die Zeitverfügbarkeit ist ein Maß für die zeitliche Einsatzfähigkeit einer Anlage. Sie ist unabhängig von der Höhe der jeweils verfügbaren Leistung.
- **Arbeitsverfügbarkeit:** Die Arbeitsverfügbarkeit ist der Quotient aus der verfügbaren Arbeit und der Nennarbeit. Die verfügbare Arbeit ist die Differenz aus Nennarbeit und nicht verfügbarer Arbeit. Die Nennarbeit ist das Produkt aus Nennleistung und Nennzeit (Kalenderzeit). Die Arbeitsverfügbarkeit ist ein Maß für die Arbeit, die eine Anlage aufgrund ihres technischen und betrieblichen Zustandes erzeugen kann. Sie berücksichtigt im Unterschied zur Zeitverfügbarkeit auch Teil-Nichtverfügbarkeiten.

$$k_W = \frac{W_V}{W_N} = \frac{W_N - W_{nv}}{P_N \cdot t_N} \quad (5.4)$$

Mit Verfügbarkeit  $k$ , Arbeit  $W$ , Leistung  $P$ , Kalenderzeit  $t$ , verfügbar  $v$ , Nenn  $N$ , nicht verfügbar  $nv$ .

- Zeitausnutzung: Die Zeitausnutzung ist der Quotient aus der Betriebszeit und der Nennzeit (Kalenderzeit). Die Zeitausnutzung ist ein Maß für den tatsächlichen zeitlichen Einsatz einer Anlage. Sie ist unabhängig von der Höhe der jeweiligen Betriebsleistung.
- Arbeitsausnutzung: Die Arbeitsausnutzung ist der Quotient aus der Betriebsarbeit und der Nennarbeit. Die Nennarbeit ist das Produkt aus Nennleistung und der Nennzeit. Die Betriebsarbeit ist das Produkt aus Betriebsleistung und Betriebszeit (Zählerwert). Die Arbeitsausnutzung ist ein Maß für die Arbeit, die eine Anlage tatsächlich erzeugt.

Zudem wird in der Praxis zwischen geplanter Nichtverfügbarkeit (NV) und ungeplanter NV unterschieden. Bei der geplanten NV müssen Beginn und Dauer mehr als vier Wochen vor Eintritt festgelegt werden. Darunter fallen beispielsweise Revisionen und Retrofitmaßnahmen. Bei ungeplanten NV ist der Beginn der NV nicht oder nur bis zu vier Wochen verschiebbar.

VGB Powertech (2012) betrachtet für seine Auswertung den Betriebszeitraum von 2002 bis 2011 mit Betriebskennwerten von insgesamt 229 Kraftwerkeblöcken. Es werden alle Daten berücksichtigt, die bis zum 31. Mai 2012 für den Betrachtungszeitraum bis Ende 2011 von den VGB-Mitgliedsunternehmen online in die KISSY-Datenbank eingetragen wurden. Demnach liegt der Plananteil der Arbeits-Nichtverfügbarkeit der fossil befeuerten Blockanlagen im Jahr 2011 bei 8,3 % und damit um 0,2 %-Punkte höher als das Zehn-Jahresmittel von 2002-2011. Die ungeplante Block-NV liegt mit 8,2 % leicht unterhalb des Niveaus des Plananteils der Arbeits-NV. Die Zahlen decken sich mit den veröffentlichten Daten Österreichischer Kraftwerke (e-control, 2010). Dort geben

die Autoren die Arbeitsverfügbarkeit von Wärmekraftwerken mit dem langjährigen Mittel von insgesamt 86,8 % an.

Für Kernkraftwerke wird die geplante Nichtarbeitsverfügbarkeit mit 7,9 % und die ungeplante NV-Arbeit mit 6,8 % angegeben (VGB Powertech, 2012). Die Nichtverfügbarkeit von WEA wird in der dena II Netzstudie mit 3 % für Onshore und 3,5 % für Offshore angegeben. Die Werte für die WEA beruhen auf weit unvollständigerer Datenbasis, als die Werte der Wärmekraftwerke. Es wird davon ausgegangen, dass zukünftige Forschungsarbeiten belastbarere Kennzahlen ermitteln werden.

Tabelle 2.5: Nichtverfügbarkeit verschiedener Erzeugungstechnologien nach VGB Powertech (2012)

Technologie \ Nichtverfügbarkeit	Fossile Kraftwerke	Kernkraftwerke	Wind Onshore	Wind Offshore
planbar	8,3 %	7,9 %	3 %	3,5 %
unplanbar	8,2 %	6,8 %		

## 2.6 Kritik an der zentralen Rolle der Merit Order

Längerfristige Kontrakte und Geschäfte, die außerhalb der Börse abgeschlossen werden orientieren sich an den Preisen des „Stockmarktes“. Die Volumen, die am preisgebenden „Stockmarkt“ gehandelt werden machen jedoch nur einen kleineren Teil des Handelsvolumens aus. Kritiker sehen darin die Gefahr, dass Kraftwerke, die nicht langfristig vermarktet werden können und daher kurzfristig anbieten die gehandelten Spotmarktpreise in die Höhe treiben (Gerth, 2012). Wie die Abb. 2.5 zeigt, ist das gehandelte Spotmarktvolumen in den letzten Jahren jedoch deutlich angestiegen. Alleine von 2006 bis 2011 hat sich das Volumen von 89 TWh auf 314 TWh mehr als verdreifacht. Damit macht es nun rund 50 % der deutschlandweiten Brottostromerzeugung aus.

Das Verhältnis der gehandelten Volumina von Spot- zu Terminmarkt ist im gleichen Zeitraum von 0,09 auf 0,29 gestiegen. Aus diesem Grund hat die Kritik in den letzten Jahren deutlich abgenommen.

Des Weiteren kritisieren (Wissen & Nicolosi, 2007), dass die Merit Order nur zur Berechnung kurzfristiger Effekte geeignet sei, da sich die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerkparcs durch die zunehmende Integration von RES nachhaltig verändern würde und die Preisbildung von diesen Umständen betroffen sei. (Nitsch et al., 2012) kritisieren, dass die Senkung der Börsenpreise durch die Integration von RES die Differenz zur EEG-Umlage erhöhen und diese Differenz von den Letztverbrauchern getragen werden muss

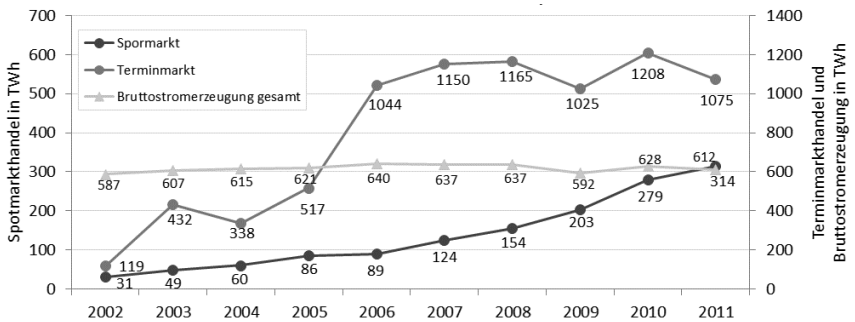


Abbildung 2.5: Gehandelte Volumen am Termin- und Spotmarkt der EEX,  
Quellen: (Statista, 2011), (AGEB, 2012)

Zudem setzt das bestehende Gesetz keine Anreize, Reservekapazitäten bereitzustellen. Diese sind in einem Energieversorgungssystem mit hohem Anteil volatiler Erzeugungstechnologien jedoch sehr bedeutend, da sie bei Kraftwerksausfällen oder dem Ausbleiben von RES-Erzeugung die Versorgung übernehmen können. Durch den stetig wachsenden Anteil RES verlieren konventionelle Kraftwerke beständig an Volllaststunden, was zur Folge hat, dass sich der Betrieb einiger thermischer Kraftwerke nicht mehr rechnet.

Verschiedene wissenschaftliche Studien setzen sich daher mit der Frage der Kapazitätsmärkte auseinander, die die Preisbildung durch die Merit Order entweder ergänzen oder gar ersetzen könnte. Beispielhaft sei hier die Veröffentlichung von (Elberg et al., 2012) genannt.

## 2.7 Besonderheiten des Energiemarktes

In Anlehnung an (Erdmann & Zweifel, 2008) ist der Energiemarkt durch eine Reihe von Eigenheiten gekennzeichnet. Die Bereitstellung von Energie und Elektrizität im Speziellen gilt als essenzielles Gut und ist für viele wirtschaftliche Aktivitäten notwendig. Störungen im Betrieb der Erzeugungsanlagen oder in der Rohstoffversorgung, beispielsweise durch internationale Konflikte, haben weitreichende Folgen. So ist das Bestreben vieler Länder zu erklären, die eine möglichst autarke und rohstoffimportunabhängige Versorgung anstreben. Auch der Eingriff des Staates in die nationale Regulierung natürlicher Monopole, wie dem Betrieb von Transport- und Verteilnetzen ist der herausragenden Bedeutung von Versorgungssicherheit und Preiswürdigkeit geschuldet.

Des Weiteren zieht die Energiewirtschaft durch den Einsatz fossiler und nuklearer Brennstoffe die öffentliche Aufmerksamkeit auf sich. Schadstoffemissionen und die ungelöste Frage der Endlagerung nuklearer Abfälle sind breit diskutierte Kritikpunkte der Bevölkerung (BMU, 2009). Ersichtlich wird dies nicht zuletzt durch großangelegte europäische Projekte wie das „ExternE – External Cost of Energy“ Projekt, bei welchem über einen Zeitraum von 15 Jahren Methoden entwickelt wurden, die Umwelteinflüsse in die Kostenbetrachtung der Energieversorgung miteinbeziehen (Voß, 2012).

Im Falle der Kohleverstromung besteht die Umweltbelastung hauptsächlich aus dem Ausstoß von CO<sub>2</sub>, da die Rauchgasreinigung moderner Kraftwerke die meisten andern Bestandteile größtenteils dem Rauchgas entnimmt. Im Kohlekraftwerk wird die Kohle gemahlen und als Staubpartikel in einen Kessel geblasen, wo sie sich auf Grund von Temperatur und Druck entzündet (EnBW AG, 2011). Die entstandene Wärme wird über die Verdunstung von



Wasser in einem Wasserkreislauf mit Hilfe einer Dampfturbine und einem angeschlossenen Generator in Elektrizität umgewandelt. Das Rauchgas wird in mehreren Stufen gereinigt. Um die Bildung von Stickoxiden ( $\text{NO}_x$ ) zu vermindern, werden bereits in der Feuerungsanlage Maßnahmen zur Stickoxydreduzierung vorgenommen. Als sekundäre Stickoxidminderungsanlage befindet sich hinter der Kesselanlage eine selektive katalytische Reduktionsanlage ( $\text{DeNO}_x$ -Anlage). In dieser wird Stickoxid mit Hilfe von gasförmigem Ammoniak zu Stickstoff und Wasserdampf reduziert. Anschließend scheidet ein Elektrofilter nahezu alle Staubpartikel aus dem Rauchgas heraus. Der nächste Schritt der Rauchgasreinigung ist ein Nasswaschverfahren mit einer Kalksteinsuspension als Absorptionsmittel um den im Rauchgas vorhandenen Schwefel zu binden. Dabei entsteht Calciumsulfid, das im Wäschersumpf durch die Eindüsung von Luft zu Calciumsulfat (Gips) oxidiert wird um der Bauwirtschaft zuzuführen. Gleichzeitig werden im Wäscher auch Fluor- und Chlorwassertroff abgeschieden und der Reststaubgehalt im Rauchgas weiter reduziert. Die Rauchgase bestehen dann hauptsächlich aus  $\text{CO}_2$  und werden durch die Schornsteine der Kraftwerke abgeleitet (Schulenberg, 2008).

Im aktuellen IPCC-Bericht wird der Anstieg der  $\text{CO}_2$ -Konzentration in der Atmosphäre als eine höchst wahrscheinliche Ursache der globalen Erwärmung und in der Folge von Dürreperioden und Wasserknappheit ausgemacht (IPCC, 2013). Unbestritten ist, dass die Emissionen ein global zu behandelndes Thema darstellen, da die Klimagase global wirken. Die Luftschadstoffe hingegen die lokale Luftqualität beeinflussen. Etliche Klimagipfel auf nationaler und internationaler Ebene haben bereits stattgefunden, jedoch konnten bisher kaum konkrete Vereinbarungen der Öffentlichkeit präsentiert werden.

Zudem stellen die verschiedenen Elektrizitätserzeugungstechnologien technische Risiken, die teilweise weitreichende Folgen haben können. Umgeknickte Windräder oder Transportnetzmasten sind dabei noch relativ harmlose Erscheinungen. Die Folgen eines nuklearen Unglücks können hingegen zu lokal erhöhter Strahlung und global zur Neuausrichtung der Energiepolitiken führen, wie es nach dem durch den Tsunami hervorgerufenen Unglück von Fukushima der Fall war. Nur vier Tage nach dem verheerenden Unglück in Folge des Erd-

bebens und des Tsunamis hat die deutsche Politik die Abschaltung älterer Kernkraftwerke beschlossen, wodurch einigen Energieversorgungsunternehmen große Umsatzeinbußen entstanden sind.

Eine weitere Besonderheit des Energiemarktes ist eine sehr ausgeprägte Vorlauf-, Investitions- und Nutzungszeit bei der Erstellung und dem Betrieb der Erzeugungsanlagen. Hohe Investitionssummen bei großen Anlagen machen dies erforderlich. Diese Tatsache führt dazu, dass wirtschaftliche und gesellschaftliche Veränderungen in einem marktwirtschaftlichen Umfeld nur träge umgesetzt werden können. Auch der sehr kurzfristige Beschluss des Kernenergieausstiegs war nicht wirtschaftlich, sondern politisch bedingt. Die Trägheit der Investitionszyklen führt zu schwer prognostizierbaren Neubauplänen der Kraftwerksbetreiber und kann langfristig zu Über- bzw. Unterkapazitäten führen. Dieser Untersuchungsgegenstand wurde bereits ausgiebig mit System Dynamics erforscht. Eine Zusammenfassung wird im Kapitel 4 gegeben.

## **2.8 Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)**

Aufgrund des gesellschaftlichen und politischen Konsenses, die Stromerzeugung vermehrt durch emissionsarme Erzeugungseinheiten durchzuführen und die Importabhängigkeit von Primärenergieträgern zu reduzieren, wurde in Deutschland bereits am 7. Dezember 1990 das Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) verabschiedet (Bundesgesetzblatt Teil I, 1990). Im § 1 regelt dieses Gesetz die Abnahme und die Vergütung von Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Deponiegas, Klärgas oder aus Produkten oder biologischen Rest- und Abfallstoffen der Land- und Forstwirtschaft gewonnen werden, durch öffentliche Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Nach § 2 sind die Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen und den eingespeisten Strom nach vorgegebenen Sätzen zu vergüten. Die Vergütung für Wind- und PV-Strom wurde auf 65 % des Durch-

schnittserlöses je kWh aus der Stromabgabe von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an alle Letztverbraucher festgelegt. Für gute Windstandorte war dieser Vergütungssatz kostendeckend und führte zu einem deutlichen Anstieg an installierter Windleistung in Deutschland. Am 1. April 2000 wurde das Stromeinspeisungsgesetz durch das Erneuerbare Energien Gesetz abgelöst (EEG, 2009, 2010, 2011, 2012). Neben der Ausweitung auf die Erzeugungstechnologie der Geothermie wurden neue Vergütungssätze beschlossen, die auch den Zubau von PV mit 50,6 ct/kWh wirtschaftlich darstellen ließen. Seither gab es immer wieder Novellen, die das EEG nachbesserten, jedoch die ursprüngliche Intention beibehielten. Nach der Einführung des Einspeisetarifs in Deutschland wurde das Modell weltweit in mindestens 61 Ländern und 26 Provinzen eingeführt und repräsentiert das am weitesten verbreitete Förder-system für RES (REN21, 2011).

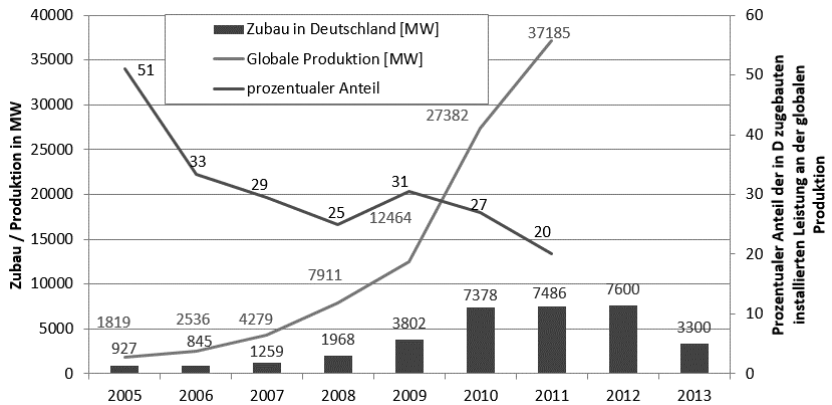


Abbildung 2.6: Zubau und globale Produktion von PV-Anlagen (Photon, 2011b), (IWR, 2013a), (PV magazine, 2014)

Seit der Verabschiedung des Stromeinspeisungsgesetzes wurde in Deutschland zunächst ein erheblicher Zuwachs an installierter Windleistung und später PV-Leistung verzeichnet. Die Förderung führte nach der Anlaufphase dazu, dass

im Jahr 2009 rund 31 % der globalen PV-Produktion auf deutschen Dächern installiert wurde. Im darauffolgenden Jahr hat sich der Zubau fast verdoppelt, jedoch führten die stark erhöhten Produktionskapazitäten in Asien zu einem niedrigeren Anteil an der globalen Produktion.

Die installierte PV-Leistung wurde laut Bundesnetzagentur bis zum Stichtag des 31.07.2012 auf 29,7 GW und die Windleistung bis zum Stichtag des 31.12.2011 laut Bundesverband Windenergie auf 29,1 GW ausgebaut (BWE, 2011), (BNetzA, 2012b). Die durchschnittliche Deutsche Last von 60 GW (518 TWh/8760h) wird im Jahr 2012 aller Voraussicht nach deutlich über 20 % aus RES gedeckt werden.

## **2.8.1 Kritik am EEG**

Die Förderung der RES wird über die Umlage finanziert. Der Verbraucher zahlt pro bezogener kWh einen Betrag, der jährlich am 15. Oktober für das darauffolgende Jahr festgesetzt wird und sich dem Ausbau der RES entsprechend verändert. Die Umlage berechnet sich aus der Differenz des durchschnittlichen Börsenpreises und der gezahlten Vergütung für erneuerbaren Strom. Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 stieg die EEG-Umlage von 0,2 ct/kWh auf 3,592 ct/kWh (BNetzA, 2011b), (Plattform Energiewende 2012). Für das Jahr 2013 ist gar eine Erhöhung auf über 5,2 ct/kWh beschlossen (BNetzA, 2012c). Stromintensive Unternehmen und Schienenbahnbetreiber fürchteten aufgrund der steigenden EEG-Umlage um ihre Existenz und setzten sich für eine Befreiung der Umlage ein. §§ 40 ff EEG begrenzen die Umlage für die begünstigten privilegierten Letztverbraucher daher (Nitsch et al., 2012). Neben dem Kritikpunkt, dass die Umlage seit der Einführung jedes Jahr gestiegen ist, wird daher auch kritisiert, dass die Bürger und nicht stromintensive Unternehmen für eine versteckte Subvention an die privilegierten Letztverbraucher aufkommen müssen.

Außerdem wird kritisiert, dass Mieter gut situierte Hauseigentümer mit ihrer Stromrechnung subventionieren (Jungbluth, 2011). In der Tat werden rund 40% der PV-Anlagen von Privatpersonen gehalten, die überwiegend Eigen-

heimbesitzer sind (Wirth, 2012). Mieter können sich zwar an PV-Anlagen beteiligen, jedoch ist die Hürde, fremde Dächer zu bestücken oft der Grund, weshalb Mieter nicht in PV-Anlagen investieren.

Ein weiterer Kritikpunkt ist, dass RES nicht bedarfsorientiert zugebaut werden. Da die Vergütung von der erzeugten Arbeit der jeweiligen Anlage abhängt, werden WEA meist im windigen Norden und PV-Anlagen meist im sonnigen Süden Deutschland installiert. Während die PV-Produktion hauptsächlich die Niederspannungsnetze belastet und regional verbraucht werden muss, wirkt sich die eingespeiste Windenergie auch auf die Mittelspannungsnetze aus. Bei Starkwinden kann nicht immer die volle Leistung in das Netz eingespeist werden, da die Netzinfrastruktur dies nicht zulässt. Eine bessere Verteilung der Windenergieanlagen würde die Netzproblematik vermindern, jedoch setzt die Förderrichtlinie dafür bisher keinen Anreiz.

Zudem wird kritisiert, dass mit Hilfe von deutschen Subventionen ein Industriezweig aufgebaut wird, der sich langfristig nicht in Europa halten könne. Tatsächlich haben asiatische und vor allem chinesische Hersteller in den letzten Jahren massiv Produktionskapazitäten aufgebaut, die heute zu Überkapazitäten führen und auf dem deutschen Markt zu einer regelrechten Pleitewelle führten. 2011 und 2012 haben mit Solon SE und Q-Cells SE zwei börsennotierte Solarunternehmen aus Deutschland die Krise nicht intakt überlebt. Der asiatische Hersteller Hanwha legte ein Angebot für Q-Cells vor (FTD, 2012) und SOLON SE stellte Antrag auf Eröffnung des Insolvenzverfahrens (Solon SE, 2011). Auch Arise Technologies Deutschland GmbH, Conenergy AG und Schott Solar AG stellten die Produktion in Deutschland ein bzw. meldeten Insolvenz an. Die Geschäftsaufgabe der großen deutschen Hersteller führte dazu, dass seit Beginn der großindustriellen PV-Anlagenproduktion keine europäische Firma unter den zehn größten Solarherstellern weltweit vertreten war. Dafür finden sich in den Top Ten 2011 sechs chinesische, zwei taiwanesischen und zwei Anbieter aus den USA wieder, die selbst überwiegend in China produzieren (Hering, 2012).

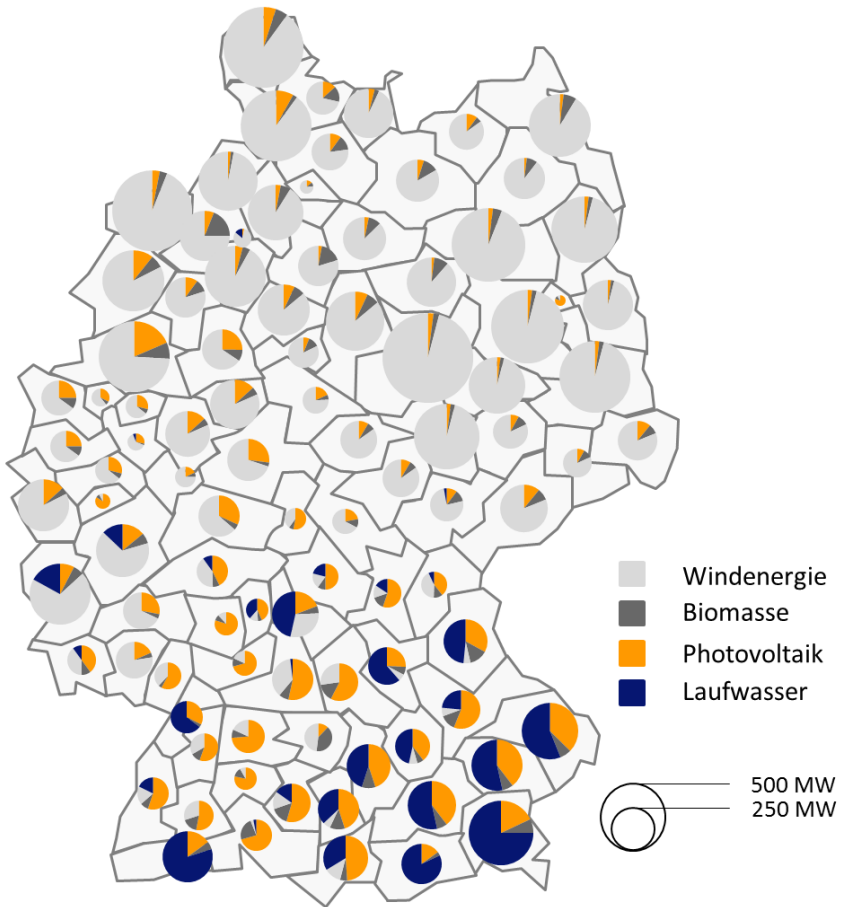


Abbildung 2.7: Regionale Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien nach (Bundesinstitut für Bau-, Stadt-, und Raumforschung, 2010)

## 2.9 Besonderheiten bei der Erzeugung mit RES

Die Erzeugung durch RES zeichnet sich durch eine kaum steuerbare hohe Volatilität aus. Im Jahr 2011 schwankte das Einspeiseniveau zwischen 0 und 425 % bezogen auf das Jahresmittel. Diese Schwankungen sind stochastischer Natur. Die Schwachwindperioden in Abb. 2.9 sind nur von kurzer Dauer, was auch in den Daten anderer Jahre wiedergefunden werden kann, jedoch gab es von 2002 bis 2010 sieben Schwachwindperioden mit einer Dauer von über 12 Tagen und 6 Schwachwindperioden mit einer Dauer von 10-12 Tagen, wobei ein Schwachwindtag als Kalendertag definiert ist, an dem die WKA weniger als 10 % ihrer installierten Leistung erbringen (Lambertz, 2011). Auf Grund der immer besser werdenden Prognosegenauigkeit der Windenergieeinspeisung und dem vorhandenen konventionellen Kraftwerkspark, können diese Schwachwindphasen bisher durch den Einsatz fossiler Brennstoffe überwunden werden. Die große Herausforderung der Zukunft ist jedoch, mit einem im Umfang deutlich reduzierten konventionellen Kraftwerkspark längere Phasen ohne Einspeisung der RES zu überbrücken.

Im Gegensatz zu den kurzfristigen Schwankungen der Windenergieeinspeisung zeigt Abb. 2.8 zudem typische Jahreslastgänge auf, die ein immergleiches jahreszeitliches Profil ausmacht. Es ist erkennbar, dass sich die windstarken Monate eher auf das erste und vierte Quartal eines jeweiligen Jahres verteilen und die windschwachen Monate tendentiell in der Mitte der Jahre liegen.

Dieses „jahreszeitliche Profil“ ist in den verschiedenen Jahren unterschiedlich stark ausgeprägt. So ist es zu erklären, dass die eingespeiste Windenergie von 2008 bis 2010 trotz kontinuierlichem Leistungszubau durchweg sank. Während 2008 in Deutschland ca. 39,8 TWh durch WEA erzeugt wurden, waren es 2009 nur etwa 37,4 TWh und 2010 35,8 TWh. In relativen Werten ausgedrückt heißt das, dass trotz 7 bzw. 6 % erhöhter installierter Leistung, im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr 6 bzw. 4 % weniger Elektrizität durch WEA erzeugt werden konnte. In Volllaststunden ausgedrückt ging die Einspeisung von 1.699 im Jahr

2008 auf bis zu 1.390 im außerordentlich schwachen Windjahr 2010 zurück (vgl. Tabelle 2.6).

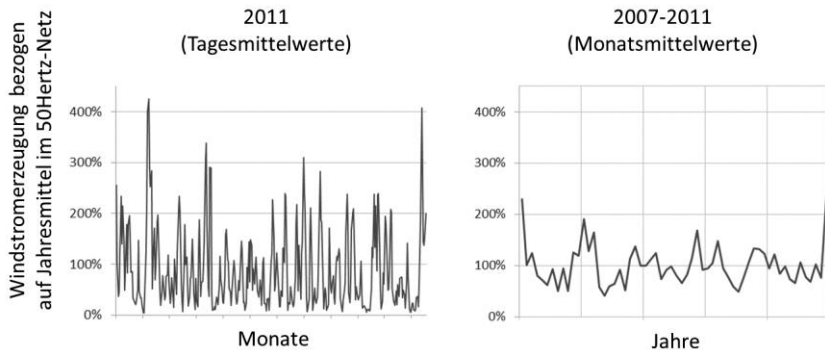


Abbildung 2.8: Schwankungen der Windstromerzeugung (amprion, 2012)

Tabelle 2.6: WEA-Einspeisedaten für Deutschland von 2008 – 2013, Quellen: (AGEB, 2014), (BWE, 2013)

Jahr	Erzeugt	installiert	Volllaststunden
2008	40,6 TWh	23,9 GW	1699
2009	38,6 TWh	25,8 GW	1496
2010	37,8 TWh	27,2 GW	1390
2011	48,9 TWh	29,1 GW	1680
2012	50,7 TWh	31,0 GW	1635
2013	53,4 TWh	33,7 GW	1585

Die weitaus größte erneuerbare Energiequelle der Erde ist die Sonne. Von der Sonne erreicht jährlich eine Energiemenge von  $1,08 \cdot 10^{18}$  kWh die Erdoberfläche. Dies entspricht in etwa dem 10.000fachen des Weltprimärenergiebe-



darfs und beträgt damit weit mehr als alle verfügbaren fossilen oder nuklearen Energiereserven (Quaschnig, 2011). Zur Nutzung der direkten Sonnenenergie können unter anderem die folgenden Techniken eingesetzt werden: solarthermische Kraftwerke, Solarkollektoren zur Wärmeenergieerzeugung, Photovoltaikzellen zur Stromerzeugung und Photolyseeinrichtungen zur Brennstoffherstellung (Quaschnig, 2011). Die Umwandlungseffizienz der Solarenergie hängt hauptsächlich von der Strahlungsintensität, der Ausrichtung der Kollektoren und der Umgebungstemperatur ab. Die Strahlungsintensität sorgt für einen ausgeprägten tageszeitlichen Einspeiseverlauf, der zur Mittagszeit sein Maximum erreicht, während über die Nachtstunden hinweg keine Sonnenenergie erzeugt werden kann. Im Vergleich zur Windenergieeinspeisung weist die Einspeisecharakteristik der PV-Anlagen in Deutschland sowohl ein starkes tageszeitliches als auch jahreszeitliches Profil mit hohen Einspeisewerten zur Mittagszeit und in den Sommermonaten auf. Grund dafür sind vor allen Dingen die höhere Strahlungsintensität und die längere Sonnenscheindauer in den Sommermonaten.

Neben dem Vorhandensein der Netzinfrastruktur hängt die Nutzung der von RES erzeugten Energie in relevanten Größenordnungen im liberalisierten Markt insbesondere davon ab, wie genau ihre Erzeugungsbedingungen zur Integration ins Versorgungssystem bekannt sind. Erschwert wird dies durch die Abhängigkeit der erzeugten Windleistung von der aktuellen Wetterlage sowie den unterschiedlichen spezifischen Umgebungsbedingungen der Standorte (Rohrig, 2005) und der Schwankung in der Erzeugung. Ungleichgewichte zwischen erwarteter Einspeisung und Entnahme treten aufgrund von Lastprognosefehlern, ungeplanten Kraftwerksausfällen oder durch Prognosefehler der Windenergieeinspeisung in Gebieten mit hohem Anteil an Windenergieleistung auf (Möst, 2006).

Gerade die ungenaue zeitliche Vorhersage von starken aufkommenden Winden kann zu größeren Abweichungen der prognostizierten zur realen Leistung führen und muss ggf. mit Mechanismen des Regelenergiemarktes ausgeglichen werden. Beispielsweise wurde am 22. August 2010 im Netzgebiet der TenneT-Netz AG mit einem starken Windaufkommen gerechnet. Der Wind

setzte jedoch deutlich früher ein, als erwartet, was zu einer Abweichung von Prognose zur Einspeisung von über 3 GW führte, die über den Regelenergiemarkt von konventionellen Kraftwerken gedeckt werden musste (TenneT, 2012). Die kurzfristigen Änderungen der optimalen Fahrweise von konventionellen Kraftwerken können zu hohen Stromgestehungskosten führen. Beispielsweise durch schnelles Anfahren für kurze Einsatzzeiten. Aus diesem Grund führen präzise Vorhersagen der RES zu einem effizienten Einsatz konventioneller Kraftwerke was zu erheblichen Kosteneinsparungen führen kann.

## **2.10 Ausbau RES – Vergleich und Einordnung verschiedener Konzepte**

Deutschland zählt mit seinen steigenden RES-Kapazitäten zu den absoluten Vorreitern auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien. Dies wird seitens der Politik als Wettbewerbsvorteil gedeutet und soll weiterhin ausgebaut werden, um unabhängiger von Primärenergieimporten zu werden.

Im Energiekonzept der Bundesregierung (BMWi, 2010), werden die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Erzeugungstechnologien für Deutschland definiert. Bis 2020 soll demnach der Anteil der Stromerzeugung auf 35 % steigen und bis 2050 auf 80 % ausgebaut werden. Außerdem gibt es etliche Ausbauszenarien der jeweiligen Bundesländer, Interessens- und Politikgruppen, die als Grundlage der öffentlichen Diskussion und verschiedener Simulationen dienen. So gibt es Szenarien die eine 100 prozentige erneuerbare Energieversorgung im Jahr 2050 anstreben, andere wiederum prognostizierten Entwicklungspotenziale und Ausbaumöglichkeiten verschiedener Technologien und berechnen über einen Top-Down Ansatz mögliche Szenarien. In der Diskussion über die künftige deutsche Energieversorgung werden hauptsächlich drei Szenarien zitiert, die im Folgenden jeweils kurz beschrieben und auf ihre Eintrittswahrscheinlichkeit geprüft werden.

### **2.10.1 Energiekonzept der Bundesregierung – BMWi (2010)**

Im Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung (BMWi, 2010), werden die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien für Deutschland seitens der Bundesregierung definiert. Bis 2020 soll demnach der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung auf 35 % steigen. Für die Folgezeit strebt die Bundesregierung folgende Entwicklung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch an: 50 % bis 2030, 65 % bis 2040, 80 % bis 2050. Dies soll hauptsächlich durch den Zubau von Wind- und PV-Anlagen erreicht werden, wobei keine der erneuerbaren Erzeugungstechnologien eine installierte Leistung von 60 GW überschreitet. Das entwickelte Konzept reicht bis in das Jahr 2050. Die Ziele sind jeweils in 10-jahres Schritten aufgeführt.

### **2.10.2 Dena-Netzstudie II – dena (2010)**

Die deutsche Netzagentur analysiert in der Netzstudie II (DENA, 2010a) die Entwicklung des deutschen Kraftwerkparks, und leitet daraus den Bedarf neuer Stromübertragungsnetze ab. Die zugrunde gelegten Ausbauszenarien der RES werden von dem Energiekonzept der Bundesregierung übernommen und leicht abgeändert. Der Studie wurde große Beachtung geschenkt, da davon auszugehen ist, dass eine veränderte Auslegung und Betriebsweise der Übertragungsnetze auf Grund neuer Anforderungen durch das auftretende Ungleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch nötig werden wird. Das erklärte Ziel der Autoren ist es, geeignete Systemlösungen für das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem mit Ausblick auf 2025 zu untersuchen, um einen Anteil von 39 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in das Übertragungsnetz in Deutschland bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgungssicherheit und Berücksichtigung der Auswirkungen des liberalisierten Energiemarkts vollständig zu integrieren (DENA, 2008a).

### **2.10.3 Leitstudie – BMU (2010)**

Die Leitstudie 2010 geht von einem wesentlich entschiedeneren Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen aus. In 5-Jahres Schritten werden bis zum Jahr 2030 und in 10-jahres Schritten bis zum Jahr 2050 Szenarien entwickelt, die sich hinsichtlich Restlaufzeit der Kernkraftwerke und Durchdringung der Elektromobilität unterscheiden. Hinterlegt sind zudem die demographische Struktur und ein wachsendes Bruttoinlandsprodukt (bis 2020 um durchschnittlich 1,1 % pro Jahr). Zudem wird im Basisszenario davon ausgegangen, dass die Primärenergieproduktivität um 2,7 % pro Jahr steigt (BMU, 2010).

### **2.10.4 Vergleich der Studien**

Die drei skizzierten Studien gehen von verschiedenen Ausbauszenarien aus, die allesamt auf Grund des schnell wachsenden Marktes schon kurz nach ihrer Veröffentlichung überholt waren. So sehen die PV-Ausbauszenarien für die Jahre 2016 – 2018 das Erreichen einer installierten Leistung von 30 GW<sub>p</sub> voraus. Diese Grenze wurde bereits im Juli 2012 überschritten. Dies zeigt, dass die Vorhersage des Ausbaus RES mit großen Unsicherheiten behaftet ist und von vielen Faktoren u.a. der finanziellen Förderung abhängt. Daher verwundert es nicht, dass in der Rückschau die Wirklichkeit nur äußerst selten mit den prognostizierten Werten übereinstimmt. Für die Implementierung des vorgestellten Modells wurden aus den diskutierten Szenarien drei mögliche Ausbaupfade abgeleitet.

Für die Technologie der Photovoltaik werden ausgehend von rund 30 GW installierter Leistung im Jahr 2012 drei quasilineare Ausbaupfade beschrieben. Der schwache Ausbau erreicht im Betrachtungshorizont bis zum Jahr 2030 eine installierte Peakleistung von 40 GW, im Szenario des mittelstarken Ausbaus 60 GW und bei starkem Ausbau 80 GW.

Auch die Onshorewindkraftanlagen hatten im Jahr 2012 eine installierte Leistung von rund 30 GW. Da Starkwinde bereits heute vermehrt zu Abschaltungen der Windräder führen, wird in den drei beschriebenen Szenarien im

Vergleich zur Photovoltaik von deutlich weniger Zubau ausgegangen. Die installierte onshore Windleistung beträgt in den Szenarien schwacher/mittlerer/starker Ausbau am Ende des Betrachtungshorizonts im Jahr 2030 33/44/55 GW.

Hinsichtlich des Ausbaus der offshore Windkraftanlagen gibt es hehre politische Ziele. Erste kleine Windparks wurden in Nord- und Ostsee installiert um Erfahrungen im Bau und Betrieb zu sammeln. Ausgehend von wenig existierenden Anlagen wird in den Szenarien von exponentiellem Zubau bis 2030 ausgegangen. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes wird je nach Szenario von einer installierten Leistung von 12-36 GW ausgegangen. Im Vergleich zur onshore Windkraft liefern die im Meer installierten Anlagen weniger volatil. Aus diesem Grund wird ihnen beim Umbau des Energiesektors von konventionellen zu regenerativen Anlagen eine große Rolle zugeschrieben. Die entwickelten Ausbauszenarien können nach Erzeugungstechnologien geordnet der Abb. 2.12 entnommen werden können.

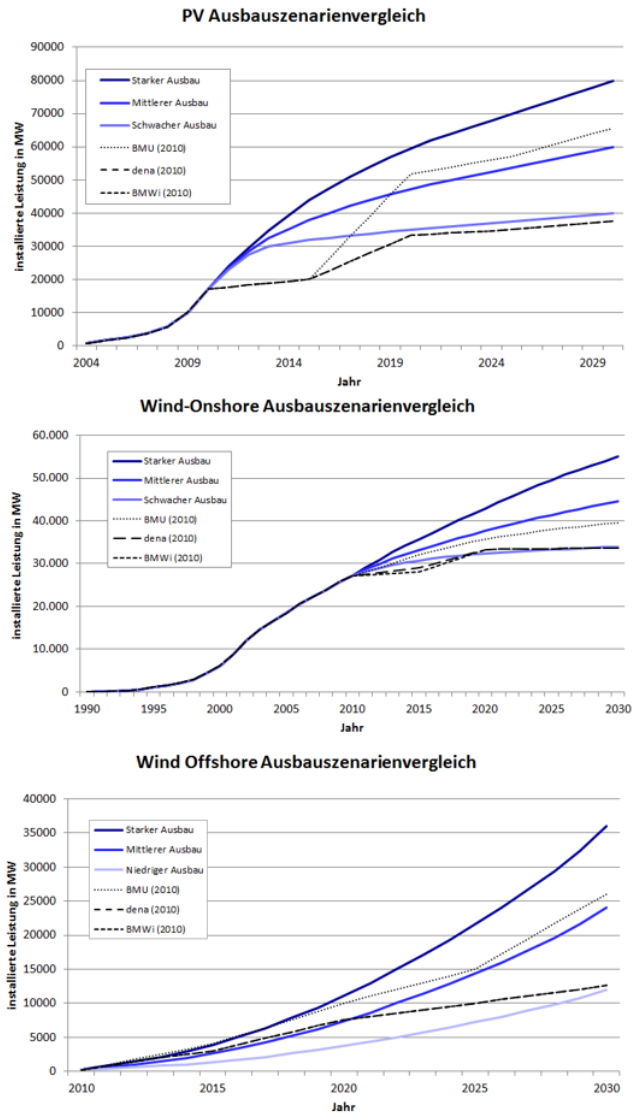


Abbildung 2.9: Vergleich der Ausbauszenarien verschiedener Technologien ausgewählter Studien. In Blau: verwendete Szenarien für Simulation.

## 2.11 Stromaustausch mit den Nachbarländern

Aufgrund der zentralen Lage Deutschlands in Europa und dem historisch gewachsenen europäischen Verbundnetz, besteht ein reger Elektrizitätsaustausch zwischen Deutschland und seinen Anrainerstaaten. Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) beziffert im Integration EE, Endbericht die Grenzkoppelstellen auf rund 20 GW, die sich wie folgt auf die Nachbarländer aufteilen:

Tabelle 2.7: Grenzkoppelleistung in MW von D nach

AT	CH	CZ	DK	FR	NL	NOR-DEL	PL
2700	4400	2300	1500	2810	4000	1195	1100

Die durchschnittliche Netzauslastung kann mit den Stromim- und exporten ermittelt werden. Deutschland importiert seit dem Jahr 2006 zwischen 2,5 und 5,1 TWh pro Monat. Dies entspricht rund 7 % des deutschen Bruttostromverbrauchs<sup>3</sup>, der zwischen dem Jahr 2000 und 2008 von 580 TWh/a auf 615 TWh/a angestiegen ist. Der Export in Deutschland erzeugter Elektrizität schwankt stärker und überwiegt deutlich den Import. Zwischen 2006 und 2011 exportierte Deutschland zwischen 2,8 und 7,8 TWh pro Monat, wobei in den windreichen Wintermonaten deutliche Exportspitzen zu beobachten waren. Dies ist dadurch zu erklären, dass eine erhöhte Windeinspeisung zu niedrigen Spotmarktpreisen führt und Nachbarländer diese Niedrigpreisperioden zum Anlass nehmen Elektrizität aus Deutschland zu beziehen. Zudem ist das deutsche Stromnetz nur begrenzt in der Lage, große Windproduktionsmengen

<sup>3</sup> Bruttostromverbrauch schließt die Verluste für die Übertragung und Verteilung sowie den Pumpstrombedarf mit ein, Vgl, BMWi 2011, Zahlen und Fakten Energiedaten, Nationale und internationale Entwicklung, abgerufen am 13.11.2012  
[www.bmwi.de/bmwi/navigation/energie/statistik-und-prognosen/energiedaten/gesamtausgabe.html](http://www.bmwi.de/bmwi/navigation/energie/statistik-und-prognosen/energiedaten/gesamtausgabe.html)

selbst zu verteilen. Die folgende Grafik gibt die Kohärenz zwischen Windstrom-einspeisung und Stromexport wieder.

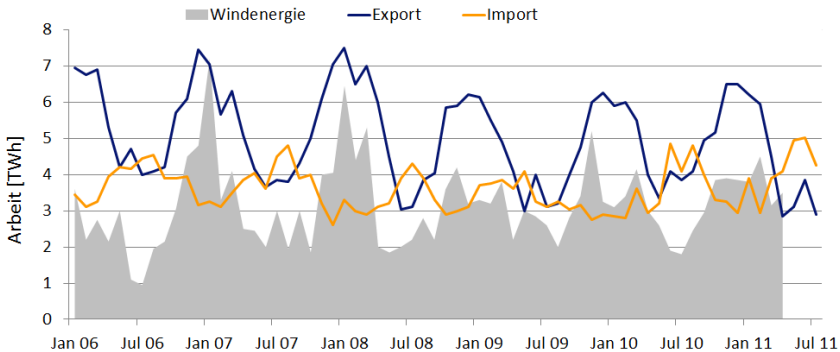


Abbildung 2.10: Stromexporte und –importe, Windenergieerzeugung nach DENA (2012)

Die oben aufgeführten Zahlen ergeben eine mittlere importbedingte Grenzkoppelstellenbelastung von 4,9 MW und eine exportbedingte Grenzkoppelstellenbelastung von 7,5 MW. Bezogen auf die zur Verfügung stehenden 20.000 MW ist deutlich erkennbar, dass der Strommarkt zu einem Großteil national geprägt ist und der internationale Austausch hauptsächlich zur Netzstabilität und zum Ausnutzen großer Preisdifferenzen dient. Netzstabilität und Preisdifferenzen werden durch die Integration RES deutlich beeinflusst, weshalb im Folgenden eine nähere Betrachtung der Ausbauszenarien deutscher Nachbarstaaten angestellt wird.

## 2.12 Situation und Ausbauszenarien in den Anrainerstaaten

Um den Einfluss der angrenzenden Länder auf Deutschland abzuschätzen werden zunächst Ländergruppen gebildet, die im Folgenden als Nachbarregionen behandelt werden. Diese Ländergruppen teilen sich wie folgt auf:



Tabelle 2.8: Aufteilung der Ländergruppen

Ländergruppe	Betrachtete Länder
Nord	Dänemark, Norwegen, Schweden, Finnland
Ost	Polen, Tschechien, Slowakei, Ungarn
Süd	Österreich, Schweiz, Italien
West	BeNeLux, Frankreich, Spanien

Die jeweiligen Ländergruppen bestehen nicht ausschließlich aus den deutschen Nachbarländern, sondern auch aus relevanten Nachbarländern zweiten Grades, die auf Grund ihrer Eigenschaften Einfluss auf das Geschehen im Deutschen Netzverbund nehmen.

Für die jeweilig betrachteten Räume werden relevante Daten des konventionellen Kraftwerkparcs, die installierte Leistung RES und deren Ausbaupläne zusammengetragen. Mit Hilfe der recherchierten Daten werden ein Main- und ein Understreamszenario nach der vom Fraunhofer ISI entwickelten Szenariomethodik gebildet (Teufel, B., 2010). Das Mainstreamszenario gibt die Entwicklung an, die vom Autor als wahrscheinlich angesehen wird, wohingegen das Understreamszenario aus der Sicht des Autors unwahrscheinlichere Entwicklungen in die Betrachtung miteinschließt. In einem nächsten Schritt werden die recherchierten Entwicklungen in den Nachbarländern auf die Relevanz für Deutschland untersucht. Je nach Ausgestaltung der Netzkoppelstellen ist ein unterschiedlich großer Einfluss zu erwarten.

In einer anschließenden Diskussion wird die Entscheidung begründet, warum das vorgestellte Modell nur den deutschen Raum abbildet. Im Folgenden werden die Regionen einzeln diskutiert und in einem abschließenden Abschnitt gesammelt interpretiert.

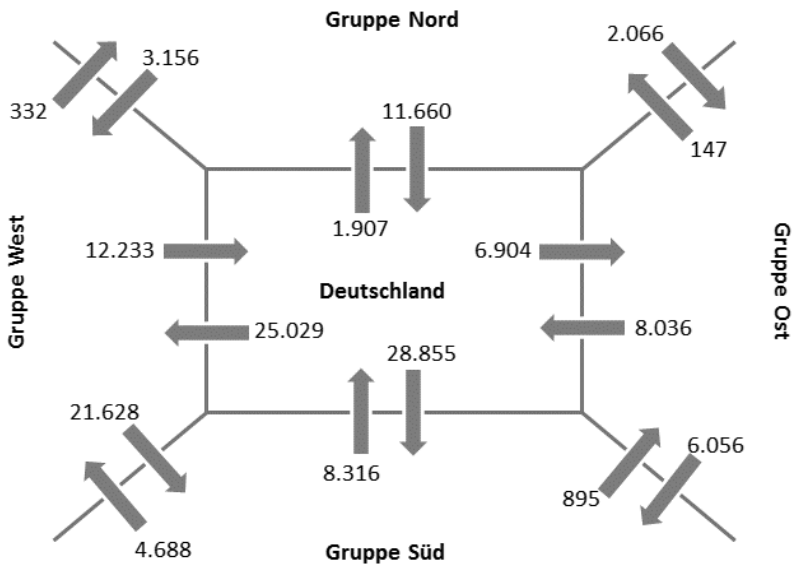


Abbildung 2.11: Austausch in MWh an den Grenzkoppelstellen zu den Nachbarregionen in 2007 (ENTSO-E, 2008)

## 2.12.1 Eigenschaften des Energiemarktes der nördlichen Nachbarregion und Ausblick

Die nördliche Region besteht aus den Ländern Dänemark, Norwegen, Schweden und Finnland. Dänemark ist seit der Ölkrise in den 70er Jahren ein Vorreiter hinsichtlich der Einführung RES und deren Akzeptanz in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Für das übergeordnete Ziel bis 2050 auf eine 100 %ige erneuerbare Energieproduktion umzusteigen (Lund & Mathiesen, 2007) stellen Versorgungssicherheit und ökologisches Wachstum wichtige politische Eckpfeiler (Danish Ministry of Climate and Energy, 2011). 2010 wurde in Dänemark 35 TWh Strom erzeugt, wobei 43 % durch Steinkohle, 23 % sowohl durch Gaskraftwerke als auch Windturbinen und 11 % durch Biomasse erzeugt wurden.

Die Main- und Understeamszenarien gehen von einem deutlichen Zubau der Windkraft und teilweise der Biomasse aus (European Commission, 2010), (Danish Ministry of Climate and Energy, 2011), (European Renewable Energy Council, 2011). Auf Grund der geringen installierten Gesamtleistung des Kraftwerksparks wirkt sich der Windkraftzubau von rund 3 GW deutlich auf das Portfolio aus.

Norwegen erzeugte 2010 96 % des Stroms aus Wasserkraft und damit nahezu CO<sub>2</sub>-frei. Im selben Jahr hatte Norwegen einen Netto-Import von 7,5 TWh zu verzeichnen, der sich wie folgt aufteilt (Export nach; Import von) (Norwegian Water Resources and Energy Directorate, 2011):

- Schweden (4,1 TWh; 8,0 TWh)
- Dänemark (1,5 TWh; 4,1 TWh)
- Niederlande (1,4 TWh; 2,3 TWh)
- Finnland (0,2 TWh; 0,1 TWh)

Auch hier sehen die Szenarien für die Zukunft einen deutlichen Ausbau der Windenergie vor, wobei auch Biomasse gefördert werden soll (Tippelt, 2010). Die zusätzlichen Erzeugungskapazitäten werden nicht zu Überkapazitäten führen, da durch den Ausbau von Unterseekabeln zu den Niederlanden, Deutschland und Großbritannien nach heutiger Planung über 6 GW zwischen den Ländern gehandelt werden können (ENTSO-E, 2012a). Die Szenarien gehen davon aus, dass die Erzeugung durch Wasserkraft kaum ausgebaut werden kann, da die noch verbleibenden Potenziale größtenteils in Naturschutzgebieten liegen (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2008). Jedoch können bestehende Wasserkraftwerke als Pumpspeicher umgerüstet werden, wogegen sich bisher aber die Bevölkerung ausspricht (Lindberg, 2012). Die Speicherkapazität Norwegens wird auf 84 TWh, dem 2.100-fachen der deutschen Kapazität geschätzt, wobei der Großteil reine Speicherkraftwerke, ohne Pumpmöglichkeiten sind (Janzing, 2010).

Schwedens Hauptziele sind die ökologische Nachhaltigkeit, die Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit und der sicheren/unterbrechungsfreien Energieversor-

gung. Auf dem Weg zur Umsetzung dieser Ziele wird vor allem der Ausbau der Windkraft vorangetrieben. Das Festhalten an der Kernkraft – jedoch ohne weiteren Ausbau – zusammen mit dem großen Anteil der Wasserkraft an der Stromproduktion sorgen für eine CO<sub>2</sub>-arme Stromproduktion. Nur 14 % der installierten Kraftwerksleistung sind fossile Kraftwerke (SWEDE energy, 2011). Dem Stromverbrauch von 138 TWh im Jahr 2010 steht eine ausgeglichene Erzeugung von 136 TWh gegenüber, sodass die Im- und Exporte hauptsächlich aus ökonomischen und Netzgesichtspunkten betrieben werden (SWEDE energy, 2011).

Die Zukunftsszenarien gehen davon aus, dass das Ziel „ölfreie Elektrizitätserzeugung bis 2020“ erreicht wird (FAZ, 2006). Zudem wird der Ausbau der Windkraft weiter vorangetrieben. Dabei helfen die steuerliche Privilegierung und die Förderung von Windkraftanlagen sowie die Zuschüsse des Staates in Forschung und Entwicklung (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011). Bemerkenswert ist, dass der durchschnittliche Stromverbrauch eines schwedischen Bürgers bedingt durch die Stromheizungen mit 14.142 kWh/a angegeben wird (Weltbank, 2012).

Finnland setzt auf eine große Diversität in der Stromerzeugung. Jeweils 17 % der installierten Erzeugungsleistung stellen die Technologien Kernenergie, Gaskraftwerke und Wasserkraftwerke. Steinkohlekraftwerke machen heute rund 33 % der installierten Kraftwerksleistung aus (Ministry of Employment, 2011). Gesellschaftliche und politische Ziele Finnlands sind die Sicherung der Energieversorgung, das Beibehalten moderater Energiepreise sowie die Erfüllung von EU-Energie- und Klimazielen (Botschaft von Finnland, 2008). Finnland hält auch nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima an der Kernkraft fest und will diese weiter ausbauen. Zudem plant Finnland die Öl- und Gaskraftwerke vermehrt durch Biomassekraftwerke zu ersetzen, um das übergeordnete Ziel der Rohstoffimportunabhängigkeit zu verfolgen. In den Main- und Understreamszenarien wird hauptsächlich in CO<sub>2</sub>-arme Erzeugungstechnologien investiert und die älteren Steinkohleblöcke werden zu einem Großteil vom Netz genommen. Das Understreamszenario verzeichnet einen größeren Anstieg der installierten Kernkraftwerksleistung, da die Weichen für

einen Ausbau der Kernkraft bereits heute gestellt sind und dieser auch von der Mehrheit der Bevölkerung mitgetragen wird.

Die dominante Erzeugungstechnologie der Region Nord ist mit rund 49 % der installierten Leistung und gut 53 % der erzeugten Elektrizität die Wasserkraft. Weitere Erzeugungstechnologien teilen sich die zweite Hälfte mit Anteilen von 5 – 12 % auf. Die nachgefragte Last der Region schwankt zwischen 27 und 76 GW. Eine bemerkenswerte Besonderheit des nördlichen Kraftwerkparks ist, dass ein Großteil der Elektrizität erneuerbar jedoch regelbar erzeugt wird. Durch den anstehenden Ausbau der Windkraftanlagen wird sich die Volatilität in der Erzeugung deutlich erhöhen, wird jedoch mit Hilfe der regelbaren Wasserspeicher ausregelbar sein. Für Deutschland bedeutet dies jedoch, dass der Zugang zu bestehenden Wasserspeichern in der Region wohl kaum prioritär nutzbar sein wird.

Um dies zu ändern, müssten etliche Wasserreservoirs als Pumpspeicherkraftwerke umgerüstet werden. Das norwegische Energieversorgungsunternehmen Statkraft geht davon aus, dass mit dem Umbau von 200-300 Gewerken eine Speicherleistung von bis zu 25 GW geschaffen werden kann. Jedoch gibt es gegen diese Pläne erheblichen Widerstand der Bevölkerung (Seidler, 2012). Zudem müssten dafür Übertragungskapazitäten im gleichen Umfang installiert werden. Derzeit wird mit einem Budget von rund 1,4 Milliarden € das Projekt NorGer geplant, das eine rund 600 km lange Gleichspannungsleitung mit einer Leistung von 1,4 GW von Norwegens Südküste nach Niedersachsen vorsieht. Frühestmögliche Fertigstellung des Projekts wird 2018 sein. Jedoch lassen die offenen Finanzierungs- und Standortfragen vermuten, dass nach dem Genehmigungsverfahren nicht direkt mit dem Bau der Leitung begonnen werden kann (Seidler, 2012). Die mangelhafte Netzverbindung von Deutschland in die Region Nord und der gesellschaftliche Widerstand gegen den Bau neuer Leitungstrassen gepaart mit dem bevorstehenden Ausbau volatiler Erzeugungseinheiten lassen vermuten, dass bis 2030 kaum nennenswerte Überkapazitäten aus Deutschland in den nördlichen Regionen aufgenommen werden können.

## **2.12.2 Eigenschaften des Energiemarktes der östlichen Nachbarregion und Ausblick**

Die östliche Nachbarregion besteht aus den Ländern Polen, Tschechien, Slowakei und Ungarn. In Polen bildet die Kohle mit rund 91 % der installierten Kraftwerksleistung den Hauptanteil der Erzeugungsleistung (IEA, 2011). Da Polen eine weitestgehende Unabhängigkeit von Stromimporten anstrebt, wurde der Bau dreier Kernkraftwerke beschlossen (Ministry of Economy, 2009). Trotz Förderung der Windenergie mittels eines Zertifikatesystems wurden bis heute kaum nennenswerte Investitionen in erneuerbare Erzeugungseinheiten getätigt. Bis 2030 werden aufgrund der zurückhaltenden Ausbauziele keine grundlegenden Änderungen erwartet. Windenergieanlagen werden voraussichtlich zwischen 7 % und 16 % der installierten Leistung ausmachen. Gründe für den zögerlichen Ausbau sind die Planungsunsicherheiten, mit denen die Investoren konfrontiert werden. In Polen sollen die Fördermaßnahmen für RES alle drei Jahre überprüft werden. Da sich Investitionen in RES mit Hilfe verschiedener Fördermechanismen jedoch erst ab einer Laufzeit von etwa 12 Jahren rechnen, senkt der politische Rahmen die Bereitschaft in RES zu investieren (Repetzki, 2012). Außerdem müssen die Netzbetreiber die erneuerbar produzierte Energie nicht mehr zu festgesetzten Preisen abnehmen.

Trotz des niedrigen Anteils volatiler Erzeugungseinheiten in Polen kann Deutschland bei hoher Windproduktion wohl kaum überschüssigen Windstrom nach Polen exportieren, da das polnische Netz anfällig ist und bereits ohne volatile Einspeiser zeitweise bereits heute an seine Grenzen stößt (Uken, 2011). Aus diesem Grund erwägt die polnische Regierung bereits im Jahr 2014 Querregler an den Grenzkoppelstellen einzubauen. Der Querregler ist ein Stromkontrollinstrument, das auf traditioneller Transformatorentechnologie beruht (Cole et al., 2008). Mithilfe von Überbrückungen werden Phasenverschiebungen der Sinuskurven und damit Frequenzänderungen ermöglicht. Damit kann dem Betreiber des angrenzenden Netzgebiets vorge spiegelt werden, dass die eigenen Stromnetze bereits gesättigt sind und keine

weitere Leistung importiert werden kann (Gärtner, 2012). Ob die Phasenschieber tatsächlich Verwendung finden werden, steht heute noch nicht abschließend fest. Klar ist jedoch, dass Polen an einem weiteren Ausbau der RES in Deutschland kein Interesse hat.

Die Braunkohle stellt in der Tschechischen Republik mit 39 % der installierten Leistung und 49 % der erzeugten Arbeit in 2010 die Basis für die Stromerzeugung (IEA, 2011). Um die europäischen Klimaziele erfüllen zu können und die Importabhängigkeit Tschechiens zu reduzieren setzt die Tschechische Regierung zum einen auf den Ausbau der RES, die 2010 einen geringen Anteil von nur 6 % an der gesamten installierten Leistung ausmachten (Beurskens et al, 2011) und auf den Ausbau der Kernkraft. Derzeit sind zwei Kernkraftwerke mit je rund einem GW elektrischer Leistung in Planung (Germany Trade and Invest, 2011). Der Ausbau der RES wird mit einem Einspeisetarif intensiviert (Zahn, 2008). Im Gegensatz zu Polen sieht sich Tschechien als integraler Bestandteil des europäischen Netzes und möchte daher seine Netze in Richtung Westen ausbauen. 2,5 Milliarden Euro sind für die Modernisierung des tschechischen Stromnetzes vorgesehen (Frankfurter Rundschau, 2012). Sollten die Ankündigungen der tschechischen Regierung umgesetzt werden, könnte Deutschland künftige Schwankungen in der Erzeugung vermehrt durch die Inanspruchnahme der Grenzkoppelstellen nach Tschechien ausgleichen.

Die Slowakei hat mit rund 8 GW installierter Kraftwerksleistung einen recht kleinen Kraftwerkspark. Rund 55 % der 2010 erzeugten Arbeit kamen aus den Kernkraftwerken, die 25 % der installierten Kraftwerksleistung ausmachen. Die weiteren nennenswerten Erzeugungstechnologien sind Wasserkraft, Gas- und Ölkraftwerke. Der Zustand der Stromnetze bleibt deutlich hinter den europäischen Standards zurück. Um vermehrt RES zu integrieren ist daher ein Ausbau der Netzinfrastruktur vorgesehen (Jaburová, 2012). In den Zukunftsszenarien werden die Ölkraftwerke hauptsächlich durch Gaskraftwerke ersetzt. Diese werden benötigt, um auf schnelle Laständerungen der RES-Einspeiser zu reagieren. Das Slowakische Netz kann in Zukunft auf Grund seiner Instabilität nicht helfen, den volatilen Charakter der deutschen Einspeisung abzufedern.

Auch Ungarn spielt mit nur 6 GW installierter Leistung eine untergeordnete Rolle für den deutschen Netzverbund. 90 % der Stromerzeugung wird durch Kern-, Gas-, und Braunkohlekraftwerke erzeugt (Beurskens et al., 2011). Wasser, Wind und Biomasse tragen heute zu rund 8 % der Stromerzeugung bei. Neben dem Ausbau der strukturschwachen Netzinfrastruktur und Netzkoppelstellen zu den Nachbarländern (ENTSO-E, 2012) ist die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke und der Ausbau der RES auf einen Anteil der Stromerzeugung von 15 % im Jahr 2030 vorgesehen (World Nuclear Association, 2012a).

Die Netzbeeinflussenden östlichen Nachbarländer Deutschlands erzeugten im Jahr 2010 mit ihrem vorwiegend konventionellen Kraftwerkspark 303 TWh Elektrizität, wobei jeweils 1/3 durch Braun- und Steinkohlekraftwerke, 19 % durch Kernkraft und 7 % durch Gaskraftwerke generiert wurden. Die Ausbauszenarien für die Jahre 2030 deuten darauf hin, dass auch künftig steuerbare, konventionelle Kraftwerke die Erzeugungsleistung dominieren werden. Trotzdem wird Deutschland kaum das Netz der östlichen Nachbarländer in Engpasszeiten beanspruchen können, da die Netzinfrastruktur trotz des geplanten Ausbaus kaum überschüssige Kapazitäten vorhalten wird. Zudem sind die polnischen Absichten, Querregler an den Grenzkoppelstellen zu installieren weit vorangeschritten. Somit kommt Polen als Abnehmer und Transitland in Engpasszeiten von vornherein nicht in Betracht.

### **2.12.3 Eigenschaften des Energiemarktes der südlichen Nachbarregion und Ausblick**

Die südliche Nachbarregion besteht aus den Ländern Italien, Österreich und der Schweiz. Italien hat nach dem Reaktorunglück von Tschernobyl als einziges Land einen Atomkraftausstieg zwischen 1987 und 1990 umgesetzt. Infolge dessen sind die Strompreise in Italien aufgrund mangelnden Erzeugungsangebots deutlich gestiegen und Italien ist auf den Import von Elektrizität angewiesen. Im Jahr 2010 betrug der Nettoimport Italiens 44 TWh (IEA, 2011), was einer Nettoimportquote von rund 16 % entspricht (U.S. EIA, 2012). Da der Kraftwerkspark nicht nachhaltig modernisiert wurde erzeugt Italien auf Grund



der Produktionsstruktur noch heute zu deutlich höheren Kosten im Vergleich zu seinen Nachbarländern (Meister, 2008). Rund 60 % der Erzeugung deckt Italien durch Gaskraftwerke. Steinkohle und Öl komplettieren die konventionelle Erzeugung, die 2010 rund 87 % der Gesamterzeugung ausmachte. 2009 wurde die phasenweise Wiedereinführung der Kernkraft angedacht, die im Jahr 2011 jedoch mit 94,1 % der abstimmenden Bevölkerung abgelehnt wurde (Schlamp, 2011), (Bremer, 2011). Die Eindeutigkeit des Votums gegen die Wiedereinführung der Kernkraft schlägt sich in den Szenarien für die Zukunft bis 2030 nieder, in denen auf den Bau von Kernkraftwerken verzichtet wird. Italien ist gewillt, die installierte Leistung aufzustocken, um die Erzeugungskosten und die Importabhängigkeit zu senken. Dies soll unter anderem mit der Integration von RES geschehen, die bis 2030 20 % der Erzeugung ausmachen sollen (Reich et al., 2011).

Österreich deckte im Jahr 2010 rund zwei Drittel der erzeugten Arbeit mit Wasserkraft. Mit Biomasse und Wind hinzugerechnet kam Österreich im Referenzjahr auf eine RES-Quote von 73 % in der Elektrizitätserzeugung (Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2011a). Mit einem Anteil von 28,5 % hat Österreich den höchsten Anteil an der Flächenausdehnung der Alpen und damit ein hohes Potenzial Speicherkapazitäten für den mittel- bis langfristigen Umbau des Stromversorgungssystems (Tretter & Pauritsch, 2010). Bereits heute sind 4,5 GW Pumpleistung in Österreich installiert, die aufgrund von Kooperationen und Beteiligungen deutscher Unternehmen teilweise auf die Bedürfnisse des Deutschen Netzes reagieren und damit zur deutschen Netzstabilität beitragen (Arch, 2012). Die Stromerzeugung solle gemäß EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Amtsblatt der Europäischen Union, 2009) weiter auf RES umgestellt werden, wobei der volatile Einspeisecharakter durch die vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke ausgeglichen werden soll. Hierfür plant Österreich derzeit den Zubau weiterer 3,5 GW Pumpspeicherkapazitäten (Arch, 2012), die auch Österreichs Nachbarländern künftig zur Glättung ihrer Schwankungen in der Stromerzeugung angeboten werden sollen.

In der Schweiz stellen Wasser- und Kernkraft mit Anteilen von jeweils 57 % bzw. 40 % den Hauptteil der Stromerzeugung im Jahr 2010 dar (IEA, 2011). Gut ausgebaute Netze führen dazu, dass die Schweiz für Italien als Elektrizitätslieferant fungiert, wobei die Schweiz 2010 selbst einen Nettoimport aufweist (vgl. Tabelle 2.9) (Meister, 2008). Um das Ziel der Stromunabhängigkeit zu erreichen und die Rolle des Transitlands weiter auszubauen wurde der „Stromnetzplan 2020“ des schweizerischen Netzbetreibers Swissgrid verabschiedet, der einen weiteren Netzausbau vorsieht (Swissgrid, 2011). Der beschlossene Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2035 sorgt für eine Verkleinerung des Kraftwerkparcs, die hauptsächlich durch Gas- und Dampfkraftwerke sowie den Ausbau der RES geschlossen werden soll (Andersson et al., 2011), (Eidgenössisches Departement für Umwelt, 2011). Die Schweiz hat bisher nur 1,3 GW Pumpspeicherleistung installiert, will den Bestand bis 2020 jedoch auf über 5 GW ausbauen (Arch, 2012), um den Handel zu optimieren und Systemdienstleistungen, wie Regelleistung, anbieten zu können. Die Alpen sind für PSW mit großen Höhenunterschieden und hohen Wirkungsgraden geradezu prädestiniert.

Die Region Süd zeichnet sich durch einen außergewöhnlich hohen Anteil der Erzeugungstechnologien Wasserkraft mit 26 % und Gaskraft mit 40 % der installierten Leistung aus. Die kritische Haltung gegenüber der Kernkraft und der schweizerische Beschluss des Kernkraftausstiegs stärkt die Rolle der Gaskraftwerke als dominante konventionelle Erzeugungstechnologie. Auf Grund des in der Vergangenheit benötigten Nettoimports und dem politisch und gesellschaftlichem Ziel der Importunabhängigkeit gehen die Szenarien bis 2030 von einem deutlichen Zubau der installierten Kraftwerksleistung aus.

Tabelle 2.9: Nettoimport der südlichen Betrachtungsländer von 2006 bis 2010

	2006	2007	2008	2009	2010
Italien	44.985	46.283	40.035	44.459	43.944
Österreich	6.850	6.619	4.863	780	2.214
Schweiz	2.703	-2.062	-1.135	-2.157	520
Gesamt	54.538	50.840	43.763	47.396	46.678

Die Ausbauziele erstrecken sich über das gesamte Technologieportfolio, mit Ausnahme der Kernkraft. Der Schwerpunkt liegt jedoch auf Windkraft- und PV-Anlagen. Die implizierte Volatilität in der Erzeugung wirkt sich auf das Deutsche Netz insofern aus, als dass bei einem Überangebot von RES-Strom in der Region Süd die Übertragungs- und Speicherkapazitäten belastet sind und den in Deutschland produzierten Überschuss nur bedingt aufnehmen können. Andererseits können gegenläufige Windphasen die Stromgestehungskosten in der Region senken. Die geplanten Neubauprojekte der Pumpspeicher führen zu deutlich höheren Speicherkapazitäten. Jedoch sinkt die Attraktivität von Speicherkraftwerken mit dem Ausbau von PV-Anlagen, da der Spread mittelfristig an der Börse durch die PV verkleinert wird und die PSW auf Grund des begrenzten Wirkungsgrades an sonnigen Tagen kaum gewinnbringend eingesetzt werden können.

#### **2.12.4 Eigenschaften des Energiemarktes der westlichen Nachbarregion und Ausblick**

Die westliche Region besteht aus den Ländern Frankreich, Belgien, den Niederlanden, Luxemburg und Spanien, wobei der luxemburgische Kraftwerkspark auf Grund seiner vernachlässigbaren Größe von nur 0,6 GW nicht näher betrachtet wird. Der französische Kraftwerkspark wird von einem rund 50 %igen Anteil an Kernkraft dominiert. In der erzeugten Arbeit 2010 schlägt sich dieser mit einem Anteil von 77,7 % im Jahr 2011 nieder (Réseau de transport

d'électricité, 2012). Im Gegensatz zu vielen europäischen Ländern – unter anderem Deutschland – verfügt Frankreich nicht über ausreichend Bodenschätze zur Energieversorgung. Um diesen Nachteil auszugleichen, hat Frankreich nach dem Ölpreisschock von 1973 beschossen, sich in seiner Energieversorgung auf die Kernkraft zu stützen. Dank des Urans, dessen Vorkommen Frankreich sich in verschiedenen Regionen der Welt gesichert hat, und ergänzend der Wasserkraft ist es Frankreich möglich, eigenständig ausreichende Energiemengen zu produzieren. Neben niedrigen Erzeugungskosten, die zu einem hohen Nettoexport führen, ist Frankreich für sein Fachwissen im Bereich der Kernenergie international anerkannt und exportiert jährlich Atomtechnik, -dienstleistungen und -strom im Wert von sechs Milliarden Euro (Sorin, 2008). Nach dem Unglück von Fukushima formierte sich eine Protestbewegung mit dem Ziel, aus der Kernkraft auszusteigen. Nach dem Regierungswechsel hat dieses Thema weiter an Bedeutung gewonnen, jedoch ist ein kompletter Ausstieg Frankreichs bis 2030 aus technischen und wirtschaftlichen Gründen kaum realistisch (Süddeutsche, 2012). Nach den Plänen der derzeitigen Regierung soll die Erzeugung aus Kernkraft bis zum Jahr 2025 um 30 % gesenkt werden, sodass nur noch 50 % der nachgefragten Elektrizität von Kernkraftwerken zur Verfügung gestellt wird (Süddeutsche, 2012). Im Gegenzug soll der RES-Anteil bis 2030 soweit ausgebaut werden, dass 25 % der nachgefragten Arbeit aus erneuerbaren Quellen, hauptsächlich Wasser, PV und Windkraft gedeckt werden kann (Réseau de transport d'électricité, 2012).

Der Kraftwerkspark Belgiens besteht zu je 37 - 38 % aus Steinkohle- und Kernkraftwerken. Weitere 14 % der installierten Leistung machen Gaskraftwerke aus (IEA, 2011). Durch den beschlossenen Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2025 (World Nuclear Association, 2012b), (Association, Nuclear Power in Belgium, 2012) sollen RES wie Wind, PV und Bioenergie installiert werden, um die europäischen Klimaschutzziele zu erreichen. Diese Zielerreichung wird mit förderpolitischen Maßnahmen unterstützt (European Renewable Energy Council, 2009).

Die großen Gasvorkommen der Nordsee prägen die Stromerzeugung der Niederlande (IEA, 2011). Auch in Zukunft werden die Gaskraftwerke eine

tragende Rolle in der Niederländischen Energieversorgung spielen, jedoch sollen auch die RES deutlich ausgebaut werden. Der heutige Anteil an der Stromversorgung von 11 %, der sich aus der Biomasse und der Windenergie zusammensetzt soll insbesondere durch Offshore-Windanlagen ausgebaut werden. Bezüglich Speicher sind die Niederlande auf Grund mangelnder Höhenunterschiede nicht für den Bau von PSW geeignet. Jedoch sind die geologischen Voraussetzungen für den Bau von Druckluftspeichern gut auch wenn deren wirtschaftliche Betriebsweise weiterhin unklar ist (Frey, 2013).

Die Stromerzeugung Spaniens basierte im Jahr 2010 auf Kern- (23 %), Gas- (26 %), Wasserkraftwerken (17 %) und Windenergieanlagen (17 %) (IEA, 2011). Der weitere Ausbau RES ist geplant, stockt jedoch derzeit auf Grund der Kürzungen in der spanischen Förderpolitik nach dem Ausbruch der globalen Finanzkrise. Laut Ministerium ist der Beitrag Spaniens zum Ausbau der RES auf europäischer Ebene jedoch nicht gefährdet. Gemäß „National Renewable Energy Action Plan“ verfolgt Spanien das Ziel, bis 2020 die installierte Leistung von Windenergieanlagen von 20,6 GW 2011 auf 38 GW und PV Anlagen von 3,8 GW auf 8,3 GW auszubauen (BMW, 2012).

Frankreich dominiert auf Grund seiner Größe das Erzeugungsportfolio der Gruppe West. Von 256 GW installierter Kraftwerksleistung, stellt Frankreich mit 125 GW etwa die Hälfte der Erzeugungslleistung. So erklärt sich in der Gruppe West der hohe Kernkraftanteil, der sich auch weiterhin größtenteils halten wird. Neben den Kernkraftwerken nehmen Gas- und Wasserkraftwerke eine bedeutende Rolle ein. Die restlichen 30 % der installierten Leistung verteilen sich hauptsächlich auf Windturbinen, Steinkohle- und Ölkraftwerke.

Die Ausbauszenarien für das Jahr 2030 zeigen einen deutlichen Zubau an installierter Leistung, da auf Grund der zu erreichenden Klimaziele hauptsächlich volatile Erzeugungseinheiten zugebaut werden und diese im Vergleich zu den heutigen Grundlastwerken pro installierter Leistung nur begrenzt Arbeit zur Verfügung stellen können. Neben der PV sollen hauptsächlich Windenergieanlagen zugebaut werden, was sich mit den Ausbaenzielen der deutschen Bundesregierung deckt. Aus diesem Grund kann Deutschland nicht davon

ausgehen, dass bei einem Überangebot von RES die westlichen Nachbarländer in der Lage sein werden, Wind- und PV-Strom abzunehmen, da meist Großwetterlagen grenzübergreifend für Überschüsse sorgen. Die derzeit installierte PSW-Leistung der Region West von 12,8 GW ist derzeit für die Region selbst ausreichend, jedoch ist der Zubau von volatilen Erzeugungsanlagen in den Szenarien deutlich stärker als der geplante Zubau von rund 4 GW PSW-Leistung, die allesamt in Spanien installiert werden soll (Arch, 2012).

## **2.13 Ableitung und Konsequenzen für Deutschland und das Modell**

Die Deutschen Übertragungsnetze stoßen aufgrund der hohen RES-Einspeisung im Norden und den Verbrauchsstarken Regionen im Süden bereits heute an ihre Grenzen der Belastbarkeit (DENA, 2010a). Die niedrigen Ausbauquoten RES in Deutschlands Nachbarländern lassen einen temporären Export der Überschüsse heutzutage zu. Somit müssen die Windenergieanlagen nur selten wegen Netzengpässen aus dem Wind gedreht werden um keine weitere Elektrizität zu erzeugen. Im Betrachtungshorizont bis zum Jahr 2030 werden sich die Rahmenbedingungen grundlegend ändern. Teilweise werden Länder den von Deutschland eingeschlagenen Weg mitgehen und dadurch die Volatilität in der Eigenerzeugung deutlich erhöhen, sodass der Export der deutschen Überschüsse nicht mehr ohne weiteres möglich sein wird. Teilweise überlegen sich Länder wie die Niederlande oder Polen Querregler an den Grenzkoppelstellen zu installieren, die dem exportgewilltem Land signalisieren, dass keine Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen und wieder andere Länder sehen ein Geschäftsmodell darin, überschüssige Energie zu Niedrigstpreisen aufzunehmen und in Hochpreiszeiten wieder zu verkaufen. Gerade in diesem norwegischen Fall ist jedoch nicht mit der uneingeschränkten Akzeptanz der Bevölkerung zu rechnen, da ein erheblicher Eingriff in die Umwelt Voraussetzung für weitere Übertragungsleitungs- und Pumpeninstallationen ist.

Des Weiteren sind die europäischen Länder allesamt bestrebt, ihre Energieimportabhängigkeit zu reduzieren und bauen aus diesem Grunde ihre Elektrizitätserzeugungskapazitäten aus. Deutschland kann nicht damit rechnen, dass jeglicher selbst verschuldete Überschuss von den Nachbarländern angenommen bzw. ausgeglichen wird. Dies wird nur dann der Fall sein, wenn der importierende Nachbar sich davon einen Vorteil verspricht und keine netzdestabilisierende Auswirkung erwartet.

Die oben aufgeführten Punkte lassen einen großen Spielraum an möglichen Entwicklungen zu. Es ist keinesfalls sicher, dass die Nachbarregionen künftig in der Lage sein werden, die in Deutschland erzeugten Überkapazitäten ohne weiteres auszugleichen. Daher ist eine Grundannahme des vorgestellten Modells, dass Deutschland seine Volatilität in der Elektrizitätserzeugung mit eigenen Mitteln ausgleichen muss und sich nicht auf die Hilfe der Nachbarländer verlassen darf. Die eigenen Mittel sind zum einen der Zubau und die Verwendung der installierten Speicherkraftwerke mit Nutzungsrechten oder direktem Netzzugang, zudem die Steuerung des konventionellen Kraftwerk-parks, die Flexibilisierung des Verbrauchs durch das Schaffen von Anreizen (Demand Side Management) und zuletzt die zeitweise Abschaltung der RES um einen Netzkollaps und irreversible Netzschädigungen zu vermeiden. Im folgenden Kapitel werden die begrenzten Möglichkeiten der Stromspeicherung näher betrachtet.





### 3 Speichertechnologien

Im Folgenden wird ein Überblick über die in der Energiewirtschaft bedeutenden Speichertechnologien gegeben. Nachdem auf den Einsatz der Speicher eingegangen wurde, wird der Einsatz ausgewählter elektrochemischer, mechanischer und elektrischer Speicher diskutiert, wobei sich nach (Schwab, 2012) hauptsächlich folgende Technologien für den großtechnischen Einsatz in der Energieversorgung eignen: Pumpspeicherkraftwerke, Druckgas-speicher-kraftwerke, sekundär Batterien, Wasserstoff, Wärmespeicher, Schwungradspeicher und supraleitende induktive Energiespeicher. Dabei unterscheiden sich die Technologien insbesondere hinsichtlich ihrer möglichen Speicherkapazität und Ihrer Entladungszeit (vgl. Ab. 3.1). Während Kondensatoren insbesondere für kurze Zyklen und geringe Kapazitäten geeignet scheinen, eignen sich beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke insbesondere für eine vergleichsweise lange Speicherung großer Kapazitäten.

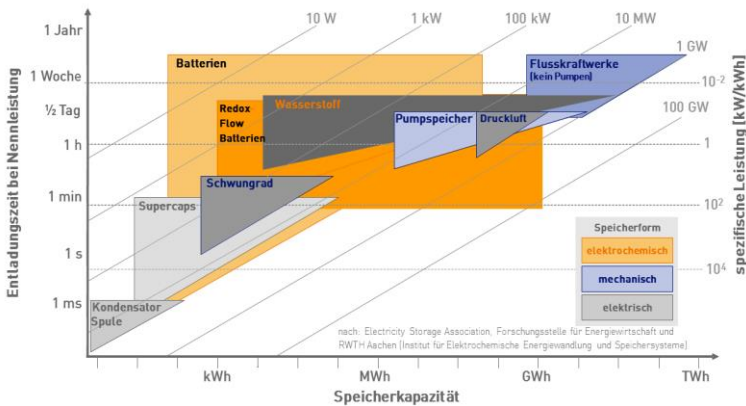


Abbildung 3.1: Überblick der Speichertechnologien

## **3.1 Einsatz von Stromspeichern in der Energiewirtschaft**

Im klassischen Energieversorgungssystem kann ein Speicher, sofern er den entsprechenden Anforderungen genügt beispielsweise am Regelleistungsmarkt teilnehmen und Systemdienstleistungen, wie positive, negative Regelleistung oder Blindleistung anbieten (siehe Kapitel 2.2). Für die Bereithaltung von Regelleistung wird der Speicherbetreiber beispielsweise auf dem Sekundärregelenergiemarkt, sofern er den Zuschlag erhalten hat, finanziell entschädigt.

Bei der Notwendigkeit einer Leistungserbringung, wird dem Speicherbetreiber zusätzlich ein Arbeitspreis bezahlt. Der Abruf von Regelleistung über den Netzbetreiber erfolgt, wenn die Einspeisung und die im Netz nachgefragte Last sich nicht im Einklang befinden (50hertz, 2014). Dies ist typischerweise dann der Fall, wenn Kraftwerke ausfallen, Prognoseungenauigkeiten vorliegen oder es zu Netzausfällen kommt.

Eine weitere wichtige Eigenschaft ist die Schwarzstartfähigkeit von einigen Speicherkraftwerken. Konventionelle Kraftwerke benötigen eine Bezugsquelle an elektrischer Energie um thermische Energie bereitzustellen zu können. Konkret bedeutet das für Kohlekraftwerke beispielsweise, dass die Kohle vor der Verfeuerung zunächst befördert und gemahlen sowie die Brennkammer vorgeheizt werden muss, wozu Elektrizität benötigt wird. Bei einem großflächigen Stromausfall können diese Einheiten im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken daher nicht zur Wiederinbetriebnahme des Netzes beitragen.

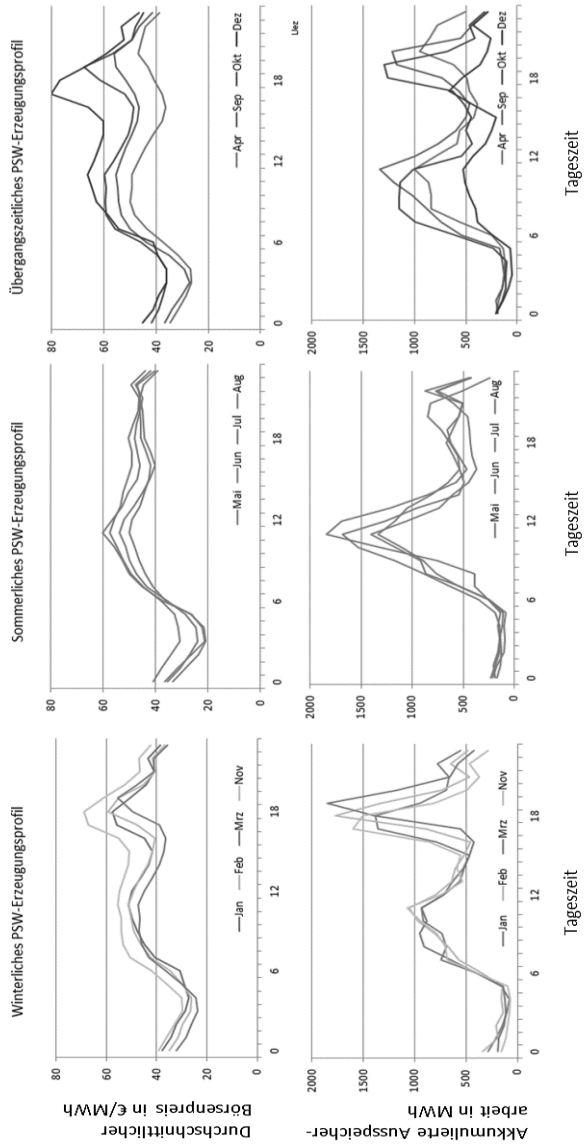


Abbildung 3.2: Zusammenhang zwischen Spotmarktpreisen und Turbinenleistung der PSW

Das dritte und sehr bedeutende Einsatzgebiet von Speichern ist die Teilnahme am Spotmarkt. Speicherkraftwerke nutzen Zeiten niedriger Börsenpreise um ihre Speicher zu füllen und leeren sie wieder zu Zeiten hoher Börsenpreise (Genoese et al., 2010). Aufgrund des Wirkungsgrades, der Fix- und variablen Kosten können Speicherkraftwerke nur bei genügend großen Preisunterschieden (sog. Spread) ihre Leistung kostendeckend am Markt anbieten. In der Energiewirtschaft hat sich für die hochpreisige Tageszeit von 8 bis 20 Uhr der Begriff Peakpreis und für die niederpreisige Tageszeit der Begriff Off-Peakpreis etabliert. Die hohen Preise über den Tag hinweg kommen aufgrund der erhöhten Nachfrage zustande, die mit schnell regelbaren Kraftwerken mit hohen Stromgestehungskosten gedeckt wird.

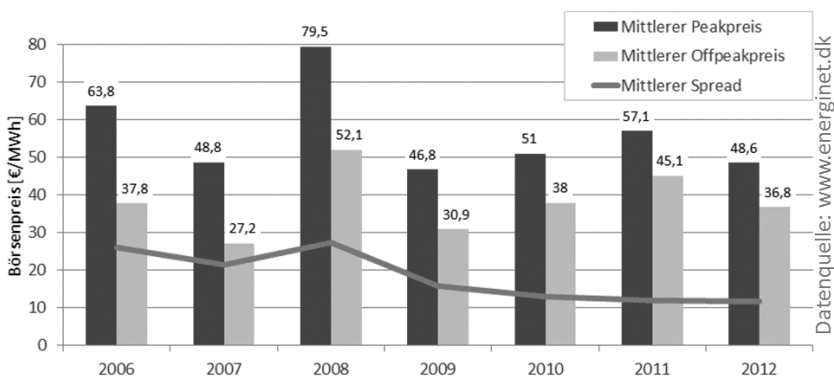


Abbildung 3.3: Entwicklung der Peak- und Offpeak-Preise

Der große Erfolg der PV führt seit einiger Zeit jedoch zu einer spürbar niedrigeren Mittagsspitze der Spotmarktpreise, da die Abnahmegarantie der durch PV-Anlagen erzeugter Elektrizität Kraftwerke mit hohen Gestehungskosten aus der Merit-Order schiebt. Lag der durchschnittliche Spread von Peak- zu Off-Peakpreisen von 2006 bis 2008 noch bei zwischen 21,6 und 27,4 €/MWh, sank er von 2009 bis 2012 auf durchschnittlich zwischen 10,9 und 15,9 €/MWh. Dies ist insofern für die Speicherbetreiber dramatisch, als dass die Erzeugung

mit RES durch ihre Volatilität aus technischer Sicht den vermehrten Einsatz von Stromspeichern erst nötig macht, die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Speicherbetreiber und zukünftigen Investoren durch das existierende Marktsystem jedoch unattraktiv erscheinen lässt. (Brandt, 2012).

Im Folgenden werden verschiedene Speichertechnologien hinsichtlich ihrer Eigenschaften diskutiert. Dabei werden nur Technologien beschrieben, denen ein ausreichendes Potenzial zugeschrieben wird, um bei der Integration der RES eine bedeutende Rolle zu spielen.

### **3.1.1 Pumpspeicherkraftwerke (PSW)**

PSW sind im heutigen Energieversorgungssystem die einzigen nennenswerten Speicher und werden dies auch mittelfristig bleiben, da die Zuverlässigkeit dieser Technologie seit Jahrzehnten ausreichend demonstriert werden konnte und Alternativen heute noch verhältnismäßig teurer sind (DENA, 2014). PSW bestehen im einfachsten Fall aus einem Oberbecken, einem Unterbecken und einem Druckstollen, der die beiden Becken verbindet. Im Druckstollen ist das Krafthaus installiert, das die Pumpen und Turbinen beherbergt. Wenn die Elektrizitätsproduktion die -nachfrage übersteigt, wird mit Hilfe der Pumpe die Nachfrage erhöht und Wasser vom Unterbecken in das Oberbecken gepumpt. Im umgekehrten Fall wird das Wasser vom höher gelegenen Reservoir in das tiefer gelegene Becken geleitet um Elektrizität zu erzeugen (aus speichern). Auf diese Weise kann dazu beigetragen werden, die Systemstabilität aufrecht zu erhalten.

Moderne PSW zeichnen sich durch Wirkungsgrade von bis zu 80 % aus, wobei die Verluste bei Transformator (0,5 %), Motor (3 %), Pumpe (9,6 %), Rohrleitung (1 %), Turbine (0,8 %), Generator (1,4 %), Transformator (0,4 %) anfallen (Mosonyi, 1966).

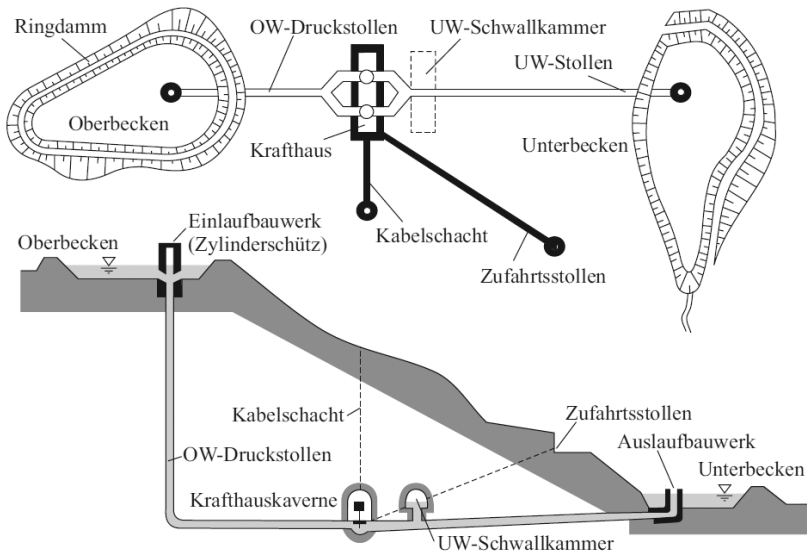


Abbildung 3.4: Hauptelemente einer PSW-Anlage mit Krafthauskaverne nach (Giesecke, 2008)

Neben der großen Betriebssicherheit und der bereits angesprochenen Schwarzstartfähigkeit ist die Möglichkeit der flexiblen Fahrweise ein weiteres Vorteil der PSW. Das jüngste deutsche PSW Goldisthal kann bei einem Wirkungsgrad von 80 % aus dem Stillstand in nur 75 Sekunden bis zur vollen Turbinenleistung und in 185 Sekunden bis zur vollen Pumpleistung angefahren werden (VDE, 2008). Auch hinsichtlich der Investitionen setzt das PSW Goldisthal Maßstäbe. Laut Betreiber wurden für die installierten 1.060 MW Turbinenleistung für die Errichtung des gesamten Kraftwerks 620 Millionen € investiert, was spezifischen Investitionen von 585 €/kW entspricht (Schubert, 2009). Andere Quellen gehen von deutlich höheren Werten für neue PSW-Projekte aus. (Ess et al., 2012) geben beispielsweise 1.000 – 2.000 €/kW<sub>el</sub> an. Diese Werte sind in der Literatur häufig zu finden, was für gute Standortbedingungen des PSW Goldisthal spricht.

Eine Liste der deutschen PSW ist im Kapitel 6.12 zu finden. Demnach sind in Deutschland nach eigenen Berechnungen rund 6,4 GW Pump- und Generatorleistung installiert, die über etwa 8 Stunden aufrechterhalten werden kann. Dies entspricht einer kapazitiven Speichermenge von rund 50 GWh für die deutsche Energiewirtschaft. Umgerechnet bedeutet dies, dass bei der durchschnittlichen deutschen Last von 64 GW die PSW beim Ausfall aller konventioneller und erneuerbarer Erzeugungsanlagen, die Stromversorgung rein theoretisch für etwas weniger als eine Stunde aufrecht erhalten könnten. Diese Zahlen verdeutlichen, dass es sich bei der PSW-Technologie um Kurzfristspeicher handelt, der seinen Beitrag zur Systemstabilität leisten kann, nicht aber für längerfristige Speicherdauern zur Verfügung steht. Dies wäre auch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht sinnvoll. Die spezifischen Speicherkosten gängiger PSW werden von (VDE, 2008) auf 3 ct/kWh bei Stundenspeicherung und 10 ct/kWh bei Wochenspeicherung beziffert.

### **3.1.2 Druckluftspeicherkraftwerke**

Außer Pumpspeicherkraftwerken ist im deutschen Netzgebiet ein weiterer Speicherkraftwerkstyp installiert. Dabei handelt es sich um das Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf, welches 1978 mit 290 MW an das Netz angeschlossen und im Jahre 2006 durch weitere Maßnahmen auf 321 MW erweitert wurde (Radgen, 2011). Bei einem Überangebot an Elektrizität komprimiert das Kraftwerk mit Hilfe eines Verdichters Umgebungsluft in einer Kaverne und speist bei hoher Nachfrage mit Hilfe einer Gasturbine Leistung in das Netz ein. Dabei führt der in der Kaverne aufgebaute Druck zu höheren Wirkungsgraden bei der Verstromung in der Gasturbine, da dem Verdichter schon komprimierte Luft zugeführt wird. Bisher wird die bei der Kompression entstehende Wärme an die Umgebungsluft abgegeben. Aus diesem Grund spricht man von diabaten Druckluftspeichern. Da bei diesem Speicherkraftwerkstyp der Turbine Erdgas zugeführt werden muss, kann von einer Speicherung im herkömmlichen Sinne nicht die Rede sein. Die Wirkungsgrade der Anlagen liegen bei 42 % - 54 % (Radgen, 2011).

Aktuelle Forschungsarbeiten konzentrieren sich auf die Entwicklung von adiabaten Druckluftspeichern, die sich durch die Speicherung der erzeugten Wärme und vergleichsweise hohe Wirkungsgrade von bis zu 70 % auszeichnen (Radgen, 2011). Großer Vorteil dieser Technologie ist, dass zur Rückverstromung kein Energieträger zugeführt werden muss, da die hohen Drücke und Temperaturen zum Betrieb der Werke ausreichen. Derzeit sind weltweit noch keine adiabaten Werke gebaut worden, da die erforderlichen Investitionen in die Entwicklung der Technologie durch den Bau einzelner Speicherkraftwerke nicht gedeckt werden können.

Besonders im Norden Deutschlands findet man eine große Anzahl ungenutzter Salzstöcke, die sich zur Kompression der Umgebungsluft eignen würden. (Ess et al., 2012) geben an, dass sich alleine in Deutschland über 700 Kavernen zur Druckluftspeicherung eignen würden. Durch die regionale Übereinstimmung von geeigneten Druckluftspeichern und Windenergieerzeugung würde sich die Druckluftspeichertechnologie im besonderen Maße für die Integration der volatil auftretenden Windenergieeinspeisung eignen. Aufgrund der politischen Brisanz des Speicherthemas wird in der folgenden Simulation davon ausgegangen, dass die Entwicklung der Technologie gefördert wird und bis zum Jahr 2020 zur Verfügung stehen wird.

### **3.1.3 Power to Gas**

Die Möglichkeit der Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff und Methan wird hauptsächlich in Verbindung mit erhöhten Windausbauszenarien diskutiert (Sterner et al., 2011) und ist als Langzeitspeicher für den Tages- bis Saisonausgleich die derzeit vielversprechendste Technologie. Das Konzept Power to Gas verbindet das Stromsystem mit der Gasinfrastruktur. Attraktiv ist diese Verbindung, da die Gasinfrastruktur deutschlandweit gut ausgebaut ist und die bestehenden großen Speichervolumina als Wasserstoff- und Methanspeicher verwendet werden können.



Das Grundprinzip von Power to Gas besteht darin, Wasser mit Hilfe von Strom durch Elektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff zu zerlegen:



Der Wirkungsgrad dieser Umwandlung ist auf etwa 70 % beschränkt (Sternner et al., 2011). Der erzeugte Wasserstoff kann bis zur Erreichung der zulässigen Wasserstoffkonzentrationsgrenze, die heute bei fünf Volumenprozent liegt (DVGW Regelwerk, 2011), direkt in das Erdgasnetz eingespeist oder beispielsweise im Verkehrssektor durch Brennstoffzellenfahrzeuge verwendet werden. Elektrolyseure zur Umwandlung sind für konstante Lasten bereits heute verfügbar (Fraunhofer IFAM, 2012). Diese Anlagen müssen jedoch in Zukunft für variable Lastgänge ausgelegt werden, um volatile Einspeisungen abfedern zu können.

Alternativ kann der erzeugte Wasserstoff mit Hilfe eines Katalysators, hohen Temperaturen und der Zugabe von Kohlendioxid in Methan umgewandelt werden um größere Mengen erneuerbaren Stroms im Erdgasnetz zu speichern, da bisher bei Methan keine Beimischungsgrenzen im Erdgasnetz bestehen. Die chemische Reaktion läuft dabei wie folgt ab:



Bei der Umwandlung von Kohlendioxid und Wasserstoff zu Methan (und Wasser) werden nach heutigem Stand der Forschung Wirkungsgrade von bis zu 70 % erreicht (sunfire, 2014). Das erzeugte Methan kann in das Erdgasnetz eingespeist werden und bei Bedarf mit Hilfe eines Gasturbinenkraftwerks zur Stromversorgung eingesetzt werden. Effiziente Gasturbinenkraftwerke haben heute einen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 40 % (Siemens, 2014). Der Gesamtwirkungsgrad der Umwandlungskette von Strom in Strom über die Zwischenprodukte Wasserstoff und Methan liegt rechnerisch demnach bei lediglich rund 28 %. Positiv anzumerken ist jedoch die enorme theoretische Speicherkapazität dieser Technologie. Durch die flächendeckende Verfügbarkeit von Gasleitungen ist die Einspeisung nahezu überall möglich.

Sterner et al. (2011) berechnen eine maximale Entladedauer des speicherbaren Methans von rund 130 Tagen bei einer Ausspeicherleistung von rund 3.000 MW<sub>el</sub>.

Die hohen Wirkungsgradverluste sind die hauptsächlichen Gründe weshalb der Rückverstromung durch Elektrolyse und Methanisierung nur bei einer hohen Verfügbarkeit günstiger regenerativer Elektrizität Marktdurchdringungschancen eingeräumt werden.

### **3.1.4 Elektrochemische Speicher**

Besonders in den niedrigeren Spannungsebenen bietet sich der Einsatz von elektrochemischen Speichern an. Bereits heute müssen auf Grund zu hoher PV-Erzeugung teilweise Transformatoren ausgetauscht werden, da sie nicht auf den permanenten und starken Lastfluss von niedriger zu hoher Spannung ausgelegt sind. Um den umgekehrten Lastfluss zu reduzieren, ist die Eigenverbrauchregelung Bestandteil des EEG (EEG, 2009, 2010, 2011, 2012). Besitzer einer PV-Anlage sollen damit vermehrt dazu bewegt werden, selbst erzeugte Elektrizität auch selbst zu gebrauchen. Bei entsprechender Ausgestaltung der Gesetzeslage ist es denkbar, dass es sich auf absehbare Zeit rechnen wird, die eigene Photovoltaikanlage um einen elektrochemischen Speicher zu erweitern (Kaschub et al., 2014). Derzeit sind rund 1,2 Millionen PV-Anlagen in Deutschland installiert (Bundesverband der Solarwirtschaft e.V., 2012). Ein entsprechender Durchdringungsgrad der kombinierten Akkumulatoren würde bemerkbare Speicherkapazitäten zur Netzstabilisierung auf der Verteilnetzebene bereitstellen können.

Zudem werden bis zum Jahr 2020 nach den Plänen der Bundesregierung (Bundesregierung, 2011) rund eine Million elektrisch betriebene Fahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren. Diese Fahrzeuge sollen durch Informations- und Kommunikationstechnologien mit dem Energieversorgungssystem verbunden werden und somit einen steuerbaren Verbraucher, eventuell sogar einen steuerbaren Einspeiser darstellen (Babrowski et al., 2014b). Die derzeit vielversprechendste Speichertechnologie für die Elektromobilität ist der Lithi-

umionenakkumulator, da für diese Anwendung ausreichend hohe Energie- und Leistungsdichten von Nöten sind. Anoden- und Kathodenmaterialien liegen daher im Fokus von Forschungsprogrammen. Abschätzungen möglicher wirtschaftlicher Entwicklungen für diese Technologien sind insofern schwer zu treffen, da die angestrebte Technologie mit der Kombination der Eigenschaften einer hohen Zellspannung, hohen Zyklfestigkeit, hohen Energie- und Leistungsdichten heute noch nicht existiert. Heute werden die Zellen für 600 bis 1400 €/kWh hergestellt (e-mobil BW, 2011). Für attraktive Produkte im Umfeld der Elektromobilität müssen die Zellpreise auf 300 bis 500 €/kWh sinken.

### **3.1.5 Speicher im internationalen Kontext**

Norwegen und Schweden erzeugen bereits heute einen Großteil ihrer Elektrizität durch Wasserkraftanlagen (siehe Kapitel 2.12). Der natürliche Zufluss aus Schmelzwasser wird in großen Dämmen aufgestaut und zu einem späteren Zeitpunkt bei Bedarf verstromt. Norwegen stellt mit rund 84 TWh Speicherkapazität etwa die Hälfte der gesamten europäischen Wasserspeicherkapazitäten. Schweden weitere 34 TWh. Zusammen entspricht dies rund dem 3.000 fachen der deutschen Speicherkapazität von 0,04 TWh (Janzing, 2010). Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die Speicherkraftwerke in aller Regel nicht mit einem Pumpensatz zur Einspeicherung ausgestattet sind. Auch sind in den wenigsten Fällen Unterbecken vorhanden, aus denen Wasser auf ein höher gelegenes Niveau gepumpt werden könnte. Mit entsprechenden Eingriffen in die Landschaft könnte die Leistung der norwegischen PSW von 1,4 GW um weitere 10 bis 25 GW erhöht werden (Ulseth, 2010). Dafür sind auch erhebliche Investitionen in die Netzinfrastruktur nötig, die das europäische Festland mit den skandinavischen Ländern verbinden. Technisch ist das möglich, jedoch bremsen ungelöste Konflikte den raschen Ausbau der Netzverbindungen. Zum einen sorgt sich die norwegische Bevölkerung um das bisher naturbelassene Landschaftsbild, zum anderen würde sich der Einfluss der mitteleuropäischen auf die skandinavischen Energiemärkte deutlich erhöhen. Die niedrigen Erzeugungskosten der Skandinavier würden im Wettbewerb mit großen Margen an

die Mitteleuropäer verkauft werden können. Dies würde dazu führen, dass sich die skandinavischen Verbraucherpreise den europäischen angleichen würden, was für die skandinavische Bevölkerung ggf. Preissteigerungen zur Folge hätte.

Neben den skandinavischen Speichern gibt es für die deutschen ÜNB die Möglichkeit PSW der Nachbarländer auf dem europäischen Festland in Anspruch zu nehmen. Dies entspricht bereits heute gängiger Praxis. Deutsche EVU haben teilweise Gemeinschaftsunternehmen zur Bewirtschaftung der alpinen Speicher gegründet. Da der Zugriff auf die Betriebsweise in Deutschland getroffen wird, wird in dieser Simulation davon ausgegangen, dass diese Speicherkapazitäten inländisch installiert sind.

## **3.2 Geplante Speicherkraftwerke in Deutschland**

Die installierte Leistung von PSW in Deutschland beträgt eigenen Recherchen zufolge 6,3 GW. Zudem sind durch Netzanbindungen ins Ausland weitere 3,8 GW bei Bedarf zugänglich und sind teilweise durch langfristige Verträge durch deutsche ÜNB steuerbar. Auf Grund des hohen Wirkungsgrades von bis zu 83 % nach (Giesecke & Mosonyi, 2009) wird mittelfristig zunächst der weitere Ausbau von PSW vorangetrieben, bevor man auf neue Technologien zurückgreift, die sich noch nicht im Markt bewähren konnten.

Derzeit wird ein PSW um 195 MW Turbinenleistung erweitert. Dieses befindet sich in Vianden, Luxemburg, wird jedoch zu rund 40 % von einem deutschen EVU betrieben und wird daher in dieser Simulation zumindest teilweise zum deutschen Netzgebiet gezählt (Société Electrique de l'Our, 2012). Des Weiteren befinden sich 10 PSW mit einer Gesamtturbinenleistung von 4,32 GW in Planung (Köpke, 2011), (Gantzkow, 2012), (Stadtwerke Mainz AG, 2012), (Stadtwerke Trier, 2012), (SWU, 2012), (Kellermann & Ermert, 2011), (Thyen, 2011). Auf Basis der recherchierten Bauvorhaben, mit der Annahme

einer durchschnittlichen Entladedauer von 6.5 Stunden sind in den nächsten Jahren die bestehenden Kapazitäten um weitere rund 28 GWh erweiterbar, was einem relativen Zubau von rund 70 % entspricht.

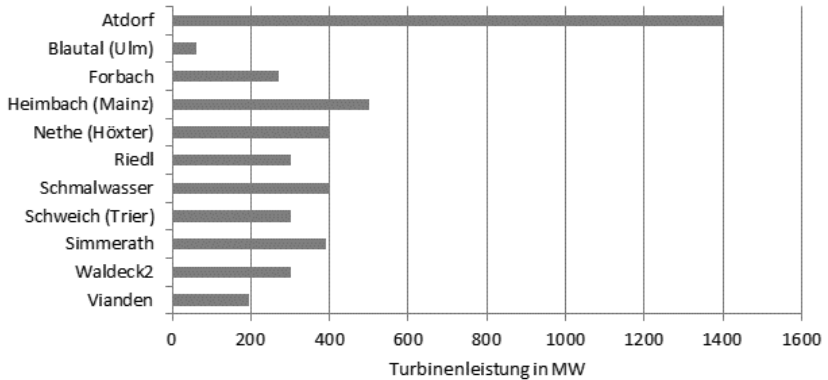


Abbildung 3.5: PSW im Bau (Vianden) und in Planung (restliche)

### Europäische und globale Tendenz

Weltweit sind rund 127 GW Turbinenleistung von PSW installiert. 89 GW davon sind in den Ländern der Europäischen Union, den U.S.A. China und Japan installiert. Diese Länder planen bis zum Jahr 2020 ihrer Ausspeicherleistung auf rund 198 GW (Arch, 2012). Die Ausbauziele für ausgewählte europäische Länder können der Abbildung 3.6 entnommen werden.

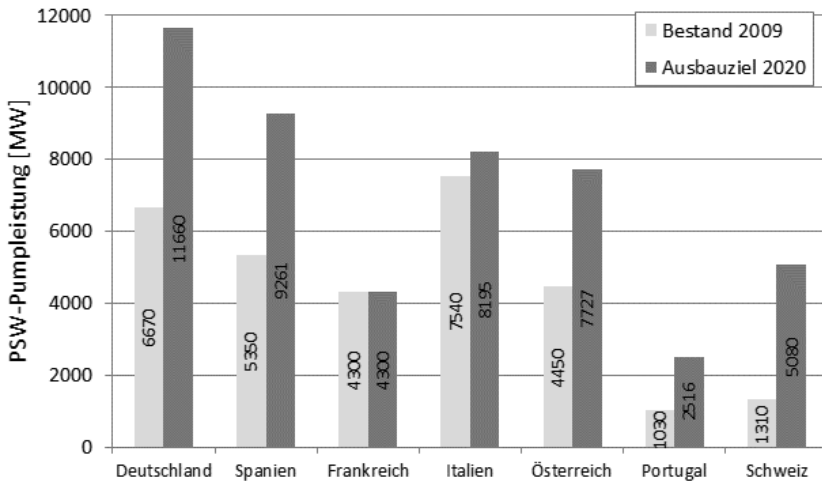


Abbildung 3.6: PSW-Ausbauziele ausgewählter Länder

### 3.3 Alternativen zur Speicherung

Der Weg hin zu einer größtenteils regenerativen Energieversorgung erfordert neue Strukturen und Lösungsansätze. Neben dem Bedarf an Speichern gibt es vielfältige Konkurrenztechnologien, die sowohl für die benötigte Flexibilisierung in der Erzeugung und im Verbrauch sorgen können als auch der teilweisen Überbrückung von mangelnder Einspeisung entgegenwirken können.

Die Lösungsoptionen zur Integration der RES betreffen hauptsächlich die Bereiche der Erzeugungs- und Nachfrageflexibilisierung, des Netzausbaus und der klassischen Speicherung. Sollte das Prinzip der Vorrangregelung für die RES weiterhin aufrechterhalten werden, so kommen zur Flexibilisierung der Erzeugung hauptsächlich zwei Optionen in Frage. Zum einen muss der konventionelle Kraftwerkspark nachhaltig so umgebaut werden, dass träge Erzeugungseinheiten durch flexiblere Kraftwerke, wie beispielsweise Gaskraftwerke ersetzt werden. Zum anderen muss diskutiert werden, ob durch eine frühzeitige Netztrennung unkontrolliert einspeisender Technologien niedrigere System-

kosten erzielt werden können. Bereits heute werden WEA aus dem Wind gedreht, sodass sie nicht mehr produzieren, wenn die Übertragungskapazität des Netzes an seine Grenzen stößt (Handelsblatt, 2014).

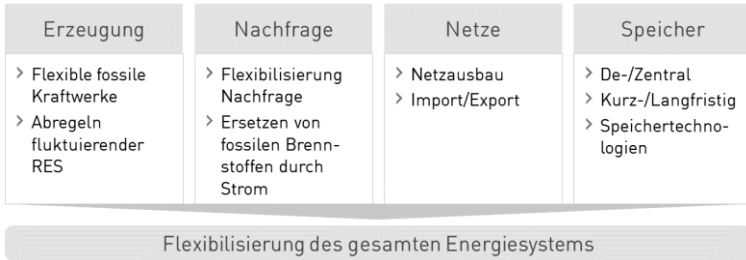


Abbildung 3.7: Optionen zur Flexibilisierung des Energiesystems nach (Brunner & Teufel, 2013)

Zur Flexibilisierung der Nachfrage werden derzeit etliche Forschungsprojekte durchgeführt. Ziel ist es, für den Verbraucher Anreize zu schaffen, um Spitzen in der Nachfrage zu senken und den Verbrauch der Erzeugungssituation anzupassen. In diesem Zusammenhang wird der Begriff des Demand-Side Management geprägt. Im Förderprojekt MeRegio wurden beispielsweise 1.000 Testhaushalte mit einem intelligenten Stromzähler ausgestattet, der sekundlich die Verbrauchswerte erfasst. Zudem wurde in den Haushalten eine Stromampel installiert, die den Preis/kWh für die nächsten 24 Stunden grafisch darstellt. Mit diesen Gerätschaften konnten die Testkunden ihren Verbrauch in die günstigen Stunden verschieben. Eines der Ergebnisse der Studie war, dass pro Haushalt ein durchschnittliches Lastverschiebungspotenzial von 0,1 kW ausgemacht werden konnte. Auf Deutschland mit seinen rund 40 Millionen Haushalten hochgerechnet entspricht dies einem identifizierten Lastverschiebungspotenzial von 4 GW (Hillemacher et al., 2013).

Ein weiterer und wohl der bedeutendste Puzzlestein für eine gelungene Integration der RES ist der flächendeckende Ausbau der Netze sowohl auf Verteil- als auch auf Übertragungsnetzebene. Sonnenreiche Länder werden in

Zukunft verstärkt auf die Erzeugung durch PV setzen. Auch mitteleuropäische Konsortien wie das viel beachtete Netzwerk Desertec versuchen den Wirkungsgrad der Sonnenenergie durch die Installation in geeigneten Breitengraden zu erhöhen und den erzeugten Strom nach Kontinentaleuropa zu transportieren (Desertec Foundation, 2012). Offensichtlich kann keine Speichertechnologie wirtschaftlicher sein, als der direkte Verbrauch der erzeugten Elektrizität, da die Umwandlungsverluste und die Rückverstromung notgedrungen den Preis der gespeicherten Arbeit merklich erhöhen.



# 4 System Dynamics in der Energiemarktmodellierung

## 4.1 Einordnung von Energiemarktmodellen

Energiemarktmodelle können in Anlehnung an (Möst et al., 2009) in Bottom-Up und Top-Down Ansätze unterschieden werden. Während sich Top-Down Modelle durch ihre ganzheitliche Betrachtung der gesamten Volkswirtschaft kennzeichnen, beschreiben Bottom-Up Modelle das Wirtschaftssystem aus der technologischen Perspektive. Rückkopplungen anderer Sektoren auf den simulierten Energiesektor werden in der Regel in Bottom-Up Modellen nicht berücksichtigt, weshalb in diesem Zusammenhang gewöhnlich von Partialmodellen gesprochen wird.

Als Untergruppe der Bottom-Up und Top-Down Ansätze stellen (Möst et al., 2009) simulierende den optimierenden Modellen gegenüber. Optimierende Modelle haben zum Ziel, durch das Aufstellen und Lösen einer Zielfunktion die Systemausgaben zu minimieren bzw. die Gewinne zu maximieren um unter gegebenen Rahmenbedingungen eine optimale Lösung für ein definiertes Problem zu erhalten. Um die Komplexität der Modelle und damit die Laufzeit der Optimierung handhabbar zu halten, wird die zeitliche Auflösung üblicherweise durch „Typtage“ zusammengefasst und nicht auf Stunden bzw. kleinere Zeiteinheiten aufgelöst. Wichtige Rückkopplungen werden bei optimierenden Modellen durch Randbedingungen ersetzt. Dies muss nach (Möst et al., 2009) bei der Szenariodefinition berücksichtigt werden.

Die zweite Untergruppe der Bottom-Up Ansätze, die Simulationsmodelle, werden zum Aufzeigen kausaler Zusammenhänge und für das bessere Verständnis derer herangezogen. Vertreter dieser Modellfamilie sind u.a. System-Dynamics (SD)-Modelle, sowie agentenbasierte Simulationen. Systemdynamische Simulationen bilden die Wirkungszusammenhänge einzelner Komponenten

ten eines betrachteten realen Systems ab. Dabei wird auch von Randbedingungen Gebrauch gemacht. Es werden jedoch auch Rückkopplungen und Zeitverzögerungen implementiert, deren Richtigkeit bei der Kalibrierung und Validierung der Modelle geprüft werden müssen (Fichtner et al., 2003). Im Gegensatz zu den optimierenden wird bei systemdynamischen Modellen nicht vom perfekten Wettbewerb ausgegangen. Auch werden Investitionsentscheidungen nicht unter perfekter Voraussicht und rein ökonomischen Kriterien getroffen – auch taktisches Verhalten kann abgebildet werden. Zeitverzögerungen eignen sich beispielsweise bei der Simulation von Investitionsentscheidungen, da vom Zeitpunkt der Entscheidung über eine Investition bis zur Inbetriebnahme gerade in der Energiewirtschaft erhebliche Planungs-, Genehmigungs- und Realisierungszeiträume zu beobachten sind die von mehreren Rahmenbedingungen abhängen.

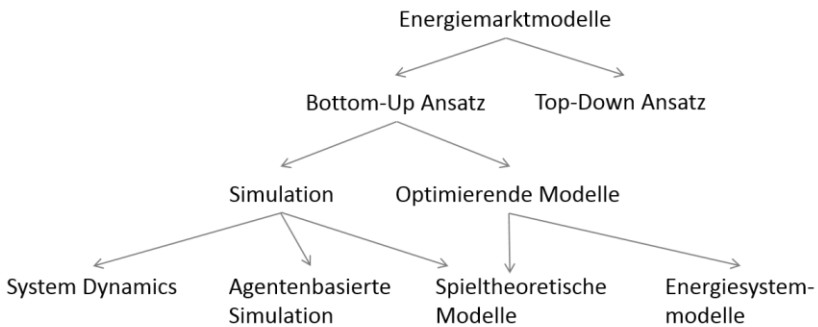


Abbildung 4.1: Energiemarktmodelle nach (Genoese, 2011)

## 4.2 System Dynamics Theorie

Bei SD handelt es sich ursprünglich um einen von Forrester Ende der 1950er Jahre entwickelten Problemlösungsansatz „Industrial Dynamics“ zur systemorientierten und computergestützten Untersuchung des Verhaltens dynamischer Systeme in der Industrie (Forrester, 1961). Im Mittelpunkt stand für Forrester die Frage, inwieweit komplexe und dynamische Systeme modellhaft abgebildet und simuliert werden können, deren Entwicklung offensichtlich nicht linear erfolgt und für die extrapolierende Voraussagen ungeeignet sind. Forresters Kritikpunkt war, dass sich die Wissenschaft hauptsächlich mit den Auswirkungen einzelner Entscheidungen beschäftigte und dabei die Tatsache vernachlässigte, dass Entscheidungen entlang einer Kette getroffen werden, bei der ein Entscheidungspunkt die nachgelagerten Reaktionen und Entscheidungen beeinflusst.

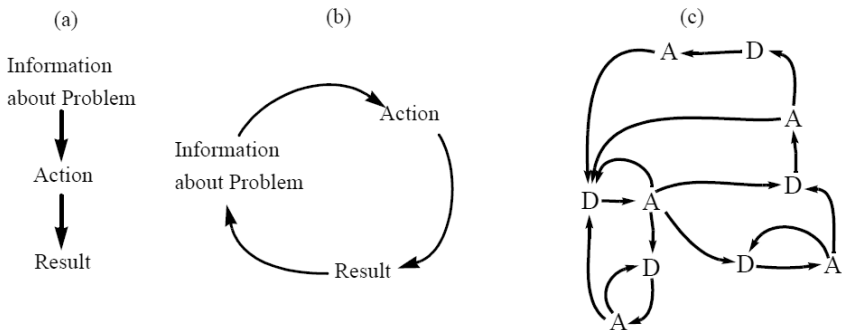


Abbildung 4.2: Feedbacksysteme für Informationen in einer (a) linearen Welt, (b) nicht-linearen Welt und (c) nicht-linearen Welt mit Rückkopplungen nach Vogstad (2004b)

Die Entscheidungsprozesse können nach (Vogstad 2004b) anhand der Abbildung 4.2 veranschaulicht werden. Die Abbildung 4.2.a zeigt einen linearen Entscheidungsweg auf, wie er häufig im Alltag zu beobachten ist. Nachdem ein Problem bekannt wurde, wird eine Aktion durchgeführt, die das Problem lösen soll und zu einem Resultat führt. Bis dahin stimmt der Prozess mit dem der

nichtlinearen Welt überein (siehe Abb. 4.2.b). Jedoch wird in der dynamischen Betrachtung davon ausgegangen, dass die Anpassung eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses bedarf, da die erzielten Ergebnisse neue Informationen über das vorliegende Problem aufdecken, die wiederum durch das Ergreifen von Maßnahmen verbessert werden können. Die Abb. 4.2.c zeigt ein noch realistischeres Bild einer Feedbackstruktur, bei der mehrere Entscheidungsträger (D) verschiedene Aktionen (A) ausführen, die vielfältige Auswirkungen auf andere Entscheidungen und Entscheidungsträger zur Folge haben.

Aufgrund der allgemeingültigen Anwendungsbereiche und der Übertragung auf weitere Forschungsgebiete wurde „Industrial Dynamics“ bald durch den allgemeinen Begriff „System Dynamics“ ersetzt (Schöneborn, 2004).

### 4.2.1 Informationsquellen

Nach (Forrester, 1961) sind für die Modellierung in SD hauptsächlich drei Informationsquellen von Bedeutung. Die erste fundamentale Datenbasis sind Daten historischer Entwicklungen und Annahmen möglicher Ansätze um vorliegende Probleme zu lösen. Forrester nennt dies die „mentale Datenbank“, die als Sammlung kognitiver Eindrücke beschrieben werden kann. Erwartungen über künftige Systemeigenschaften sind ebenfalls Teil der mentalen Datenbank, sollten jedoch nicht im Modell Berücksichtigung finden, da im Gegensatz zu den intuitiven Lösungsansätzen, die meist als linear angenommen werden, die meisten Systeme nichtlineares Verhalten aufweisen.

„Geschriebene Datenbanken“ sind entweder Aufzeichnungen mentaler Modelle und beinhalten somit keine zusätzliche Information oder sie beschreiben nur Teilprobleme und müssen daher zu einem Gesamtsystem kombiniert werden.

Da SD-Modelle hauptsächlich Rückkopplungen abbilden, ist die dritte Quelle der „numerischen Datenbank“ nur von untergeordneter Bedeutung. Die numerische Datenbank besteht aus einer zunächst zusammenhangslosen

Ansammlung quantitativer Daten, die keinen Beitrag zur Beschreibung der Rückkopplungen leistet.

Mit Hilfe der eingeführten konzeptionellen Unterscheidung der Informationsquellen, können die Eigenschaften der SD-Methodik ausführlich erklärt werden. Die untergeordnete Rolle numerischer Daten und die Vernachlässigung linearen Systemverhaltens tragen nicht nur durch das endgültige Modell, sondern bereits durch den Modellierungsprozess zu einem besseren Systemverständnis und Verständnis der relevanten Kausalitäten bei.

## **4.2.2 Causal Loop Diagramme (CLD)**

Da SD-Simulationen quantitative Modelle sind, werden Kausalitäten durch Differentialgleichungen abgebildet (Botterud, 2003), die anhand von Causal Loop Diagrammen (CLD) veranschaulicht werden können. CLD sind Übersichtsgrafiken, die die Beziehungen von Auslösern und Effekten einzelner Systemvariablen veranschaulichen und eignen sich um charakteristische Verhaltensweisen zu veranschaulichen und in Gruppen zu diskutieren. In den nachfolgenden Kapiteln werden CLD zur Erklärung des Modellaufbaus verwendet. Um CLD lesen zu können, müssen die vier grundlegenden Regeln verstanden werden, die in Abb. 4.3 veranschaulicht sind. Ein Pfeil symbolisiert eine Beziehung zwischen zwei Variablen. Variablen müssen so definiert sein, dass sie „erhöht“ oder „verkleinert“ werden können. Beispielsweise kann der Kraftwerkspark nicht erhöht oder erniedrigt werden. Die installierte Kraftwerksleistung hingegen sehr wohl.

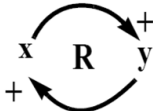
**Regel 1:** Eine Erhöhung von x bewirkt eine Erhöhung von y



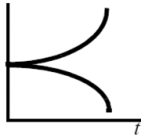
**Regel 2:** Eine Erhöhung von x bewirkt Erniedrigung von y



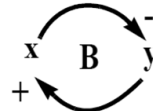
**Regel 3:** Eine gerade Anzahl negativer Vorzeichen entlang der Schleife wirkt verstärkend (reinforcing)



Verstärktes Wachstum (exponentielles Wachstum oder Schrumpfung)



**Regel 4:** Eine ungerade Anzahl negativer Vorzeichen entlang der Schleife wirkt ausgleichend (balancing)



Anschmiegendes Verhalten (exponentieller Zerfall oder begrenztes Wachstum)

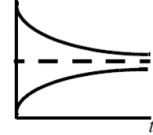


Abbildung 4.3: Regeln zum Verständnis von Causal Loop Diagrammen nach Vogstad (2004b)

Die Regel 1 wird wie folgt gelesen: Unter der Annahme alles andere ist unverändert, führt eine Erhöhung (Verminderung) von X dazu, dass Y größer (kleiner) wird, als es ohne Erhöhung (Verminderung) gewesen wäre. Mathematisch ausgedrückt:  $\partial Y/\partial X > 0$ . Als Beispiele können Produktqualität und Absatz oder Anstrengung und Ergebnis genannt werden (Maier, 2010).

Analog dazu wird die Regel 2 folgendermaßen gelesen: Unter der Annahme alles andere ist unverändert, führt eine Erhöhung (Verminderung) von X dazu, dass Y kleiner (größer) wird, als es ohne Erhöhung (Verminderung) gewesen wäre. Mathematisch ausgedrückt:  $\partial Y/\partial X < 0$ . Als Beispiele können Produktpreis und Absatz oder Frustration und Anstrengung genannt werden.

### 4.2.3 Vereinfachtes Energiemarktmodell nach Arango et al. (2002)

Der Kolumbianische Elektrizitätsmarkt wurde 1994 restrukturiert. Die geänderten Rahmenbedingungen führten zu erhöhten Unsicherheiten bei der Finanzierung von großen Investitionen in Erzeugungstechnologien. Arango et al. (2002) entwickelten daraufhin ein „Mikrowelt-Modell“, das Entscheidungsträger die Bewertung angedachter Investitionen vornehmen lässt. Beispielhaft für die im nächsten Abschnitt vorgestellten SD-Modelle in der Energiewirtschaft, wird das CLD von Arango et al. (2002) beschrieben.

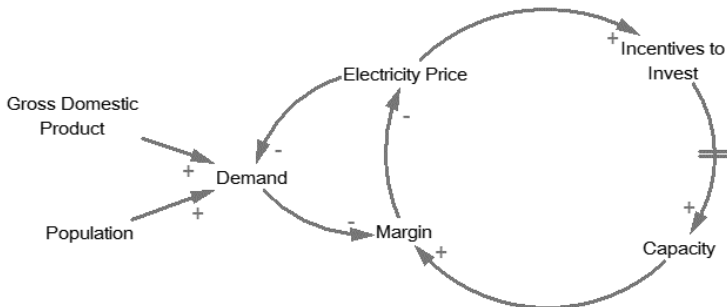


Abbildung 4.4: Vereinfachte Darstellung eines dynamischen Elektrizitätsmarkts nach Arango et al. (2002)

Das CLD von Arango et al. (2002) beschreibt auf einer aggregierten Ebene die dynamischen Zusammenhänge des Elektrizitätsmarkts mit Fokus auf der Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazität. Der Einfluss von Bevölkerungsgröße und der Produktivität geht mit einem positiven Vorzeichen in die Nachfrage ein und deutet damit einen verstärkenden Einfluss an. Der abschwächende Einfluss des Elektrizitätspreises auf die Nachfrage beschreibt die Nachfrageelastizität. Der Elektrizitätspreis setzt Anreize für Investitionen in Erzeugungseinheiten die sich nach einer gewissen Verzögerung aufgrund von Planung, Genehmigung und Bau (angedeutet durch den Doppelstrich) auf die

installierte Kapazität und die Reservekapazität (Margin) auswirken. Je weniger Elektrizität nachgefragt wird und je mehr installierte Kraftwerksleistung angeboten werden kann, desto höher wird die Reservekapazität. Dies führt in der Konsequenz zu niedrigeren Preisen. Weitere relevante Einflüsse wie beispielsweise Kraftwerksverfügbarkeiten in Abhängigkeit der Verfügbarkeit der Energieträger, Investitionsanreize oder regulatorische Rahmenbedingungen werden in dieser aggregierten Sichtweise nicht berücksichtigt. Nach Sterman (2000) sind die verstärkenden und abschwächenden Rückkopplungen die Basis der dynamischen Modellierung.

## 4.3 Bestehende System Dynamics Modelle in der Energiemarktmodellierung

Im Folgenden wird ein Überblick über die Entwicklung von SD in der Energiemarktmodellierung gegeben. Zunächst wird auf die ersten Modelle in regulierten Märkten eingegangen, bevor die deregulierten Märkte betrachtet werden. Die Übersicht der deregulierten Märkte wird aufgeteilt in:

*Regulierung, Investitionsentscheidungen, Dynamik:* Besonders in regulierten Märkten entscheiden Regularien über die Wirtschaftlichkeit verschiedener Geschäftsmodelle. Dies wird in aller Regel bei Investitionsentscheidungen berücksichtigt. Novellierungen bestehender Richtlinien können zu erhöhter Investitionsdynamik führen. Diese Punkte sind Gegenstand der nachfolgend beschriebenen Simulationen.

*RES, neues Marktdesign, Speicher:* Die Integration RES stellt die Energiewirtschaft vor große Herausforderungen, denen je nach Anteil der RES nur durch Änderungen des Marktdesigns begegnet werden kann. Auch die sich ändernde Rolle der Speicher wird in diesem Zusammenhang vermehrt diskutiert.

*Netzinfrastrukturen, Investitionen:* Ein weiteres Thema von großem Interesse ist die Investition in neue Netzinfrastrukturen. Vor allem die zunehmende



internationale Vernetzung und die zunehmend dezentrale Erzeugung sorgen für vermehrte Betrachtungen dieser Themen.

*Hoch aggregierte Modelle:* Neben den themenspezifischen Modellen gibt es ausgeprägte, generische Modelle, die meist auf höherer Abstraktionsebene mehrere der oben angesprochenen Themen behandeln und nicht einer bestimmten Thematik zuordenbar sind.

*Weitere Modelle:* Modelle für die Anwendung in der Energiewirtschaft, die den oberen Rubriken nicht zuzuordnen sind, werden in einem abschließenden Abschnitt behandelt.

In der folgenden Beschreibung existierender Modelle wird der Schwerpunkt auf „Regulierung, Investitionsentscheidungen, Dynamik“ und „RES, neues Marktdesign, Speicher“ gelegt. Der Überblick schließt mit einer tabellarischen Zusammenfassung der vorgestellten Modelle. Die Arbeiten geben einen Überblick über die Entwicklung und Trends in der SD-Modellierung, stellen jedoch nur eine Auswahl dar, die keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt. Auch ist die Einordnung in die gewählten Kategorien nicht immer eindeutig, da einige Modelle mehrere Schwerpunktthemen behandeln.

### **4.3.1 Beginn der Modellierung mit SD in regulierten Märkten**

Forrester präsentierte die Methode SD im Jahr 1961 am Beispiel der Komplexität eines Industrieunternehmens (Forrester, 1961). Meadows et al. entwickelten im Folgenden das World3-Modell, das die Basis des bekannten Werks „Limits to growth“ darstellt (Meadows et al., 1972). Die Weiterentwicklung von World3 zu Coal1 und Coal2 (Naill, 1972, 1976) waren jahrelang Diskussionsgrundlage unterschiedlicher Energiepolitiken in den USA, hinsichtlich des Einflusses von Ressourcenverfügbarkeit auf die wirtschaftliche Entwicklung. Nach Backus (2009) wurde der Elektrizitätsmarkt in dem auf Coal2 aufgebauten Modell Fossil1 erstmals modelliert.

Das auf dem Fossil2 aufgebaute Modell IDEAS (Integrated Dynamic Energy Analysis Simulation Model) wurde 1993 vom US Department of Energy implementiert. Es beschreibt die langfristige Energienachfrage und -angebot in den USA. Auf Basis dieser Simulationen wurden Szenarien der Ölabhängigkeit beschrieben und politische Maßnahmen abgeleitet (U.S. Department of Energy, 1993).

Das Modell „Feedback Rich Energy Economy (Free)“ von Fiddman (1997) und Fiddman (1998) untersucht die Zusammenhänge zwischen Umwelt, Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, wie alle der bisher genannten Modelle, in einer recht aggregierten Darstellung. Im Gegensatz dazu gibt es etliche Modelle aus der Modellfamilie „Electricity Utility and Planning Analysis Models (EPPAM)“, die sich ausschließlich auf die Elektrizitätsversorgung konzentrieren. Energieeffizienz, Versorgungssicherheit und der Ausbau von Erzeugungskapazitäten werden zudem mit der Modellfamilie „Conservation Policy Analysis Model (CPAM)“ von Ford (1997), Ford et al. (1987), Neubauer et al. (1997) und Dyer et al. (1993) untersucht. „Resource Policy Screening Modelle (RPSM)“ erweitern CPA Modelle hinsichtlich der modellierten Erzeugungstechnologien. Neben Kraft-Wärme Kopplung und kleineren Erzeugungseinheiten werden hauptsächlich RES betrachtet (Neubauer et al., 1997).

Das Modell Energy2020 baut auf den Modellen, die in der Abb. 4.5 aufgeführt sind auf. Zum einen bildet es die Angebots- und Nachfragesituation in den U.S.A. detaillierter ab und bedient die Nachfrage nach regional geclusterten Energiemarktmodellen (Backus, 2009). Neben den U.S.A. und Kanada kam dieses Modell in mehr als 20 Ländern zum Einsatz.

Hauptthemen in der SD-Modellierung waren damals die dynamische Modellierung der Zukunft und der Einfluss von politischen und gesetzgeberischen Entscheidungen. Das Modell Threshold21 vereint das Gesellschafts-, Wirtschafts- und Ökosystem. Es kann beispielsweise zur Analyse von Bevölkerungsentwicklung, Bildungsmaßnahmen, Energiewende oder wirtschaftlichen Entwicklungen herangezogen werden. Neben Bassi (2006, 2007, 2008) beschreiben Barney et al. (1995) den Ansatz, der in zahlreichen Ländern

(Balnac et al., 2009) zum Einsatz kam. Der Elektrizitätsmarkt wird in Treshold21 nicht explizit modelliert.

Weitere stark aggregierte Modelle werden teilweise mit anderen Methoden kombiniert. Osgood (2003) vereint ein Multisektor- Input-Output Modell mit Entscheidungstheorie und SD. Das Modell gibt Aufschluss über Risiken und Auswirkungen durch die politisch getroffene Entscheidung zur Integration RES im Energieversorgungssystem, wobei auch hier der Elektrizitätsmarkt nicht explizit abgebildet wird. Vielmehr liegt der Fokus auf der Interaktion von Wirtschaft, Umwelt, technologischem Fortschritt, Landnutzung und Ressourcenverfügbarkeit.

Ochoa & Van Ackere (2007) untersuchen den regulierten Schweizer Elektrizitätsmarkt auf eine angemessene Erzeugungsleistung hin. Schwerpunkt der Arbeit ist die Kausalität zwischen Kapazitätsverringern durch Abschaltung alter Kraftwerke, Kapazitätsausbau, Exporten und Importen. Ochoa & van Ackere folgern auf Grund ihrer Ergebnisse, dass die Schweiz verlässliche Rahmenbedingungen für Im- und Exporte benötigt. Ochoa (2007) bekräftigt die zuvor genannten Ergebnisse, nachdem sie die Importabhängigkeit der Schweiz analysierte. Ihre Simulationen zeigen, dass durch klare regulatorische Rahmenbedingungen der Elektrizitätspreis durch Importe von Frankreich gesenkt werden kann. Zudem können durch vermehrte Exporte nach Italien Gewinne generiert werden.

Rego (1989) beschreibt das Kapazitätsengpassproblem im regulierten Argentinischen Elektrizitätsmarkt. Mit Hilfe von SD wird ein Modell entwickelt, das die Kosten, durch verzögerten Kapazitätsausbau den Kosten durch beschleunigten Ausbau gegenübergestellt. Die Preisermittlung wird mithilfe einer Lastdauerlinie und dem Kraftwerkseinsatz nach der Merit Order simuliert. Darauf aufbauend werden politische Entscheidungen abgeleitet, die eine Angebots-Nachfragerücke vermeiden sollen.

Die oben aufgeführten Modelle beschreiben die Entwicklung der SD-Modellierung von der Industriemodellierung hin zur Energiewirtschaft. Der Fokus

dieser Arbeit liegt auf der Integration der RES in den deregulierten Elektrizitätsmarkt. Aus diesem Grund ist die Auflistung der oberen Modelle nur exemplarischer Natur und stellt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Nachfolgend wird die Weiterentwicklung der SD-Methode im liberalisierten Elektrizitätsmarkt vertieft.

### **4.3.2 SD zur Simulation von deregulierten Märkten**

Da zu Beginn der Elektrizitätsmarktmodellierung in SD monopolistische Strukturen in der Energiewirtschaft herrschten, wurde neben der Neuentwicklung dieser Methode parallel die Weiterentwicklung von Optimiermodellen vorangetrieben. Durch die in den 1990er Jahren einsetzende teilweise Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte mit Mischformen aus Monopolen für den Netzbetrieb und wettbewerblichen Einheiten für Handel, Erzeugung und Vertrieb, wurde ein nicht perfekter Markt geschaffen, der sich durch strategisches Verhalten einzelner Akteure auszeichnet, das nicht dem Verhalten in einem perfekten Markt entspricht. Möst et al. (2009) sehen aus diesem Grund in der nicht rein quantitativ optimierenden Methode System Dynamics einen Vorteil zur Modellierung imperfekter Märkte.

Auf Grund der langen Zeiträume von Investitionsentscheidungen, Raumordnungsverfahren und Bauphasen wird mit SD häufig der Frage nachgegangen, inwieweit die Dynamik in den Investitionsprozessen abgebildet werden kann und mit welchen Mitteln die regulierenden Behörden gegen zyklisches Investitionsverhalten angehen können. Aufgrund der herausragenden Bedeutung dieser Fragestellung werden im Folgenden beispielhafte Modellansätze präsentiert.

#### **Regulierung, Investitionsentscheidungen, Dynamik**

Bunn et al. (1993) stellen die Besonderheiten von SD bei der Modellierung deregulierter Märkte gegenüber den klassischen Optimierungsmethoden der Operation Research heraus. Daraus abgeleitet entwickeln sie ein langfristiges Planungsmodell für den liberalisierten Markt, welches die gestiegenen Rendi-

teerwartungen, die geänderten steuerlichen Rahmenbedingungen und die Kapitalbeschaffung betrachtet. Neben den Aspekten Marktstruktur, Risikomanagement und strategischem Wettbewerb steht die Rückkopplungsschleife der Kapazitätszahlung im Mittelpunkt, die sich an der Wahrscheinlichkeit orientiert, einen Anteil der nachgefragten Last nicht bedienen zu können. Ergebnis der Untersuchungen ist, dass der Preis einen unzureichenden Indikator für Neuinvestitionen darstellt. Aufgrund mangelnder Indikatoren handeln Kraftwerksbetreiber risikoscheu und investieren vermehrt in flexible Erzeugungstechnologien, wie Gaskraftwerke. Zudem führt die erhöhte Unsicherheit im deregulierten Markt zu höheren Verbraucherpreisen.

Gary & Larsen (2000) vergleichen SD-Modelle mit Gleichgewichtsmodellen und thematisieren das Erreichen von einem Angebots- und Nachfragegleichgewicht. Es wird verdeutlicht, dass Gleichgewichtsmodelle schnell zu Gleichgewichten finden, wogegen SD-Modelle des Öfteren nie zum Gleichgewicht finden, da Verzögerungen und Rückkopplungen dies verhindern. Das Augenmerk der Betrachtungen liegt auf der Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung unter Berücksichtigung der Abhängigkeiten zwischen Gas- und Elektrizitätsmärkten.

Ford (2001) untersucht die Investitionsentscheidungen auf Basis von Fundamentaldaten und baut dafür auf einem bestehenden Modell auf (Ford, 1999). Insgesamt werden fünf verschiedene Szenarien simuliert, die das Investitionsverhalten analysieren. In den Szenarien wird unterschiedliches Wissen über weitere geplante Erzeugungseinheiten unterstellt. Alle Szenarien kommen in unterschiedlicher Deutlichkeit zum Schluss, dass es nach einiger Zeit zu zyklischem Investitionsverhalten kommt.

Arango et al. (2002) untersuchen mit ihrem Modell „Micro World“ das Investitionsverhalten in Erzeugungseinheiten in Kolumbien. Der Nutzer hat die Möglichkeit, den Energiemarkt aus der Sicht der Investoren zu erfahren, indem er nach definierten Intervallen aufgefordert wird, Entscheidungen zum Bau neuer Kapazitäten zu treffen. Dies erlaubt dem Anwender die Auswirkung seiner Investitionsentscheidungen auf den Elektrizitätsmarkt zu analysieren

und Risiken und Unsicherheiten einschätzen zu lernen. Die Unsicherheiten werden durch stochastische Variablen in der Preisfindung, Regulierung, Nachfrageentwicklung und im Technologiefortschritt abgebildet. Das Modell bildet die wichtigsten Zusammenhänge des Energiemarktes ab, wobei Leistungsbeschränkungen, Brennstoffmärkte, Änderungen in der Regulierung und die Kraftwerkseinsatzplanung nicht berücksichtigt werden.

Kadoya et al. (2005) evaluieren, inwieweit die Deregulierung Ursache für zyklisches Investitionsverhalten ist. Das Modell betrachtet die beiden Elektrizitätsmärkte Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM) und Independent System Operator New England (ISO-NE). Ergebnis der Simulation ist, dass die Deregulierung im Elektrizitätsmarkt zu zyklischem Investitionsverhalten führt. Belegt wird diese Aussage mit dem Vergleich des Referenzszenarios, in dem der regulierte Markt simuliert wird. Die Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke erfolgen auf Grundlage einer Forward Kurve.

Olsina et al. (2006) beschreibt detailliert den mathematischen Hintergrund von zyklischem Investitionsverhalten. Das Modell eignet sich sowohl für Unternehmen als auch für Regulierungsbehörden, um komplexe Szenarien zu entwickeln und die Auswirkung von Investitionen auf die Dynamik des Marktes zu untersuchen. Es werden Verzögerungen bei der Entscheidung und beim Bau neuer Kapazitäten und „Imperfect Foresight“ berücksichtigt. Die Studie kommt zum Schluss, dass bei der Wahl eines optimalen Erzeugungsmix, sowohl die variablen als auch die Fixkosten gedeckt werden können. Aus diesem Grund wird hervorgehoben, dass es anstatt der Modellierung konkurrierender Marktteilnehmer sinnvoller sei, den Wettbewerb zwischen verschiedenen Erzeugungstechnologien zu modellieren.

Gaidosch (2007) konzentriert sich auf den deutschen Energiemarkt. Sein Modell simuliert die Jahre 2004 bis 2034 mit dem Ziel, die Ursachen für zyklisches Investitionsverhalten zu identifizieren. Der Einsatz zur Entscheidungsunterstützung und der Evaluierung wirtschaftspolitischer Maßnahmen ist hingegen nur von untergeordneter Bedeutung. Das Ergebnis der Untersuchung ist, dass die vorgefundenen Marktstrukturen in Deutschland zu zyklischem Investi-

tionsverhalten mit starken Preisschwankungen führen. Um dem entgegenzuwirken, schlägt Goidosch (2007) vor, den Zeithorizont des liquiden Terminmarkts auszuweiten. Sollte diese Liquidität nicht ausreichen, sollten nach Goidosch Neuinvestitionen nicht auf Basis von Preiserwartungen sondern auf Basis von Fundamentaldaten erfolgen, wofür beispielsweise auch voraussichtliche Stilllegungen antizipiert werden müssen, um bestmögliche Zeitpunkte für Neubauprojekte zu identifizieren.

Auch Sanchez et al. (2008) untersuchen langfristige Investitionszyklen in der Energieversorgung. Sie kombinieren SD mit Ansätzen der Spiel- und Kreditrisikotheorie. Die Kosten für neue Kredite zur Finanzierung von Kraftwerkskapazitäten steigen mit der Größe. Somit werden große Projekte im Vergleich zu kleineren eher unwirtschaftlich. Das generische Modell betrachtet keinen konkreten Markt und auch keine Netzrestriktionen.

Pereira (2009, 2010, 2011) kombinieren einen genetischen Algorithmus mit SD, um auf Basis der Simulation Entscheidungen treffen zu können. Der genetische Algorithmus soll den Gewinn der einzelnen Marktteilnehmer maximieren. Mit Hilfe von SD werden die langfristige Elektrizitätsnachfrage und die Elektrizitätspreisentwicklung simuliert. Zur Entscheidungsunterstützung können für einzelne Entscheidungszeitpunkte Prognosewerte generiert werden. Das Modell kann entweder von Unternehmen zur Risikominimierung bei Ausbauplänen oder von der Regulierungsbehörde zum besseren Verständnis des Marktgeschehens angewendet werden.

Arango & Aramburo (2009) implementieren ihr Modell mit dem Ziel, zur Entscheidungsunterstützung beitragen zu können. Dafür verwenden sie Ansätze der experimentellen Wirtschaftsforschung und kombinieren diese mit einem SD-Elektrizitätsmarktmodell, um zyklisches Investitionsverhalten zu erforschen. Bei den verschiedenen Modellvarianten sind unterschiedliche Bieterverhalten hinterlegt. Trotz der Varianten im Bieterverhalten neigen 5 von 6 modellierten Märkten zu zyklischem Investitionsverhalten. Ein weiteres Ergebnis der Modellierung ist, dass zurückgehaltene Kraftwerksreserven den Elektrizitätspreis in die Höhe treiben.

Jäger et al. (2009) entwickeln das Modell „Zertsim“ auf der Grundlage von Vogstad (2005a) und kalibrieren ihr Modell auf den deutschen Elektrizitätsmarkt. Outputgrößen von Zertsim sind Elektrizitätspreis, neue Erzeugungseinheiten verschiedener Technologien und CO<sub>2</sub> Emissionen. Die Autoren schlagen das Modell zur Verwendung als Diskussionsgrundlage über künftige Elektrizitätsmärkte vor.

Für den Neuseeländischen Elektrizitätsmarkt versuchen Syed Jalal & Bodger (2010) künftig auftretendes zyklisches Investitionsverhalten aufzudecken. Bedeutende Rückkopplungsschleifen bilden dabei die Investitionsentscheidungs-, Bau- und Genehmigungs- sowie die Interaktionsschleife zwischen Markt und Investitionen. Auch Syed Jalal & Bodger (2010) kommen zum Schluss, dass das Risiko von zyklischem Investitionsverhalten im deregulierten Markt gegeben ist.

Es gibt etliche weitere Veröffentlichungen, die sich mit den Themen der Dynamik, Investitionsentscheidungen und Regulierung befassen. An dieser Stelle sei auf die zusammenfassende Tabelle im Anschluss an das Kapitel verwiesen.

### **Regenerative Erzeugungssysteme und Speicher**

Durch die Integration RES werden der Einsatz und die Rolle der Speicher eine neue Bedeutung erlangen. In diesem Zusammenhang wird aufgrund der kurzen Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke die Thematik der Kapazitätsmärkte diskutiert. Das präsentierte SD-Modell beschäftigt sich mit der Integration von RES und der Frage, welche Rolle Speicher in dem kommenden Energiemarkt spielen können. Bevor näher darauf eingegangen wird, soll zunächst ein Überblick über bereits existierende SD-Modelle im Bereich der RES und Speicher gegeben werden.

Das wohl derzeit umfassendste liberalisierte Energiemarktmodell in SD ist die Dissertation von (Vogstad, 2004). Dieser modelliert den nordeuropäischen Elektrizitätsmarkt „Nord Pool“ in stündlicher Auflösung und betrachtet verschiedene Erzeugungstechnologien, die miteinander in Konkurrenz stehen mit



dem Ziel, energiepolitische Maßnahmen zu evaluieren. Dabei werden Strompreis, Nachfrageentwicklung, technologischer Fortschritt und Ressourcenverfügbarkeit endogen simuliert. Zudem wird der Kraftwerkspark erweitert, sobald eine Technologieklasse eine bestimmte Rendite erwirtschaften kann. Dabei wird unter vier konventionellen und weiteren vier erneuerbaren Erzeugungsklassen unterschieden. Das nordeuropäische Erzeugungsportfolio besteht wie in Kapitel 2 beschrieben zu einem Großteil aus Wasserspeichern. Vogstad (2004) modelliert diese Wasserkraftanlagen und ordnet der gespeicherten Arbeit einen Wert zu, damit die Speicher in den Fahrplänen zur Lastdeckung berücksichtigt werden. Die Speicherkraftwerke sind jedoch nicht mit Pumpen ausgestattet, die bei einem Überangebot an RES als Pumpspeicher fungieren könnten. Aus diesem Grund ist die Modellierung der Speicher relativ einfach und nicht mit der komplexen Speicherung zu vergleichen, die eine Integration volatiler Erzeugungseinheiten im großen Stile mit sich bringt.

Sanchez et al. (2007b) untersuchen die Kombination volatiler, regenerativer Einspeiser und steuerbarer Kraftwerke, wobei diese beiden Kategorien jeweils aus Windenergieanlagen bzw. regelbaren Gaskraftwerken bestehen. Der Kapazitätsausbau wird unter Berücksichtigung der drei Stellschrauben Windkraftsubventionen, CO<sub>2</sub>-Besteuerung und Kapazitätsprämie untersucht. Der Nachfrage-Angebotsabgleich erfolgt durch eine jährliche Berechnung einer Price Duration Curve. Durch die Betrachtung nur zweier Erzeugungstechnologien ist das Modell nur bedingt aussagekräftig.

Tan et al. (2010) kombiniert die Methode SD mit Ansätzen der Entscheidungsbäume um am Beispiel einer Windkraftanlage den Analysevorgang von Investitionsalternativen zu modellieren. Die Kombination der Methoden wird gewählt, um komplexe Investitionsprojekte mit SD abzubilden und dabei die Flexibilität der Entscheidungsträger über Entscheidungsbäume abzubilden. Dabei wird zwar auf RES eingegangen und der technische Fortschritt modelliert, allerdings handelt es sich bei dieser Betrachtung rein um die Frage der Investitionen. Einspeisecharakteristika oder die Auswirkung der RES auf den Wettbewerb wurden nicht modelliert.

Vogstad (2002) betrachtet die langfristigen Auswirkungen politischer Maßnahmen und stellt diese den kurzfristigen Effekten gegenüber. Er betrachtet auch die Integration RES, jedoch bilden die volatilen Erzeugungseinheiten in seinen Simulationen nur einen Bruchteil der installierten Leistung ab und bedürfen daher keiner eingehenderen Betrachtung. Auch Vogstad (2004) implementiert erneuerbare Energiequellen, wie Wasserkraft, Biomasse, On- und Offshore Wind. Aufgrund der Fokussierung auf den nordischen Energiemarkt wird auch hier den volatilen Erzeugungseinheiten nur eine geringe Bedeutung beigemessen.

Van Ackere & Ochoa (2010) untersuchen unterschiedliche Entscheidungsregeln zur Bewirtschaftung von Wasserspeichern, wobei ausschließlich Laufwasser- und Wasserspeicherkraftwerke betrachtet wurden. Aufgrund ihrer komplexen Optimierungsstruktur wurden PSW nicht berücksichtigt. Mit den beiden verbleibenden Speichertechnologien wurden durch Parameterkombination 81 unterschiedliche Handlungsstrategien evaluiert.

Die Integration RES führt in letzter Konsequenz zu einer geringeren Volllaststundenzahl konventioneller Kraftwerke. Diese Umstände lassen einen wirtschaftlichen Betrieb von nicht abgeschriebenen Erzeugungsanlagen kaum zu. Aus diesem Grund wird vermehrt die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarkts diskutiert. Hier sei stellvertretend für auf die Veröffentlichungen von Hasani & Hosseini (2011), He et al. (2008) und Assili (2008) verwiesen.

Ein weiteres diskutiertes Thema ist, wie in Kapitel 2.9 beschrieben, der erforderliche Netzausbau aufgrund lokaler Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch. Hier sei auf Grobbel (1999), Dimitrovski et al. (2007a), Arango (2007) und Ojeda et al. (2009) verwiesen.

Einen thematisch geordneten Überblick über bedeutende SD-Veröffentlichungen in der Energiewirtschaft mit über 80 Quellen wird in der nachfolgenden Tabelle gegeben.

Author (Year)	Research focus, particularly	Geographical Area	Scenario Time Horizon	Simulation Time Step	Institution
<i>Regulated / monopolistic market</i>					
Meadows et al. (1972)	Limits to growth	Global	Late 21 <sup>st</sup> century	*	Massachusetts Institute of Technology (MIT)
Naills (1972)	Resources	Global	*	*	Massachusetts Institute of Technology (MIT)
Naills (1976)	Resources	Global	*	*	Massachusetts Institute of Technology (MIT)
Sterman (1986)	Expectation formation	*	*	*	Massachusetts Institute of Technology (MIT)
Ford et al. (1987)	Policy analysis	Columbia	20 years	Yearly	Washington State University, Pullman
Rego (1989)	Delay and financing	Argentina	1988 - 2003	*	National Council of Scientific and Technological Research of Argentina (CONICET)
Blair (1991)	Analytical models	*	*	*	Massachusetts Institute of Technology (MIT)
Dyner et al. (1993)	Residential energy policies	Medellin Metropolitan Area, Colombia	20 years	Yearly	Massachusetts Institute of Technology (MIT)
U.S. Dept. of Energy (1993)	Energy analysis	U.S.A.	40 years	Quarterly	Universidad Nacional de Colombia
Barney et al. (1995)	Sustainable development	Bangladesh	50 years	*	U.S. Department of Energy
Fiddman (1997)	Climate economy model	Generic	1960 - 2100 and 2300	*	Millennium Institute, Arlington
Ford (1997)	Role of simulation models	Pacific North West	*	*	Massachusetts Institute of Technology (MIT)
Neubauer et al. (1997)	Models to study competition	Pacific North West	1993 - 2010	*	Washington State University
U.S. Dept. of Energy (1997)	Introduction to SD	*	*	*	FNT Consulting, Portland
Fiddman (1998)	Climate-economy model	Generic	1960 - 2100 and 2300	*	U.S. Department Of Energy
Osgood (2003)	Renewable resources	*	*	*	Ventana Systems, Inc., Sultan
Bassi (2006)	U.S. energy model	U.S.A.	2005 - 2050	Yearly	-
Forest (2006)	Revisiting classic energy models	*	*	*	Millennium Institute, Arlington
Bassi (2007)	Behavior description	U.S.A.	2007 - 2050	Yearly	Leeds Metropolitan University, UK
Ochoa (2007)	Policy changes	Swiss	*	*	Millennium Institute, Arlington
Bassi (2008)	Understanding energy issues	U.S.A.	2007 - 2050	Yearly	Universite de Lausanne, Switzerland
Backus (2009)	Energy policy	*	*	*	Millennium Institute, Arlington
					Sandia National Laboratories, NM

Author (Year)	Research focus, particularity	Geographical Area	Scenario Time Horizon	Simulation Time Step	Institution
<i>Regulated / monopolistic market (continuation)</i>					
Ochoa & Ackere (2009)	Dynamics of Swiss market	Swiss	2004 - 2024	Monthly	London Business School
<i>Deregulated / liberalized market – Investment decisions, regulation</i>					
Ford (1983)	Policy evaluation	Generic	1980 - 2005	Yearly	Los Alamos National Laboratory, New Mexico
Bunn & Larson (1992)	Investment behavior	England and Wales	1990 - 2030	Yearly	London Business School
Bunn et al. (1993)	Privatization	United Kingdom	1993 - 2030	Yearly	London Business School
Bunn & Larson (1994)	UK electricity investment	England and Wales	1994 - 2030	Yearly	London Business School
Dyner & Bunn (1997)	Energy policy Columbia	Columbia Western United States	15 years	Quarterly	Universidad Nacional de Colombia
Ford (1999)	Cycles in electricity markets	Generic	1998 – 2018	3 months	Washington State University, Pullman
Larsen & Bunn (1999)	Strategic and regulatory risk	Generic	No simulation	No simulation	City University Business School, London
Gary & Larsen (2000)	Performance of out-of-equilibrium markets	Generic	1996 - 2020	Yearly	London Business School, Sussex
Dyner et al. (2001)	Planning to strategy	Generic	No simulation	No simulation	Universidad Nacional de Colombia
Ford (2001)	Study of power plant construction	California	8 years	Hourly	Washington State University
Qudrat-Ullah & Davidsen (2001)	Electricity supply, resources and pollution	Pakistan	2000 - 2030	Yearly	National University of Singapore
Arango et al. (2002)	Investment in generation capacities	Colombia	No limit	6 months	University of Bergen and Colombia
Vogstad et al. (2004)	Environmental policy	Nordic electricity market	30 years	Yearly	NTNU Trondheim
Kadoya et al. (2005)	Deregulation	PJM & ISO-NE	2005 -2025	6 blocks per day	Institute of electrical engineers of Japan
Qudrat-Ullah (2005)	Decision support	Pakistan	30 years	Yearly	York University, Toronto
Olcina et al. (2006)	Long term dynamics	Deregulated power markets	2000 - 2020	1/16 monthly	Univ. Nacional de San Juan, Argentina
Arango (2007)	Alternative regulation	Colombia	2000 - 2012	Daily, Monthly	Universidad Nacional de Colombia, Medellin
Dimitrovski et al. (2007)	Long term expansion	Western Electric Coordinating Council	2005 - 2035	Monthly	School of Electrical Engineering and Computer Science
Dyner et al. (2007)	Secure electricity supply	Colombia	10 years	Monthly	Universidad Nacional de Colombia, Medellin
Gaidosch (2007)	Investment cycles	Germany	2004 - 2034	Monthly, Yearly	TU Berlin

Author (Year)	Research focus, particularity	Geographical Area	Scenario Time Horizon	Simulation Time Step	Institution
<i>Deregulated / liberalized market – Investment decisions, regulation</i>					
Park et al. (2007)	Investment incentives Generation expansion	Korea	2006 - 2020	Yearly	Korean Electric Power Research Institute
Sanchez et al. (2007a)	Planning	Competitive markets	*	*	Universidad Pontificia Comillas, Madrid
Assili et al. (2008)	Capacity payment Capacity mechanism analysis	Liberalized electricity markets	30 years	Yearly	Ferdowsi University of Mahabad, Iran
He et al. (2008)	Long-term investment	Generic	30 years	Yearly	North China Electric Power University, Beijing
Sanchez et al. (2008)	Capacity utilization	Generic	Generic	Yearly	Universidad Pontificia Comillas, Madrid
Acevedo & Aramburo (2009)	Energy policy	Deregulated power markets German electricity market	Not specified	Yearly	Universidad Nacional de Colombia
Jäger et al. (2009)	Expansion planning	Competitive markets	30 years	Yearly	EIFER, Karlsruhe
Pereira & Sarauva (2009)	Generation expansion	New Zealand	15 year horizon	Hourly	Institut Superior de Engenharia de Coimbra, PT
Syed Jalal & Bodger (2010)	Evaluating risky projects	Generic	2010 - 2050	*	University Tenaga Nasional Putrajaya, Malaysia
Tan et al. (2010)	Capacity mechanisms	Generic	20 years	Monthly	University of Texas, Austin
Hasani & Hosseini (2011)	Latent market power	Generic	2010 - 2040	Hourly	Sharif University of Technology, Tehran
<i>Deregulated / liberalized market – New market design/structure and components/market power</i>					
Bunn et al. (1997)	Effects of deregulation	United Kingdom	1994 - 2004	No information	London Business School
García-Álvarez et al. (2005)	Market design	Spain	72 days	Hourly	University of La Coruña
Vogstad (2005b)	Impact of carbon market on electricity system	Sweden, Norway Western electricity council (WECC)	2005 - 2020	Secondly	Norwegian University of Science and Technology
Ford (2006)	Price patterns for certificates Reduction in carbon dioxide emissions	Northwestern U.S.A. Western electricity council (WECC)	2005 - 2025	Monthly	Washington State University, Pullman
Ford et al. (2007)	Merchant interconnection	Generic	2006 - 2020	Monthly	Washington State University, Pullman
Ford (2008)	Dynamics of Swiss electricity market Transmission interconnections	Generic	2005 - 2025	*	Washington State University, Pullman
Ojeda & Garces (2007a)		Generic	20 years	Yearly	Washington State University, Pullman Bremer Energie Institut, Germany
Ojeda & Garces (2007b)		Generic	20 years	yearly	Instituto de Energía Eléctrica, Argentina Bremer Energie Institut, Germany
Ojeda et al. (2009)		Generic	20 years	Yearly	Instituto de Energía Eléctrica, Argentina

Author (Year)	Research focus, particularity	Geographical Area	Scenario Time Horizon	Simulation Time Step	Institution
<b>Transmission grid</b>					
Dyrer et al. (2011)	Electricity market integration	Latin America	2010 - 2025	Monthly	Universidad Nacional de Colombia
<b>Extensive models</b>					
Grobbeil (1999)	Competition in electricity generation	Germany and neighboring countries	15 years	Weekly	University of Oldenburg
Tuuk & Weijnen (2002)	Analyzing market performance	Generic	*	*	Delft University of Technology
Botterud (2003)	Long-term planning	Generic	20 – 50 years	Yearly	NTNU (Norway) and MIT (USA)
Dimitrovski et al. (2004)	Investment and growth in electric power systems	Western US & West Africa	2000 – 2025	Hourly	Washington State University, Pullman
Olsina (2005)	Long-term dynamics	Generic	20 years	Monthly	Universidad Nacional de San Juan, Argentina
Vogstad (2004)	Nordic electricity market	Nordic Electricity Market	30 years	Weekly	Norwegian University of Science & Technology, Trondheim
Pasaoglu & Or (2006)	Liberalized electricity market	Generic	20 years	Monthly	Bogazici University, Istanbul
Dimitrovski et al. (2007)	Long-term modeling	Western Electric Coordination Council	20 years	Hourly	Washington State University
Hui (2009)	Transmission investments	Generic	20 years	Yearly	Washington State University
Sanchez (2009)	Long-term planning	Generic	20 years	Yearly	Universidad Pontificia Comillas de Madrid
<b>Other models</b>					
Vlahos (1998)	Electricity markets	Generic	Defined by user	Defined by user	London Business School
Franco et al. (2000)	Training traders	Colombia	10 years	Quarterly (4 per year)	Universidad Nacional de Colombia, Medellin
Franco et al. (2001)	Strategy and risk management	Colombia	10 years	Quarterly (4 per year)	Interconexion Electrica E.S.P.
Ochoa et al. (2002)	Strategic electricity trading	Generic	*	*	Universidad Nacional de Colombia
Dyrer et al. (2003)	Simulation for organizational learning	Generic	*	*	Universidad Nacional de Colombia
Dyrer et al. (2009)	Games for electricity traders	Colombia	10 years	Quarterly (4 per year)	Universidad nacional de Colombia, Medellin
van Ackere & Ochoa (2010)	Hydro-energy reservoir	Generic	1 year	Hourly	Université de Lausanne, Switzerland
Pasaoglu (2011)	Educational tool	Generic	20 years	Monthly	Istanbul Kultur University, Turkey

## 4.4 Stochastische Submodule in den betrachteten SD-Veröffentlichungen

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Integration der volatil erzeugenden RES, insbesondere der Windeinspeisung, deren Einspeisecharakteristik stochastisch in viertelstündlichen Simulationsschritten implementiert wird. Eine Analyse gibt Aufschluss über die Beeinflussung der stochastischen Einspeiseprofile auf die resultierenden Variablen.

Einige Autoren der oben aufgeführten SD-Literatur integrieren stochastische Submodule, die in die Kategorien konventionelle Erzeugung, Nachfrage, Rohstoffpreise, Strompreise, RES-Erzeugung und Sonstiges aufgeteilt werden können. Die konventionelle Kraftwerkseinsatzplanung findet bei Assili et al. (2008) auf Basis einer stochastisch implementierten Merit Order statt. Da das Kraftwerk mit den höchsten Gestehungskosten den Börsenpreis setzt, kann ein stochastischer Preis ermittelt werden. Vorgstad (2005) implementiert die Rohstoffpreise von Gas und Kohle mit Hilfe stochastischer Vorgaben, die auf die konventionelle Erzeugung Einfluss nehmen.

Wesentlich weiter verbreitet ist die stochastische Implementierung der jährlichen Nachfrageentwicklung. Neben Botterud (2003) und Hasani (2011) nehmen Olsina (2005) und Pereira (2009, 2010, 2011) eine stochastische Abschätzung der jährlichen Nachfrageentwicklung vor. Pasaoglu (2006) verkürzt den Betrachtungszeitraum auf eine sich monatlich ändernde Nachfrage. Gerade in Regionen mit deutlichen jahreszeitlichen Ausprägungen von Nachfrage und Erzeugung ist eine kürzere Auflösung der Nachfrageschwankungen sinnvoll (Vgl. Abb. 2.8 und Abb. 2.9).

Manche Autoren berücksichtigen auch die Einspeisung der RES als stochastische Größe. Arango (2002), Pasaoglu (2006), Pereira (2009) und Vogstad (2005) implementieren die jährlich zur Verfügung stehenden Wasservorräte auf stochastischer Basis. Dabei wird jeweils anhand der vergangenen Jahre eine Verteilung ermittelt, die in den Modellen hinterlegt wird. Hierbei

handelt es sich bei der Modellierung der Wasserspeicher ausschließlich um Wasserreservoirs und Laufwasserkraftwerke; nicht aber um Pumpspeicherkraftwerke. Zudem wird in den Modellen von Pereira (2009, 2010, 2011) die Auslastung der Windparks auf jährlicher Basis stochastisch ermittelt. Vogstad (2004, 2005) simuliert für jede Woche einen Einspeisewert aller am Netz angeschlossenen Windparks. Für die Ermittlung der simulierten Wendeinspeisewerte multipliziert Vogstad (2004, 2005) die installierte Gesamtleistung mit den durchschnittlichen Volllaststunden und einer stochastischen Abweichung. Somit wird für jede Woche ein Wert erzeugt, der mit der vor- bzw. nachgelagerten Woche in keinerlei Beziehung steht. Die Missachtung dieses Zusammenhangs kann dazu führen, dass von einem auf den nächsten Simulationsschritt eine große Einspeisedifferenz zu betrachten ist, die den historischen Einspeiseprofilen nicht zu entnehmen sind. Zudem werden weder tageszeitliche noch saisonale Abhängigkeiten betrachtet.

Tabelle 4.1: Stochastische Submodule der betrachteten SD-Veröffentlichungen

Autor (Jahr)	konv. Erzeugung	Nachfrage	Rohstoffpreise	Strompreis	RES-Erzeugung	Sonstiges	Stochastische Implementierung von:
Arango et al. (2002)							Wasserzufluss
Assili et al. (2008)	■			■			Merit Order -> Großhandelspreis
Botterud, 2003		■					Jährliche Nachfrageänderung
Bunn et al. (1993, 1994)						■	Ausfallzeiten der Kraftwerke
Dyner et al. (2001)						■	Investitionsplanung
Gaidosch (2007)						■	Reservebedarf
Hasani & Hosseini (2011)		■					Jährliche Nachfrageänderung
Ojeda & Garces (2007)						■	Ausfallzeiten der Kraftwerke
Olsina (2005)		■		■			Nachfrageänderung, Spitzenlast, Preis, Kraftwerksreserve
Pasaoglu & Or (2006)		■					Monatlicher Wasserzufluss und Nachfrage
Pereira & Saraiva (2009)		■					Nachfrageänderung, Wind- und Wassererzeugung (jährlich)
Pereira (2010)		■					Nachfrageänderung, Auslastung des Windparks (jährlich)
Pereira (2011)		■					Nachfrageänderung, Auslastung des Windparks (jährlich)
Vogstad et al. (2004)							Auslastung des Windparks (wöchentlich)
Vogstad (2005)	■		■		■		Gas- und Kohlepreis, Windparkauslastung und Wasserzufluss
Vogstad (2006)						■	Investitionsplanung



Tabelle 4.1 führt weitere Kategorien auf, denen aufgrund ihrer seltenen Betrachtungen in dieser Ausführung keine nähere Betrachtung zuteilwird. Festzuhalten ist jedoch, dass SD-Modelle im Speziellen Unsicherheiten mit Hilfe des Lösungsansatzes versuchen zu quantifizieren. So ist beispielsweise die Betrachtung der Investitionsunsicherheit eine häufig adressierte Forschungsfrage, die mit SD-Modellen adressiert und nicht mit stochastischen Vorgaben exogen vorgegeben werden (Vgl. Kapitel 4.3).

Die zunehmende Integration regenerativer Energieerzeugungsanlagen mit ihren zum Großteil un stetigen und in ihrer Natur stochastischen Erzeugungsmustern stellt die Energiesystemmodellierung vor neue Herausforderungen und erfordert die Betrachtung der stochastisch einspeisenden Erzeugungstechnologien. Während in Vergangenheit nahezu alle Energiemodelle von konstanten Einspeisemustern beispielsweise der Windkraft ausgingen oder die Windkraft aufgrund ihrer damals untergeordneten Rolle nicht betrachteten (Vgl. Gaidosch, 2007) lässt die künftige Rolle der RES eine Vernachlässigung bzw. vereinfachte Abbildung nicht mehr zu. Bereits im Jahr 2012 wurden über 23 % des deutschen Elektrizitätsbedarfs aus regenerativen Energiequellen gedeckt (BDEW, 2012b). Betrachtet man die Tatsache, dass PV-Anlagen nur tagsüber und WEA bevorzugt im 1. und 4. Quartal erzeugen, so wird klar, dass bei hohen RES-Einspeisewerten der Großteil der nachgefragten Last aus der Produktion der regenerativen Energiesysteme gedeckt wird und dass deren Erzeugungsprofile Auswirkungen auf die gesamte Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft haben.

## **4.5 Arbeiten zu Speicherpotenzialen und Speicherbedarf**

Bisher existieren nur wenige Studien zu Speicherpotentialen im Energiesystem. Insbesondere ist keine systemdynamische Arbeit mit diesem Ziel bekannt. Aus diesem Grund werden im Folgenden allgemeine Studien zu diesem Thema mit dem Fokus auf Deutschland vorgestellt.

Die Studie VDE ETG (2012) besteht aus zwei wesentlichen Teilen. Zunächst wird der Bedarf künftiger Speicherkraftwerke mit Hilfe von Simulationen berechnet. Dafür werden neben dem Referenzszenario drei weitere Szenarien untersucht, die sich in der Entwicklung der RES-Integration unterscheiden. Die betrachtete Bandbreite reicht von 40 % - 100 % Versorgung durch RES. In Abhängigkeit der Szenarien werden Speicherleistungen von 8 – 35 GW für Kurzzeitspeicher und 11 - 68 GW für Langzeitspeicher errechnet. Für die Kurzzeitspeicher ergeben sich kapazitätsseitig Bedarfe von 40 – 184 GWh, für Langzeitspeicher 2.111 – 26.000 GWh. Unter Kurzzeitspeicher werden die Technologien PSW, Batterien, adiabate Druckluftspeicher und Demand-Side Management geführt. Power2Gas wird dazu im Gegensatz als Langzeitspeicher definiert. In einem zweiten Schritt werden die ermittelten Leistungs- und Kapazitätsbedarfe in ein Übertragungsnetzmodell implementiert. Im Anschluss daran wird ausgewertet, in welchem Zustand sich das Netz zu jeder Stunde in Abhängigkeit der Einspeise- und Lastgrades befindet. Zudem wird die Häufigkeitsverteilung der maximal möglichen Auslastung der Netzbetriebsmittel für den Grund- und den (n-1)-Fall ermittelt. Des Weiteren wird eine tabellarische Übersicht der absoluten Anzahl an Netzbetriebsmitteln gegeben, die zu einem unzulässigen Systemzustand führen. Wesentliche Erkenntnisse der Studie sind, dass die bestehenden Anlagen im Elektrizitätssystem flexibler eingesetzt werden müssen, dass bis zu einem RES-Anteil von 40 % thermische Kraftwerke die schwankende Erzeugung ausgleichen können und Speicher bis zu diesem Zeitpunkt nur in geringem Umfang zur Einspeicherung von RES-erzeugtem Strom benötigt werden. Bei einer Steigerung des RES-Anteils von 80 % auf 100% verdreifache sich jedoch der Speicherungsbedarf.

Die Studie DENA (2008c) wurde angefertigt, um die Auswirkung der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von PSW zu ermitteln. Die Autoren gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2030 etwa 65 GW der installierten RES aus den fluktuierenden Quellen Wind und PV bestehen, was die Bedeutung der Speicher steigern würde. Ergebnis der Studie ist, dass bis 2020 in kritischen Lastsituationen etwa 14 GW Leistung entweder durch zusätzliche Energiespeicher oder Lastmanagement aufgenommen, oder durch

den Ausbau der Grenzkuppelstellen exportiert werden müssen. Ohne diese variablen Elemente müssten die RES in das Erzeugungsmanagement gehen und ihre eigentlich verfügbaren Potenziale für die Klimabilanz könnten nicht voll genutzt werden bzw. müssten zusätzlich gebaut werden.

Auf Basis des voraussichtlichen Ausbaus der konventionellen und erneuerbaren Erzeugungseinheiten untersucht die Studie DENA (2010b), wie sich das angedachte PSW-Projekt Atdorf auf Kosten und Emissionen der gesamtdeutschen Stromerzeugung auswirkt. Dafür wird ein Modell zur Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung angewendet. Die Emissions- und Kostenbewertung erfolgt mithilfe eines linearen Optimierungsmodells zur volkswirtschaftlich optimalen Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung für den Bilanzraum Deutschland. Ergebnis der Studie ist, dass durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien künftig vermehrt Situationen auftreten, in denen die RES-Erzeugung die Nachfrage übersteigt. Dies führt dazu, dass im Jahr 2030 bis zu 12 TWh, die regenerativ erzeugt wurden nicht direkt nachgefragt werden. Mit Hilfe des angedachten PSW-Atdorf, könnte der Betrag um 0,7 TWh reduziert werden. Zudem könnten durch den Bau des PSW-Atdorf bis zu 582.000 t CO<sub>2</sub> eingespart werden. Dies wird dadurch erreicht, dass konventionelle Kraftwerke weniger im Teillastbetriebe erzeugen müssen und die EE-Einspeisespitzen durch das Speicherkraftwerk zwischengespeichert werden könnten.

Die Studie (SRU, 2010) zeigt für das Jahr 2050 auf, wie eine vollständig regenerative Stromversorgung alleine oder im Verbund mit europäischen Nachbarländern auf der Basis nutzbarer Potenziale aussehen könnte. Als Grundlage dient das Modell REMix des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt. PSW werden in der Simulation in nur geringem Umfang zur Speicherung der RES herangezogen, da unterstellt wird, dass der größte Teil der vorhandenen deutschen Kapazitäten von circa 7 GW für den Bereich der Netzdienstleistungen genutzt wird. Dadurch kommen die Autoren zum Ergebnis, dass bei einem nationalen Alleingang im Jahr 2050 circa 51 TWh/a in Druckluftspeichern und nur 1,2 TWh/a in PSW eingespeichert werden. Die Autoren empfehlen den Zubau von 32 – 37 GW Druckluftspeicher. Zudem wird die Wasserstoffspeiche-

rung betrachtet. Aufgrund des geringen Wirkungsgrades und der hohen Systemkosten finden die Autoren bis zum Jahr 2050 jedoch keine angemessenen Einsatzfelder.

Prämisse der Studie (VDE, 2008) ist, dass bis zum Jahr 2020 rund 40 % der gesamten Stromerzeugung in Deutschland durch RES bereitgestellt wird und dieser Umstand das zeitweise Abschalten der RES-Anlagen erfordert, sollte nicht genügend Speicherleistung und -kapazität im Energiesystem integriert sein. Die Studie konzentriert sich im Wesentlichen auf die Anwendung von Speichern in elektrischen Energieversorgungssystemen. Es werden weder Szenarien beschrieben, noch Simulationen durchgeführt, als vielmehr der generelle Bedarf von Speichern diskutiert. Die Autoren kommen zum Ergebnis, dass die Integration von Wind zunehmend zu schwankendem Dargebot und zusätzlichem Regelbedarf bei den thermischen Kraftwerken führt. Die entsprechenden Konsequenzen der Regelung sind die Wirkungsgradverschlechterung, erhöhte Emissionen, kürzere Wartungsintervalle, geringere Lebensdauer, weniger Volllaststunden und damit steigenden Erzeugungskosten. Für einen fiktiven zentralen Großspeicher zur Integration der RES in Deutschland wird ein Leistungsbedarf von insgesamt einigen 10 GW ausgewiesen, der jedoch nur wenige Lade-/Entladezyklen pro Jahr durchführen könnte. Da sich die Wirtschaftlichkeit von Speichern mit steigender Zyklenzahl verbessert, sind Langzeitspeicher mit einer Zyklisierung von weniger als einmal pro Woche derzeit nicht wirtschaftlich darstellbar.

Die deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) hat in Zusammenarbeit mit den deutschen Netzbetreibern eine Studie zur Integration der erneuerbaren Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2015 veröffentlicht (DENA, 2010a). Unter der Prämisse, dass 39 % der erzeugten Elektrizität regenerativ bereitgestellt werden, wurde das deutsche Versorgungsgebiet in verschiedene Regionen unterteilt. Für jede Region wurden Zeitreihen für die Produktion von PV- und Windenergie hinterlegt. In einem zweiten Schritt wurden Anforderungen und Optionen bezüglich des Ausbaus der Übertragungsnetze definiert. Der dritte Teil der Studie beschreibt die Möglichkeit der vollständigen Integration der Stromerzeugung aus Wind-

energie und anderen erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der Erhöhung der Flexibilität auf der Angebots- und Nachfrageseite im Elektrizitätssystem. Das Ergebnis der Studie ist, dass nach bestehenden Marktregeln betriebene Speicher bis zum Jahr 2020 nur unwesentlich zur Netzintegration der identifizierten nicht übertragbaren Leistungen beitragen. Zudem folgern die Netzbetreiber, dass ein Zubau von Druckluft- und Wasserstoffspeichern unter Wirtschaftlichkeitsaspekten und den bestehenden Marktregeln trotz zunehmender Volatilität der Erzeugung und den damit verbundenen Strompreisschwankungen bis 2020 marktgetrieben nicht erfolgen wird. Betont wird jedoch, dass sich das nach 2020 durchaus ändern könne. Zu beachten ist bei dieser Studie, dass mit dem Netzausbau dieselben Ziele verfolgt werden, wie mit dem Ausbau von Speicherkraftwerken. Beide Technologien stehen demnach in einem Konkurrenzkampf. Der Leser muss sich daher im Klaren sein, dass eine Netzgesellschaft ihr Augenmerk auf die Netze und nicht auf die Speicher legt. In der Modellierung nehmen die Netzexperten für das Jahr 2020 eine installierte Ausspeicherleistung von 8,4 GW an.

Die EnBW AG ist mit der Potenzialstudie 2012 der Frage nachgegangen, welches theoretische PSW-Potenzial in Baden-Württemberg noch nicht ausgeschöpft ist (EnBW AG, 2012). Auf der Basis von Geoinformationssystemen (GIS) wurde zunächst die Fläche Baden-Württembergs auf Mindestanforderungen hinsichtlich topographischen Standards untersucht. Auf Basis der Flächenanalyse wurde eine Standortanalyse durchgeführt, mit derer Hilfe konkrete Beckenstandorte detektiert und zu möglichen PSW kombiniert wurden. Diese wurden auf ökonomische Standortfaktoren hin untersucht und nach Qualitätsmerkmalen geordnet. Der dritte Schritt in der Vorgehensweise war eine Konfliktanalyse. Umwelt- und Wasserschutzgebiete, anthropogene Anlagen sowie die geologische Eignung wurden für jeden potentiellen Standort untersucht. Abgeschlossen wurde das Projekt mit einer Qualitätsanalyse. Ergebnis der Studie ist, dass 13 konfliktarme Standorte mit einer Gesamtleistung von 19 GW Turbinenleistung ausgemacht werden konnten. Alleine Baden-Württemberg verfügt demnach über ein großes Potenzial für PSW, das die aktuelle in Deutschland installierte Leistung um ein Vielfaches übertrifft.

Auf Basis der Ausbauszenarien des Bundesverbands Erneuerbare Energien (BEE) wurden in der Studie (Fraunhofer IWES, 2009a) die Auswirkungen der volatilen Elektrizitätserzeugung aus dem Jahr 2007 auf das Jahr 2020 hochskaliert. Die vorrangige Einspeisung der RES wurde mit Hilfe von Import/Export und Einspeicherung/Ausspeicherung geglättet. Daraus ergeben sich stundenscharfe Jahresganglinien für die konventionellen Erzeugungsanlagen. Gerechnet wurde diese Zeitreihenanalyse mit SD. Von den in Kapitel 4.2 aufgezählten Vorteilen der Methodik wurde jedoch nicht Gebrauch gemacht. Weder zeitliche Verzögerungen noch Rückkopplungen dynamischer Prozesse wurden hinterlegt. Die Studie kommt zum Schluss, dass der Grundlastbedarf in Zukunft deutlich zurückgehen wird und die Anforderungen an die Flexibilität der konventionellen Kraftwerke künftig deutlich zunehmen wird.

ZSW (2010) gibt einen Überblick über den Stand der Technik und Forschungspotenziale von Speichertechnologien. Die ebenso abstrakte wie verständliche Randbedingung für eine Vollversorgung mit RES geben die Autoren mit der vollständigen „Überbrückung“ von zwei Wochen durch Speicher an. Bei einer durchschnittlichen Nachfrage von etwa 70 GW entspricht dies einer benötigten Ausspeicherleistung von ca. 50 GW und einer Speicherkapazität von ca. 20 TWh, was dem 500-fachen der heutigen Kapazität von rund 0,04 TWh der installierten PSW entspricht. Für die Überbrückung längerer Wind- und Sonnenflauten bescheinigt die Studie vor allem Power-to-Gas bedeutendes Potenzial.

Sterner (2009) untersucht die Einspeisung von erneuerbarem Methan in das bestehende Erdgasnetz (Power-to-Gas). Die stark volatile Erzeugungsstruktur der RES wird dazu führen, dass zeitweise nicht die gesamte erzeugte Arbeit von den klassischen Verbrauchern nachgefragt werden wird. Der daraus folgenden Idee der „Überschussenergienutzung“ begegnet Sterner (2009) indem er neue Verbraucher in Form von Elektrolyseuren schafft, die in Zeiten hoher RES-Einspeisung mit Hilfe von Elektrizität, Wasser in Wasserstoff mit einem Wirkungsgrad von 54 – 72 % umwandelt. Der Wasserstoff kann entweder direkt (aber zeitverzögert) in Kraftwerken oder Kraftfahrzeugen verbraucht oder ins Erdgasnetz eingespeist werden, oder aber in einem zweiten

Schritt zu Methan umgewandelt werden. Die Speicherkapazität des deutschen Erdgasnetzes beträgt etwa 220 TWh<sub>th</sub>, welche über eine effiziente Rückverstromung von 55 % 120 TWh<sub>el</sub> elektrische Speicherkapazität darstellen. Mit der heute geltenden gesetzlichen Einspeisegrenze von 5 Vol% Wasserstoff in das Erdgasnetz, kann eine Speicherkapazität von 1,8 TWh<sub>el</sub> erschlossen werden. Dies entspricht in etwa dem Tagesstromverbrauch der Bundesrepublik Deutschland. Über die Methanisierung kann die volle Speicherkapazität von 120 TWh<sub>el</sub> genutzt werden, mit der die Stromversorgung mit den entsprechend ausgebauten Kraftwerken für 2-3 Monate aufrecht erhalten werden kann. Diese Ergebnisse werden zudem im Gutachten „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes“, Fraunhofer IWES, Feb. 2011 verarbeitet.

Des Weiteren seien auf die Veröffentlichungen von (Kruck, 2008), (Klobasa, 2007), (VDE ETG, 2012), (Fraunhofer IWES, 2010), (BEE und Agentur für Erneuerbare Energien, 2009) und (Oertel, 2008) verwiesen.

## **4.6 Anforderungsprofil an ein Modell zur Analyse der Speicherintegration auf die gehandelten Spotmarktpreise bei hoher Durchdringung von RES**

Die vorangegangenen Kapitel verdeutlichen die Wichtigkeit der Speicher für die Integration der RES. Die Betreiber der Speicher nehmen mit ihren Geboten aktiven Einfluss auf die Preisbildung an der Börse. Dies verschiebt die Einsatzreihenfolge der berücksichtigten Kraftwerke, was seinerseits wiederum Einfluss auf die Rentabilität der Speicher hat. Daher wird eine Methodik entwickelt, die sowohl die Funktionsweise der Speicher und deren Auswirkung als auch die Preisentwicklung an der Strombörse berücksichtigt, da die langfristige Aufrechterhaltung des Dreiklangs Versorgungssicherheit, bezahlbare

Preise und Umweltschutz von fundamentaler Bedeutung für die Industrienationen ist.

Technische Randbedingungen wie Laständerungsgradienten, Wirkungsgrade und Kraftwerkseinsätze werden ebenso betrachtet, wie politische Vorgaben zu CO<sub>2</sub>-Minderungszielen und dem Ausbau RES. Die hohe Volatilität der RES führt dazu, dass geringe zeitliche Auflösungen wie Stundenblöcke oder Typtage die kurzzeitigen Schwankungen nicht ausreichend abbilden. Es wird daher eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten gewählt, was 35.040 Simulationsintervallen pro Jahr entspricht. Um äußerst lange Berechnungszeiten der Simulationen zu vermeiden, werden von dem Jahr 2010 an bis zum Jahr 2030 nur alle fünf Jahre simuliert. Die 5-jahres Abstände sorgen dafür, dass schleichende Entwicklungen wahrgenommen werden können.

Zudem erfordert die zunehmende Integration RES mit ihrem zum Großteil un stetigen und stochastischen Erzeugungsmustern eine detaillierte Betrachtung der volatilen Einspeiser. Während in Vergangenheit nahezu alle Energiemodelle von konstanten Einspeisemustern (beispielsweise der Windkraft) ausgingen oder die Windkraft aufgrund ihrer damals untergeordneten Rolle gar nicht erst betrachteten lässt die künftige Rolle der RES eine Vernachlässigung bzw. vereinfachte Abbildung nicht mehr zu. Neue Modelle erfordern daher neben einer hohen Auflösung der Simulationsschritte eine Beschreibung des Einflusses verschieden starker Ausprägungen der RES. Zu diesem Zweck werden synthetische, stochastische Windlastprofile erzeugt, die bei sonst gleichbleibenden Randbedingungen auf ihre Auswirkungen auf weitere Modellvariablen untersucht werden.

Lange Planungs- Bau- und Abschreibungszeiten sorgen für träge Umwandlungsprozesse in der Energiewirtschaft. Eine relativ zuverlässige Vorhersage der künftigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten ist aus diesem Grund in einem 10-jahres Horizont durchaus denkbar, wird aber für jedes weitere Jahr deutlich ungenauer. Aus diesem Grund wurde das Jahr 2030 als Schlussbetrachtung der Simulation gewählt. Im folgenden Kapitel wird die Entwicklung und Beschreibung des Modells näher erläutert.



# 5 Entwicklung und Beschreibung des Modells „El-Sto“

Die zunehmende Integration RES stellt die Vertreter der Energiewirtschaft vor neue Herausforderungen, die in Kapitel 4 eingehend beschrieben wurden. Ziel der im Folgenden beschriebenen Arbeit ist die Schaffung eines Simulationsmodells, welches Kraftwerksbetreibern, Händlern, Marktforschern und Investoren eine Bewertung der Auswirkungen ihres Handelns im Rahmen der politischen Vorgaben ermöglichen soll.

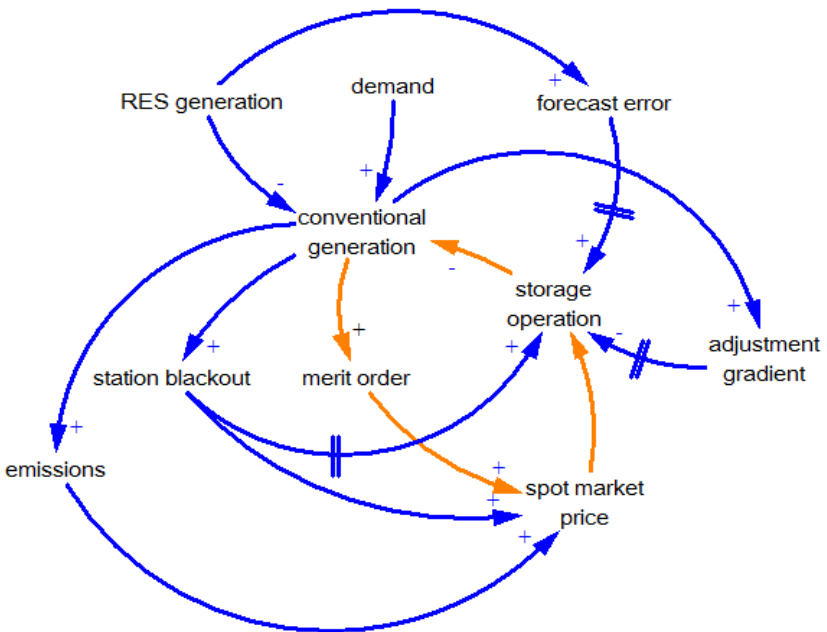


Abbildung 5.1: Modellstruktur in stark aggregierter Weise

„El-Sto“ wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelt. Es ist eine Neuentwicklung und bildet einen liberalisierten deutschen Strommarkt mit seinen politisch gesetzten Zielen zur Integration RES bis zum Jahr 2030 ab. Um die Einspeisecharakteristika der RES möglichst realgetreu abbilden zu können, wurde eine zeitliche Auflösung der Simulationsschritte von 15 Minuten gewählt. Das Augenmerk der Modellierung gilt der Fahrweise und Rentabilität der Speicher im Energieversorgungssystem, deren Rolle sich aufgrund der Transformation hin zu einem volatilen Erzeugungssystem zukünftig ändern wird. Dank der hohen zeitlichen Auflösung können die Auswirkungen der hohen Lastgradienten und die flexible Speicherfahrweise detailliert nachgebildet und analysiert werden.

Um dynamisches Verhalten zu analysieren, ermöglicht System Dynamics außer der Modellierung von physikalischen und technischen Systemen die Darstellung von Entscheidungsregeln in wirtschaftlichen und sozialen Systemen (Vogstad, 2005a). Diese werden in den folgenden Absätzen erläutert. Das Modell besteht aus 215 Parametern, die zusammen das nichtlineare System darstellen.

Erzeugungstechnologien werden in El-Sto unterteilt in konventionelle Kraftwerke und RES. Die konventionellen thermischen Kraftwerke bestehen aus Kernkraftwerken, Steinkohle-, Braunkohle-, GuD-, Gas-, und ölbefeuerten Kraftwerken. Bei den erneuerbaren Erzeugungseinheiten werden aufgrund ihrer Volatilität und der großen installierten Leistung und der daraus resultierenden besonderen Bedeutung ausschließlich die beiden Technologien PV und Windkraft betrachtet. Hinsichtlich wirtschaftlichen, technologischen und ökologischen Eigenschaften wie Betriebskosten, Fahrweisen, Emissionen und potentiellen technischen Fortschritt unterscheiden sich diese Erzeugungsarten fundamental.

Die gehandelten Spotmarktpreise werden in viertelstündlichen Abständen anhand der Merit Order ermittelt. Für Investoren und Kraftwerksbetreiber ist der ermittelte Börsenpreis für die nachgefragte Arbeit entscheidend für die Bewertung anstehender Investitionsentscheidungen. Im dargestellten Modell

wird der Kraftwerksneubau als exogene Größe technologiespezifisch vorgegeben. Als Grundlage dienen Veröffentlichungen über geplante, genehmigte und im Bau befindliche Kraftwerke. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über Spezifikationen des Elektrizitätsmarktmodells:

Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Modelleigenschaften

Modelleigenschaften	Elektrizitätsmarktmodell El-Sto
Modellierung	Dynamische Simulation (System Dynamics)
Ein-Sektoren-Modell	Elektrizitätsmarkt
Modellansatz	Beschreibend, Bottom-Up, Fokus auf Versorgungsseite
Multiperiodisch/Zeithorizont	In 5-Jahresschritten / 2010 - 2030
Geographie	Fokus auf Deutschland, Betrachtung eines Szenarios mit der Möglichkeit des internationalen Stromaustauschs
Versorgungsseite	Beschreibung verschiedener konventioneller und regenerativer Erzeugungstechnologien mit entsprechenden Eigenschaften, wie Gestehungskosten, Wirkungsgrad, Flexibilität, CO <sub>2</sub> -Ausstoß, etc.
Nachfrageseite	Beschreibung der national aggregierten Elektrizitätsnachfrage

Im Folgenden werden elementare Modellbestandteile detailliert beschrieben. Nach der Beschreibung des Modells wird im darauffolgenden Kapitel eingehend auf die verwendeten Daten eingegangen.

## 5.1 Nachfrage und deren Deckung

Die Nachfrage wird exogen auf Basis historischer Daten in viertelstündlicher Auflösung vorgegeben. Zur Deckung der Nachfrage wird entsprechend des EEG prioritär Elektrizität aus regenerativen Energiesystemen herangezogen, deren Leistung sich zum Zeitpunkt  $t$  vereinfacht aus der erzeugten Summe der Technologien PV, Wind Onshore und Wind Offshore zusammensetzt:

$$p^{RES,t} = p^{PV,t} + p^{Wind\ onshore,t} + p^{Wind\ offshore,t} \quad (5.1)$$

Weitere regenerative Erzeugungstechnologien finden in der Variable  $p^{RES,t}$  keine Berücksichtigung, da davon ausgegangen wird, dass PV- und Windenergieanlagen einen Großteil der erneuerbaren Leistung ausmachen und hauptverantwortlich für die auftretenden Schwankungen in der Erzeugung sind. Die Implementierung der Einspeisepprofile RES kann dem Kapitel 6 „Struktur und Daten des Modells“ entnommen werden.

Die verbleibende Differenz aus Nachfrage und Einspeisung durch volatile Erzeuger, die sogenannte Residuallast, wird mit konventionellen und Speicherkraftwerken gedeckt.

$$p^{ges,t} = p^{konv,t} + p^{RES,t} + p^{Speicher,t} \quad (5.2)$$

Die in den jeweiligen Jahren  $a$  erzeugte Arbeit der verschiedenen Erzeugungstechnologien ET wird aufgrund der viertelstündigen Simulationsschritte wie folgt ermittelt:

$$W_a^{ET} = \sum_{i=1}^{35040} \left( \frac{1}{4} P_{i,a}^{ET} \right) \quad (5.3)$$

Für die Ermittlung der Lastgradienten konventioneller Kraftwerke werden Nachfrage und RES-Erzeugung zu jeder Viertelstunde mit der nachgelagerten Viertelstunde ( $t+15$ ) verglichen.

$$\Delta p^{konv,t} = p^{konv,t+15} - p^{konv,t} \quad (5.4)$$

Im Gegensatz zu den konventionellen Erzeugungseinheiten wird beim Abruf von Speicherkapazitäten davon ausgegangen, dass nach der Ermittlung eines Bedarfs bis zu 5 Minuten vergehen, bis die volle Speicherleistung zur Verfügung gestellt werden kann (Oder, 2010). Dies wird mit Hilfe einer Smooth-Funktion implementiert, die in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Speicherleistung und des erforderlichen Gradienten den Hochlauf steuert.

$$\begin{aligned} & \text{Smooth}(p^{\text{Speicher},t}, \Delta p^{\text{Speicher},t}) \\ &= \int \frac{\Delta p^{\text{Speicher},t} - \text{Smooth}(p^{\text{Speicher},t}, \Delta p^{\text{Speicher},t})}{t^{\text{Verzögerung}}, p^{\text{Speicher},t}} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Die Variable „Vertikalität“ trägt dem Umstand Rechnung, dass energieintensive Unternehmen teilweise eigene Kraftwerke zur Deckung ihrer Last bewirtschaften und diese nicht über den im Modell abgebildeten Markt bewirtschaften. Der tatsächlich installierte Kraftwerkspark im abgebildeten Raum ist dementsprechend größer. Die Variable „Vertikalität“ ist mit dem Wert von 0,85 im Modell hinterlegt. Das heißt, es wird davon ausgegangen, dass 15 % der gesamtdeutschen Stromnachfrage direkt und ohne Marktbeteiligung gedeckt werden.

Die erste fundamentale Rückkopplungsschleife des Modells schließt sich bei der zu deckenden steuerbaren Leistung. Über an späterer Stelle erläuterte Mechanismen wird der Bedarf an positivem oder negativem Speichereinsatz signalisiert. Dadurch wird die konventionelle Deckung der Nachfrage beeinflusst, da entweder mehr oder weniger steuerbare Leistung abgerufen werden muss. Dies wiederum wirkt sich auf den ermittelten Spotmarktpreis aus und kann in letzter Konsequenz dazu führen dass es sich aus finanzieller Sicht lohnt, das Speicherkraftwerk einzusetzen. Die Kriterien für einen Speichereinsatz werden nachfolgend diskutiert.

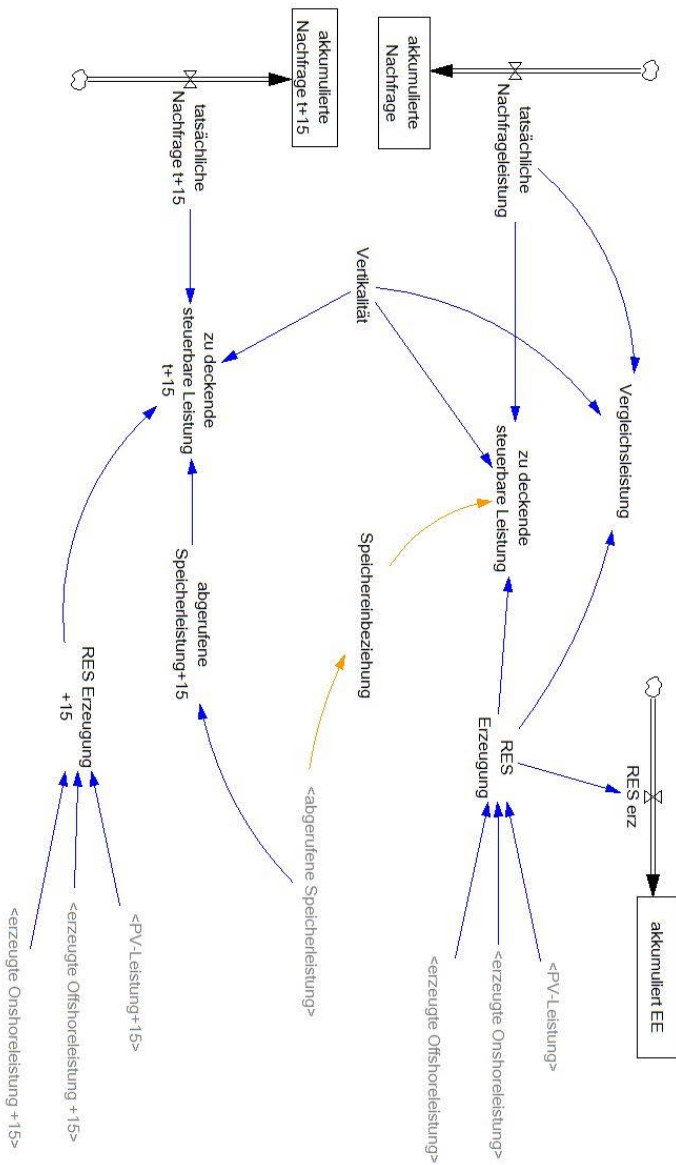


Abbildung 5.2: Zusammenhang zwischen Stromnachfrage und Lastdeckung

## 5.2 Kraftwerkseinsatz

Für die Deckung der Nachfrage stehen im El-Sto Modell sowohl konventionelle als auch regenerative Erzeugungseinheiten zur Verfügung. Zur Lastdeckung wird wie im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG, 2009, 2010, 2011, 2012) vorgeschrieben zunächst die verfügbare Leistung der regenerativen Erzeugungseinheiten berücksichtigt. Die Differenz aus Nachfrage und der Erzeugung der regenerativen Einspeiser wird als residuale Last bezeichnet und wird von den implementierten konventionellen Kraftwerken gedeckt. Die Daten des betrachteten konventionellen Kraftwerkspark werden in Kapitel 6 näher beschrieben. An dieser Stelle sei vorweggenommen, dass der konventionelle Kraftwerkspark, welcher nach Erzeugungstechnologien geclustert ist auf den Veröffentlichungen von (Umweltbundesamt, 2012) und (BDEW, 2011) fußt.

Der Kraftwerkseinsatz wird nach den Prinzipien der Merit Order durchgeführt. Nach der Ermittlung der residualen Last werden die verfügbaren konventionellen Kraftwerke der Grenzkosten nach geordnet und von jeder Erzeugungstechnologie wird die abrufbare Leistung ermittelt. Um die Arbeitsverfügbarkeit der jeweiligen Technologien zu ermitteln, wird die technologiespezifische Ausfallwahrscheinlichkeit von der installierten Leistung abgezogen. Zudem wird der maximal mögliche Lastgradient jeder Erzeugungsklasse ermittelt, welcher von der zur Verfügung gestellten Leistung pro Erzeugungsklasse zum Zeitpunkt  $t-15\text{min}$  abhängt. So ergibt sich für jeden Simulationsschritt und für jede konventionelle Erzeugungstechnologie eine abrufbare Leistung. Die ermittelte verfügbare konventionelle Kraftwerksleistung wird den Grenzkosten nach geordnet. Der Schnittpunkt der Angebotskurve mit der Nachfrage bestimmt die preisgebenden Grenzkosten zu jeder Viertelstunde.

Der konventionelle Kraftwerkspark erreicht im Jahr 2015 seine vorläufig größte installierte Leistung trotz einsetzender Abschaltung der ersten Kernkraftwerke. Entsprechend der ausgewerteten Quellen werden bis 2020 zunehmend Steinkohle und Gaskraftwerke zugebaut, bevor die gesamte installierte konventionelle Kraftwerksleistung in den darauffolgenden Jahren abnimmt.

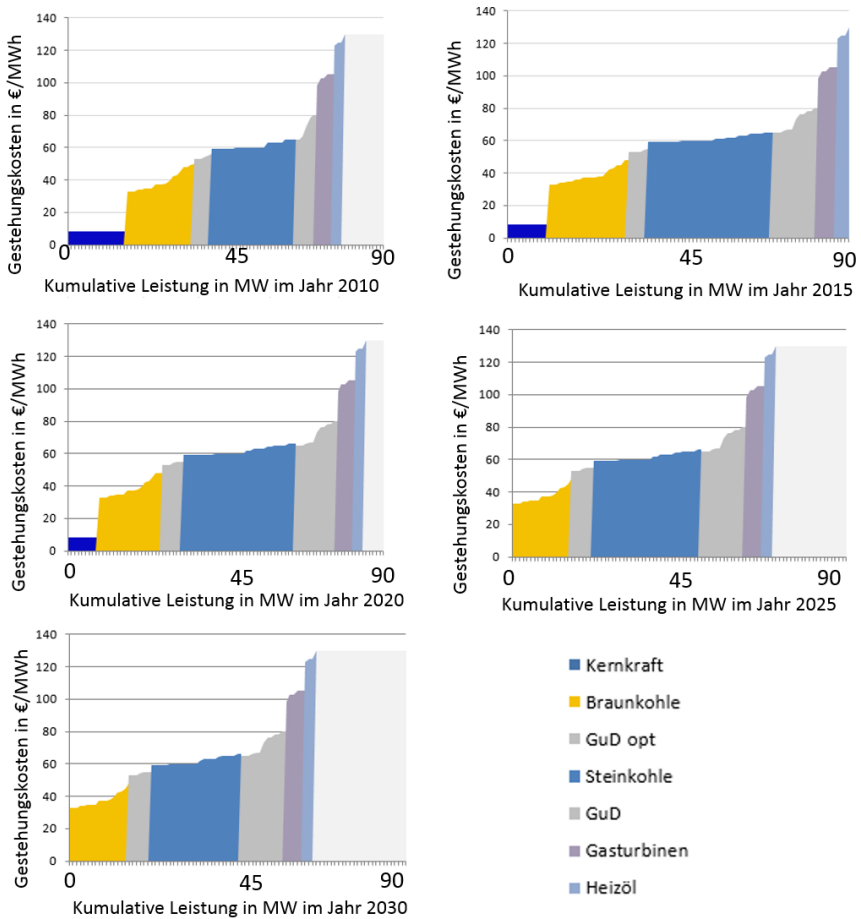


Abbildung 5.3: Ermittelte Merit Order für das Jahr 2015 ohne Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeiten



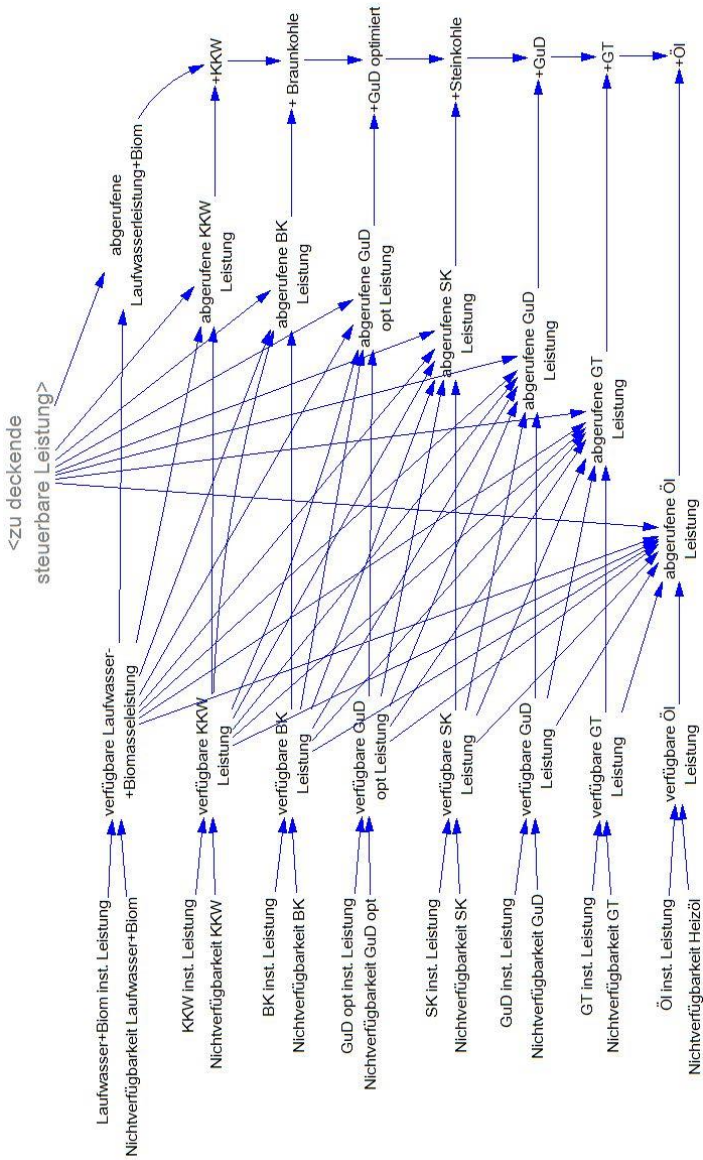


Abbildung 5.4: Kraftwerkseinsatz

## 5.3 Flexibilität des Kraftwerkspark

Die maximalen Gradienten der jeweiligen Erzeugungstechnologie können der Tabelle 2.4 entnommen werden. Da das Modell in 15-minütigen Intervallen rechnet, sind die Gradienten als maximale Laständerung pro Viertelstunde hinterlegt. In Abhängigkeit der zu einem Zeitpunkt abgerufenen Leistung einer jeden Technologie ergibt sich eine maximal mögliche Laständerung pro Technologie. Der Reihe nach werden die Erzeugungstechnologien auf mögliche Laständerungen hin untersucht. In Summe ergibt dies die maximale Flexibilität  $F$  des Kraftwerksparks (KWP) zum Zeitpunkt  $t$ .

$$F^{KWP,t} = \sum_{ET=1}^n F^{ET,t}(P^{ET,t}) \quad (5.6)$$

Der ermittelte Wert der Kraftwerksparkflexibilität wird mit der erforderlichen Regelung aller konventionellen Kraftwerke verglichen und gibt Aufschluss darüber, ob die Flexibilität des angeschlossenen konventionellen Kraftwerksparks zur volatilen Lastdeckung ausreicht. Sollte dies nicht der Fall sein, werden Speicherkraftwerke bzw. länderübergreifende Ausgleichsmechanismen eingesetzt.

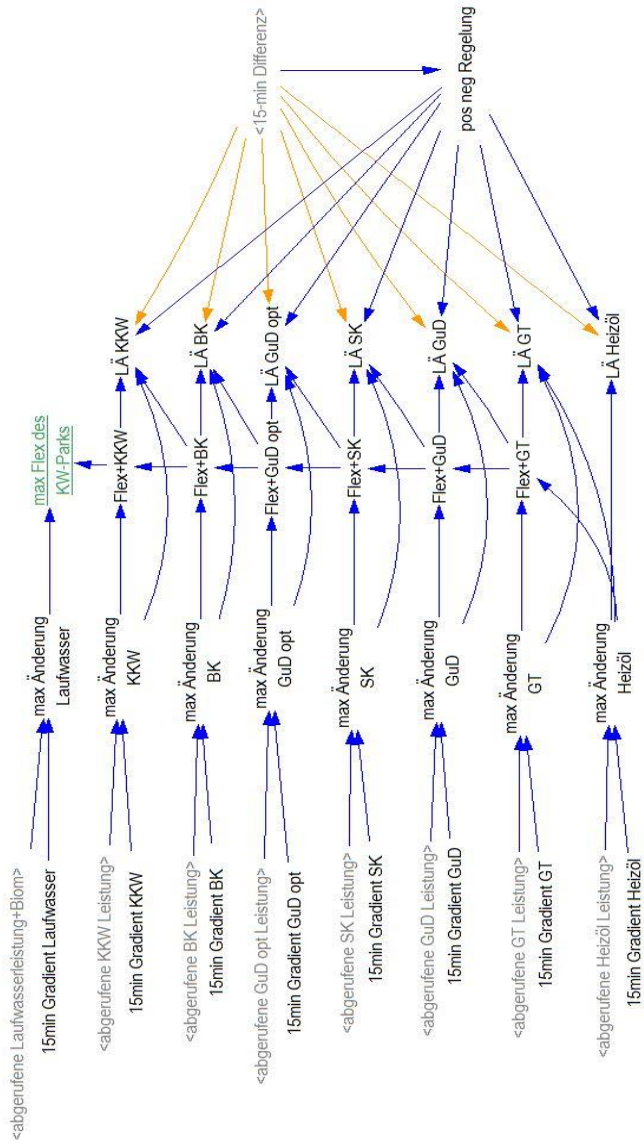


Abbildung 5.5: Flexibilität des KW-Parks

## 5.4 Implementierung der RES-Ganglinien

Ein wichtiger Bestandteil des Modells ist die Implementierung der Einspeiseganglinien der RES. Im Kapitel 6.6 wird ausführlich die Ermittlung der Ganglinien erläutert. An dieser Stelle soll bereits erwähnt werden, dass die RES-Erzeugung in Matlab modelliert wurde und als exogene Variable zu jeder Viertelstunde in das Modell eingelesen wird. Bei der Anwendung des Modells kann entschieden werden, ob mit einem niedrigen, mäßigen oder hohen Zubau gerechnet wird. Außerdem können unterschiedlich gute Wind- und PV-Jahre simuliert werden.

Durch die stochastische Ermittlung der Einspeiseprofile auf Basis der Einspeiseprofile der Jahre 2008-2011 wird sichergestellt, dass kein anomales Wind- und PV-Jahr als Simulationsgrundlage dient und trotzdem typische Vorkommnisse, wie längere Windflauten oder großflächige Stürme Berücksichtigung finden.

## 5.5 Speichereinsatz

Der Einsatz der Speicher bildet einen wesentlichen Bestandteil des Modells El-Sto. Speicher optimieren ihren Einsatz selbst, indem sie Preisunterschiede an der Börse ausnutzen. Zudem tragen sie durch ihre schnelle Regelbarkeit zur Systemstabilität bei. Ihr Einsatz in realen Bedingungen ist daher auf vielerlei Gründe zurückzuführen. In dem vorgestellten Modell werden Speicher immer dann abgerufen, wenn einer der folgenden Fälle

- 1) In Abhängigkeit der nachgefragten Last und der eingespeisten Leistung aus erneuerbaren Erzeugungseinheiten variiert der gehandelte Spotmarktpreis, zwischen negativen Preisen pro MWh und den höchstmöglichen Gestehungskosten der Kraftwerke, die einen Zuschlag erhalten. Zeiten günstiger Börsenpreise werden von den PSW zum Einspeichern verwendet. Im El-Sto Modell wird dies umgesetzt, indem der durchschnittlich ermittelte Börsenpreis der vergangenen 12 Stunden mit dem aktuell ermittelten Börsenpreis verglichen wird. Ist die Differenz größer als 7€/MWh wird der Befehl

zum Einspeichern bzw. Ausspeichern erteilt. Der Einsatz der Speicher sorgt für eine höhere Stromnachfrage und damit zu einer Verschiebung der Merit Order-Kurve hin zu höheren Preisen. Zeiten niedriger Börsenpreise werden von den Speicherkraftwerken im umgekehrten Sinn verwendet. Auch dadurch nehmen die Speicherkraftwerke direkten Einfluss auf die Preisgebung an der Börse.

- 2) Erhöhte Einspeisung durch RES kann in Kombination mit Niedriglast dazu führen, dass alleine durch RES die nachgefragte Last gedeckt bzw. überdeckt wird. Ein konventioneller Mindestkraftwerkspark muss zudem zu jeder Zeit am Netz bleiben, da rotierende Lasten netzstabilisierend wirken und die konventionellen Kraftwerke nach dem Rückgang der RES-Einspeisung nur bedingt in der Lage sind, die entstehende Lücke mit Kaltstarts zu decken. Die Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (2012) ermittelte unter Vernachlässigung interner Netzengpässe einen Bedarf an 20 Kraftwerksblöcken mit einer Gesamtnennleistung von 16 GW und einer tatsächlichen Wirkleistungseinspeisung von 13 GW zur Erfüllung aller Anforderungen an die Wirkleistungsregel- und Lastfolgefähigkeit von Kraftwerken. Die Überdeckung durch die erhöhte RES-Einspeisung wird zu diesen Zeiten, falls möglich, in Speichern zwischengespeichert. Falls die benötigte Einspeicherleistung und Kapazität nicht ausreichen sollten, werden bei der Modellauswertung mit Hilfe der variable „Auswertung Turbine“ die eigentlich benötigten Größen für Leistung und Kapazität quantifiziert.
- 3) Eine erhöhte Nachfrage kann bei niedriger regenerativer Einspeisung dazu führen, dass die konventionellen Kraftwerke nicht in der Lage sind, die nachgefragte Last zu decken. In einem solchen Fall wird die Differenz durch Speicherkraftwerke zur Verfügung gestellt (falls genügend eingespeichert ist).
- 4) Die nur begrenzte Regelbarkeit der konventionellen Kraftwerke führt dazu, dass die Summe erneuerbar und konventionell erzeugter Energie nicht zu jeder Zeit den Wert der Nachfrage trifft, obwohl dies das erklärte Ziel ist. Zum Ausgleich dieser Differenzen wird die Speicherklasse sowohl zum Ein- als auch zum Ausspeichern verwendet.

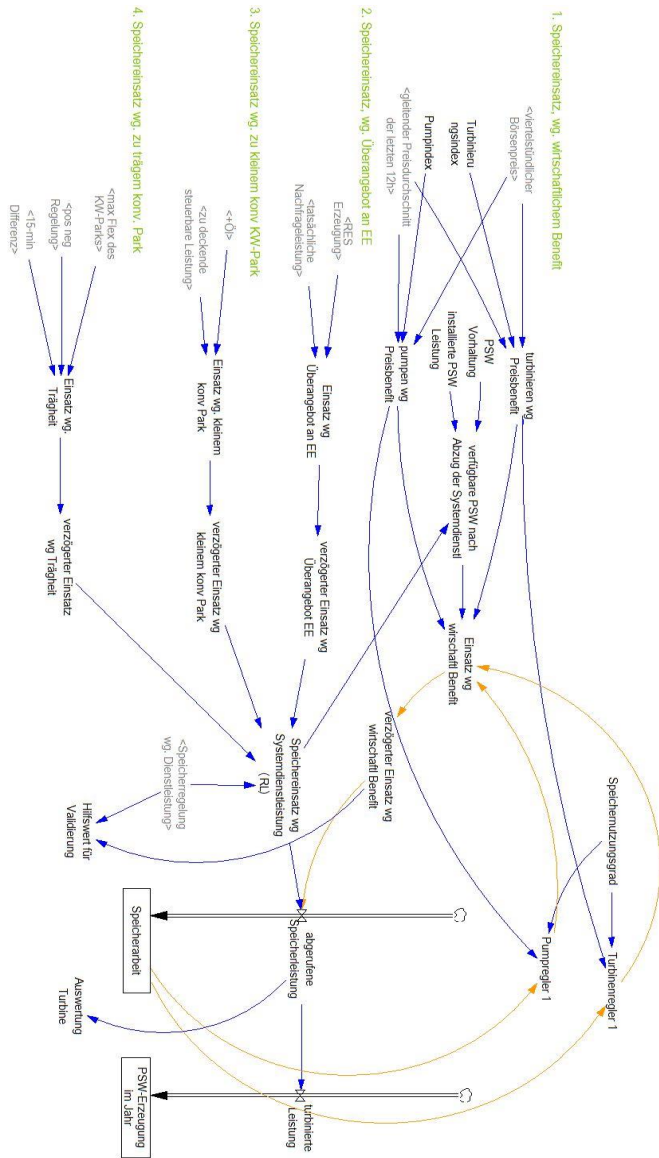


Abbildung 5.6: Einsatzregeln für Speicherkraftwerke

## 5.6 Ermittlung des Spotmarktpreises

Der Spotmarktpreis wird in Abhängigkeit der nachgefragten konventionellen Kraftwerksleistung mit Hilfe der Merit Order zu jeder Viertelstunde eines Jahres ermittelt. Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks der jeweiligen Simulationsjahre wird exogen vorgegeben und in Kapitel 6 detailliert beschrieben. Im realen Marktgeschehen wird der Spotmarktpreis nur zu jeder Stunde ermittelt. Die höhere Auflösung resultiert aus den Viertelstundenintervallen der Einspeiseleistung RES und ist für die Ermittlung der Stundenpreise nicht von Nachteil, da durch die Mittelwertbildung der Viertelstundenpreise Stundenpreise ermittelt werden können.

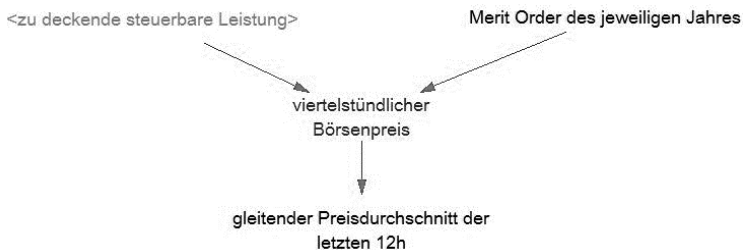


Abbildung 5.7: Ermittlung des Spotmarktpreises

## 5.7 Variabilität der Randbedingungen

Im Rahmen der Arbeit werden Annahmen für die Zukunft getroffen, die nur zu gewissen Wahrscheinlichkeiten eintreten. Dies betrifft neben den Ausbauszenarien der jeweiligen Erzeugungstechnologien die Wetterbedingungen der jeweiligen Jahre sowie weitere Variablen. Um unterschiedliche Simulationszenarien durchführen zu können wird eine Eingabemaske erstellt, die dem Nutzer zunächst die Möglichkeit gibt, das Simulationsjahr zu wählen. Mit der Wahl des Simulationsjahres werden die jeweiligen technologiespezifischen Daten des Jahres in das Simulationsmodell eingelesen. Zudem wird die Mög-

lichkeit gegeben, verschieden stark ausgeprägte Wind- und PV-Jahre zu berücksichtigen. Über-, unter- oder durchschnittliche Volllaststunden für die Erzeugung mit RES können (allerdings nur für den kompletten Simulationshorizont) angenommen werden (vgl. Abbildung 5.6). Laut (BWE, 2012) schwankten die Windjahre zum langjährigen Mittel von 1993 bis 2011 zwischen 74 % im Jahr 2010 und 116 % im Jahr 1994. Diesen Schwankungen wird mit der möglichen Variabilität Rechnung getragen.

Bitte wählen			
Simulationsjahr	2010		
PV-Jahr	PV mittel	In % des langjährigen Mittels	100 %
Windjahr	Wind mittel	In % des langjährigen Mittels	100 %
Nachfrage	gleichbleibend	Jahresnachfrage*	607 TWh
RES Ausbau	mittlerer Ausbau	Inst. PV-Leistung	17019 MW
		Inst. Wind Onshore Leistung	27204 MW
		Inst. Wind Offshore Leistung	200 MW

\* Die Jahresnachfrage gibt den Wert der Bruttostromerzeugung abzüglich des Nettoexportüberschusses wieder

Abbildung 5.8: Möglichkeit der Auswahl verschiedener Szenarien

Des Weiteren wird für das Referenzjahr 2010 von einer Bruttostromerzeugung abzüglich Nettoexportüberschusses von 607 TWh ausgegangen. Die politischen Ziele zur Effizienzsteigerung gehen von sinkendem Bruttostrombedarf aus, weshalb eine sinkende Nachfrage mit 1 % pro Jahr implementiert werden kann. Kapitel 6.9 gibt Aufschluss über die Nachfrageentwicklung in der Vergangenheit. Es ist deutlich ersichtlich, dass seit der Wiedervereinigung die Nachfrage kaum spürbar gesunken ist. Daher ist auch eine gleichbleibende und sogar steigende Nachfrage durch eine entsprechende Eingabe in die Eingabemaske in den Simulationen durchführbar.

Als weitere variable Größe wird der Zubau der RES implementiert. Je Erzeugungstechnologie werden drei denkbare Entwicklungspfade bis 2030 hinterlegt, die je nach Szenario abgerufen werden.



# 6 Struktur und Daten des Modells

Im Folgenden wird die Struktur und die Verwendung der Daten näher erläutert. Preisangaben sind stets als reale Preise mit Bezugsjahr 2010 zu verstehen.

## 6.1 Abbildungsbereich

Die Energiemärkte untereinander vernetzter Staaten stehen im Spannungsfeld zwischen nationalen und internationalen Entscheidungen und Interessen (vgl. Kapitel 2.12). Der nationale Ausbau der RES sorgt zunächst für veränderte Rahmenbedingungen im betroffenen Land, wirkt sich in einem nächsten Schritt aber auch auf die durch das Übertragungsnetz angeschlossenen Nachbarländer aus. Eine erhöhte Windeinspeisung im Norden Deutschlands bewirkt beispielsweise zunächst einen erhöhten Lastfluss von Nord- nach Süddeutschland. Durch begrenzte Leitungskapazitäten innerhalb Deutschlands werden in Starkwindsituationen jedoch auch vermehrt Stromflüsse in die Nachbarländer registriert. Abb. 6.1 zeigt die Situation am 22. Dezember 2004 um 17:30 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt wurden 11,5 GW Windenergie in Deutschland erzeugt. Die Verpflichtung der Aufnahme erneuerbar erzeugter Elektrizität durch die Netzbetreiber führte zu einem Exportüberschuss von 5,4 GW alleine in die Niederlande und Polen zu diesem Zeitpunkt.

Polens strukturschwacher Nordwesten hat ein schlecht ausgebautes Transportnetz (vgl. Kapitel 2.12.2). Da der polnische Netzbetreiber PSE Operator durch die stark volatile Windeinspeisung blockierte Übertragungskapazitäten und Stromausfälle befürchtet, plant er am Übergang zwischen Polen und Deutschland Phasenschieber zu installieren, die bis zum Jahr 2014 in Betrieb genommen werden sollen (Uken, 2011). Damit könnte Polen den Energiefluss an den Grenzkoppelstellen kontrollieren. Deutschland müsste in diesem Fall zur Vermeidung von Netzüberlastungen den überschüssigen Windstrom über

die anderen Nachbarländer leiten, oder die Windräder aus dem Wind drehen, um weniger Elektrizität zu erzeugen.

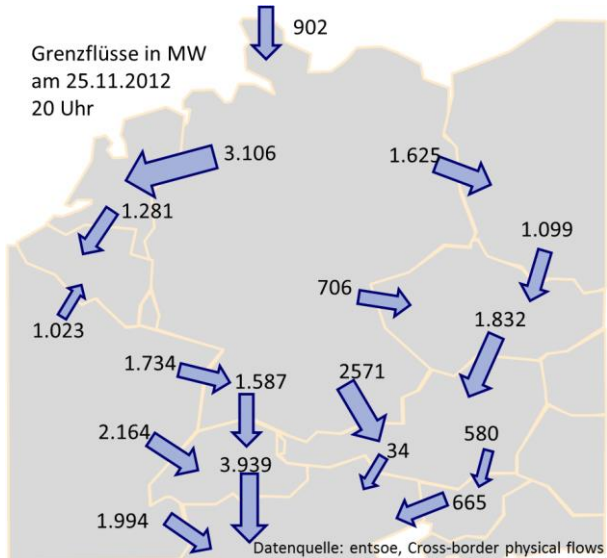


Abbildung 6.1: Stromfluss am 25.11.2012 um 20 Uhr, Windproduktion in Deutschland zu diesem Zeitpunkt: 17,3 GW

Polen ist nicht das einzige Nachbarland Deutschlands, das die hohen Windeinspeisungen im Norden Deutschlands kritisiert. Da auch Dänemark einen rasanten Ausbau der Windenergie verfolgt (vgl. Kapitel 2.12.1) ist nicht auszuschließen, dass die Netze der beiden Länder bei hoher RES-Einspeisung gleichzeitig an der Grenze der Belastbarkeit kommen und sich nicht gegenseitig aushelfen können (Uken, 2011).

Mit dem Wissen, dass das europäische Verbundnetz das Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage in den einzelnen Ländern teilweise ausgleicht, betrachtet das vorgestellte Modell trotzdem nur den deutschen Raum

mit den am deutschen Verbundnetz angeschlossenen Speichermöglichkeiten in Luxemburg und Österreich. Begründet wird diese Betrachtungsweise durch den generellen Trend der europäischen Länder, RES ausbauen zu wollen. Wenn jedes Land ungeachtet der Ausbaupläne seiner Nachbarländer im großen Stile RES zubaut, wird der nachbarschaftliche Ausgleich immer schwerer zu organisieren sein. Daher muss die Devise jedes Landes sein, die selbst herbeigeführten Schwankungen zumindest annäherungsweise selbst auszugleichen. Dieser Grundsatz ist ein Hauptgedanke der vorliegenden Arbeit.

## 6.2 Zeitliche Auflösung und Betrachtungshorizont

Der Betrachtungshorizont des Energiesystemmodells beträgt 20 Jahre. Um die Volatilität der Erzeugungsleistung aus RES abbilden zu können wird eine viertelstündliche Auflösung gewählt. In einem gewöhnlichen Jahr mit 365 Tagen entspricht dies 35.040 (24 mal 365 mal 4) Simulationsschritten. Um das Modell zu kalibrieren und validieren wird zunächst das Jahr 2010 anhand realer Daten simuliert und ausgewertet (siehe Kapitel 7). Die viertelstündliche Auflösung erlaubt eine genaue Beschreibung der Fahrweisen der benötigten Speicher und dem Einsatz von Systemdienstleistungen zur Regelung der kurzfristigen Schwankungen. Die Simulationen werden in 5-jahres Abständen mit angepassten Inputdaten durchgeführt.

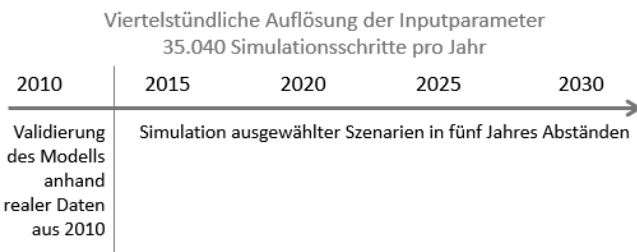


Abbildung 6.2: Schematische Darstellung der Simulationsläufe

## 6.3 Abbildung des konventionellen Kraftwerkspark

Im Modell ist der konventionelle Kraftwerkspark aller deutschen Kraftwerke ab 100 MW elektrischer Leistung hinterlegt und nach den Erzeugungstechnologien Braunkohle, Gas- und Dampf, Gasturbine, Steinkohle, Kernkraft und Wasserkraft geclustert. Als Datengrundlage dient die Veröffentlichung des Umweltbundesamts mit einer betrachteten konventionellen Bruttoleistung von 97,4 GW (UBA, 2012). Die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks nach 2013 wird mit Hilfe der Anlage zur Presseinformation des Bundesverbands für Energie- und Wasserwirtschaft „Strom- und Gasverbrauch um vier Prozent gestiegen“ (BDEW, 2011) geschätzt.

Tabelle 6.1: Hinterlegte Leistungen verschiedener konventioneller Erzeugungstechnologien in GW (Quellen: UBA, 2012 und BDEW, 2011)

Technologie	2010	2015	2020	2025	2030
Braunkohlekraftwerke	19,7	21,5	17,9	17,3	16,7
Gas- und Dampfkraftwerke	13,4	17,9	18,9	18,9	18,8
Gasturbinenkraftwerke	2,5	2,2	2,1	7,5	7,6
Steinkohlekraftwerke	26,0	34,0	32,6	30,1	25,1
Kernkraftwerke	18,4	11,3	8,5	0	0
Wasserkraftwerke	7,1	7,1	9,1	9,1	9,1

Diese Liste enthält Informationen über Unternehmen, die den Bau neuer Kraftwerke angekündigt haben. Dabei wird unterschieden, ob die Projekte bisher nur geplant, bereits genehmigt wurden oder sich bereits im Bau befinden. Zudem sind Energieträger und die geplante Inbetriebnahme aufgeführt.

Ältere Kraftwerke werden in dem Modell nach einer technologieabhängigen Lebensdauer zurückgebaut, beziehungsweise nicht mehr betrieben. Näherungsweise wird für Gaskraftwerke-, GuD- und Ölkraftwerke von einer Betriebszeit von 40 Jahren ausgegangen. 45 Jahre werden für die Technologien Braun- und Steinkohlekraftwerke angesetzt. Gasturbinenkraftwerke werden mit 50 Jahren Betriebsdauer implementiert. Die angenommenen Laufzeiten entsprechen Durchschnittswerten aus der Praxis und liegen deshalb zum Teil höher als üblicherweise angegebene technische Lebensdauern (DENA, 2008a).

## 6.4 Kernkraftwerke

Insbesondere in den 70er Jahren wurde auf Grund der Ölkrise der Bau von Kernkraftwerken forciert, jedoch gab es seit jeher gesellschaftliche Bedenken gegenüber der Kerntechnik, die nach dem Reaktorunglück in Fukushima in letzter Konsequenz zur Atomgesetznovelle vom 31.07.2011 führte und die Bruttoleistung der bis dahin 17 betriebenen Kernkraftwerke von 21.517 MW<sub>e</sub> auf 12.696 MW<sub>e</sub> verteilt auf 9 Kraftwerke senkte (Scheuten, 2012) und deren Abschaltung bis 2022 festlegte. Die von der Bundesregierung eingerichtete Ethikkommission schlug die sofortige Abschaltung der ältesten 8 Meiler vor, sodass in dem Modell nur die folgenden Kernkraftwerke mit den folgenden Eigenschaften abgebildet sind (Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung, 2011), (vgl. Tabelle 6.1).

Tabelle 6.2: Eigenschaften der betrachteten Kernkraftwerke (Atomforum, 2012)

Kraftwerk	Typ	Nennleistung MW brutto	Stromerzeugung GWh, brutto, 2011
KBR Brokdorf	DWR	1.480	10.217
KWG Grohnde	DWR	1.430	10.167
KKE Emsland	DWR	1.400	11.559
KKG Grafenrhenfeld	DWR	1.345	9.044
KKP-2 Philippsburg	DWR	1.468	11.314
GKN-2 Neckarwestheim	DWR	1.400	11.555
KKI-2 Isar	DWR	1.485	12.307
KRB B Grundremmingen	SWR	1.344	10.855
KRB C Grundremmingen	SWR	1.344	9.933

## 6.5 Kraftwerksausfälle

Die Simulation der Kraftwerksausfälle wird in Anlehnung an (Klobasa, 2007) über eine normalverteilte Wahrscheinlichkeitsfunktion abgebildet, deren Mittelwert bei 1 % der mittleren täglichen Kraftwerksleistung liegt.

## 6.6 Abbildung erneuerbarer Erzeugungstechnologien

Global ist der Trend auszumachen, dass viele Länder, die auf den Import von Primärenergieträgern angewiesen sind verstärkt auf die Strom- und Wärmeerzeugung aus regenerativen Energieträgern setzen (vgl. Kapitel 2). Durch die Volatilität in der Erzeugung der Technologien Windkraft und PV die zusammen

mit der Geothermie einen Großteil der Ausbauszenarien die Basis der künftigen Strom- und Wärmeerzeugung in Deutschland ausmachen, wird eine unterbrechungsfreie Versorgung nur durch einen erheblichen Mehraufwand, wie der Investition in Speichertechnologien oder durch eine parallele Bewirtschaftung des konventionellen und des erneuerbaren Kraftwerksparks möglich sein.

Die Volatilität der verschiedenen erneuerbaren Erzeugungstechnologien unterscheidet sich grundlegend. Saisonale Einflüsse sind bei allen betrachteten RES-Technologien zu erkennen, wobei der saisonale Einfluss auf die Energieerzeugung bei der Geothermie, bedingt durch den stark temperaturabhängigen Wirkungsgrad am größten ist. Die PV weist neben der Saisonalität vor allem eine tageszeitliche Schwankung auf, die durch den Sonnenstand und die Ausrichtung der Kollektoren bedingt ist. Die Windeinspeisung macht bedingt durch die große installierte Leistung mit Abstand den volatilsten Teil der nicht steuerbaren Einspeisung aus. Sowohl saisonale als auch tageszeitliche Muster sind erkennbar, wobei zudem starke stochastische Schwankungen das Windeinspeiseprofil charakterisieren. Im Folgenden werden die Charakteristika von PV und Wind aufgezeigt und die Datengrundlage für die Verwendung des vorgestellten Modells erläutert.

### **6.6.1 Photovoltaik**

Die installierte Nennleistung der PV-Anlagen in Deutschland belief sich laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur im August 2013 auf 35,7 GW (BNetzA, 2013). Der Vergleich mit der durchschnittlichen Nachfrage von etwa 60 GW (SMA, 2012) zeigt, dass bei guten PV-Bedingungen ein beträchtlicher Teil der Nachfrage durch Solaranlagen gedeckt werden kann. Bis etwa 2009, damals waren weniger als 10 GW PV-Leistung installiert, wurde die PV-Einspeisung anhand von Standard-Einspeiseprofilen von den Verteilnetzbetreibern in den EEG-Bilanzkreis gemeldet.

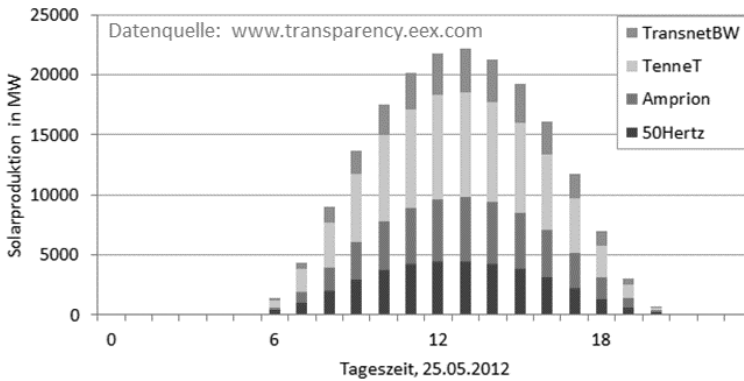


Abbildung 6.3: Eingespeiste Photovoltaikleistung am 25.5.2012 (EEX, 2012)

Diese Profile spiegelten in der Regel lediglich Durchschnittseinspeisereihen wider oder bestanden aus durchlaufenden Bändern. Dadurch kam es zu zum Teil erheblichen Differenzen zwischen der von den Verteilnetzbetreibern bilanzierten „Ist“-Einspeisung und der tatsächlichen Einspeisung von Solarstrom (BNetzA, 2010). Aufgrund der gestiegenen Bedeutung der solaren Einspeisung für die Netzbetreiber werden seit etwa 2010/2011 für die Vermarktung der fluktuierenden PV-Energie sowohl Day-Ahead als auch ein Intraday Prognosen eingesetzt. Dies soll die Kosten der PV-Integration senken, da dadurch beispielsweise der Einsatz von Ausgleichsenergie gesenkt werden kann (Schierenbeck et al., 2010). Die PV-Abweichungen sind teilweise erheblich. (Hoffmann, 2011) gibt an, dass am 7.10.2010 auf Grund von Nebel im Tenne T-Netzgebiet bei 7.100 MW installierter Leistung eine Abweichung von Prognose zu Einspeisung von 2.200 MW auftrat und am 14.02.2011 auf Grund von schneebedeckten Dächern die Abweichung bei 8.200 MW rund 1.600 MW betrug.

Für das Modell wird das Standardeinspeiseprofil der EnBW AG von 2010 verwendet und auf die jeweiligen Jahre hochskaliert. Die Vorhersagegenauigkeit wird aus zwei Quellen abgeleitet. (Schierenbeck et al., 2010) haben mit Hilfe eines Inverse-Distance-Weighting (IDW)-Verfahrens eine mittlere quadra-



tische Abweichung von zwischen 0,95 % und 1,35 % bezogen auf die installierte Leistung berechnet. (Hoffmann, 2011) gibt für den Übertragungsnetzbetreiber TenneT mittlere quadratische Abweichungen an, die zwischen 3,34 % und 6,69 % liegen. Die folgende Tabelle 6.2 gibt eine Übersicht der zitierten Quellen und der verwendeten Daten des vorliegenden Modells.

Tabelle 6.3: Mittlere quadratische Abweichung in der PV-Vorhersage (\* (Hoffmann, 2011), \*\* (Schierenbeck et al., 2010), \*\*\* El-Sto Annahmen

Jahr	2009	2010	2011	2020	2030
Day Ahead*	6,69 %	4,82 %	5,81 %		
Intraday*	6,60 %	4,29 %	4,91 %		
Kurzfrist*	-	-	3,34 %		
Intraday**	1,0 %				
Intraday***		4,5 %		2,5 %	1,5 %

## 6.6.2 Windkraft

Seit der Verabschiedung des Stromeinspeisungsgesetzes im Dezember 1990, das die Netzbetreiber verpflichtet, erneuerbar erzeugte elektrische Energie abzunehmen und zu vergüten (Bundesgesetzblatt Teil I, 1990), wurde in Deutschland ein erheblicher Zuwachs installierter Windleistung verzeichnet. Allein von 2002 bis 2012 ist die installierte Windleistung von 11.857 MW auf 29.350 MW gestiegen (Fraunhofer IWES, 2012) und ist damit zur erneuerbaren Erzeugungstechnologie mit der größten installierten Leistung in Deutschland avanciert. Durch die Pläne der Bundesregierung, die Offshore-Windkapazitäten in nennenswertem Umfang auszubauen (vgl. Kapitel 2.10), wird der Windenergie auch künftig eine tragende Rolle im Energiesystem zukommen.

Im Gegensatz zu der PV ist die Auslastung der Windenergieanlagen in den Wintermonaten deutlich stärker ausgeprägt als in den Sommermonaten. Nach eigenen Berechnungen mit Daten der vier Transportnetzbetreiber von den Jahren 2007 bis 2011 lag die Kapazitätsauslastung in den Quartalen 1 und 4 bei durchschnittlich 23,0 %, in den Quartalen 2 und 3 hingegen bei 13,8 %.

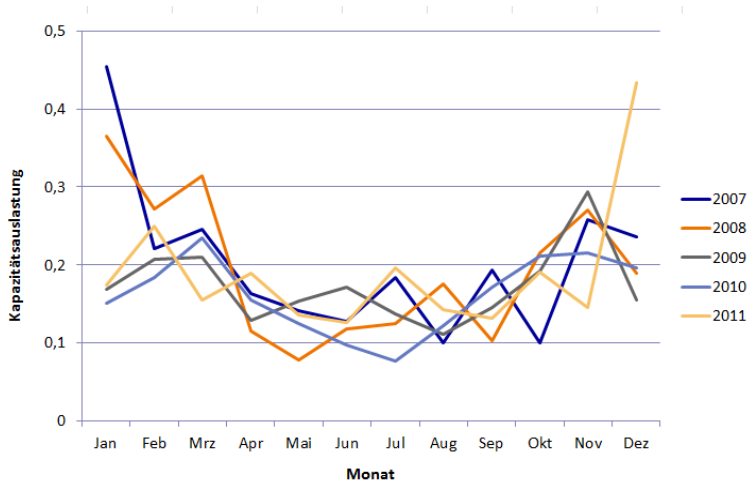


Abbildung 6.4 Jahreszeitliche Auslastung der WEA

Zudem ist bei der Betrachtung des tageszeitlichen Verlaufs der fluktuierenden Summenganglinien aller deutscher WEA eine deutliche Abhängigkeit der Windeinspeisung von der Tageszeit feststellbar (vgl. Abb. 6.5). Nach Sonnenaufgang ist ein globales Einspeiseminimum, um die Mittagszeit ein globales Maximum und zu den Abendstunden ein lokales Minimum auszumachen. Geprägt wird dies durch das großräumige Wettergeschehen und vor allem in den Sommermonaten durch die tageszeitliche Erwärmung der Atmosphäre (Enßlin et al., 1998). Zudem ist den Summenganglinien deutlich zu entnehmen, dass erhebliche Abweichungen in der Kapazitätsauslastung der verschiedenen Jahre auftreten. Laut Bundesverband WindEnergie (BWE) war das Jahr 1994 mit 116 % das überdurchschnittlichste Windjahr im Vergleich zum langjährigen

Mittel, wobei im Jahr 2010 nur 74 % des langjährigen Mittels bezogen auf die installierte Leistung erzeugt werden konnte (BWE, 2012). In Volllaststunden ausgedrückt schwankt der Wert zwischen 1,356 und 2,126 Stunden seit der Aufzeichnung der Windenergieerzeugung.

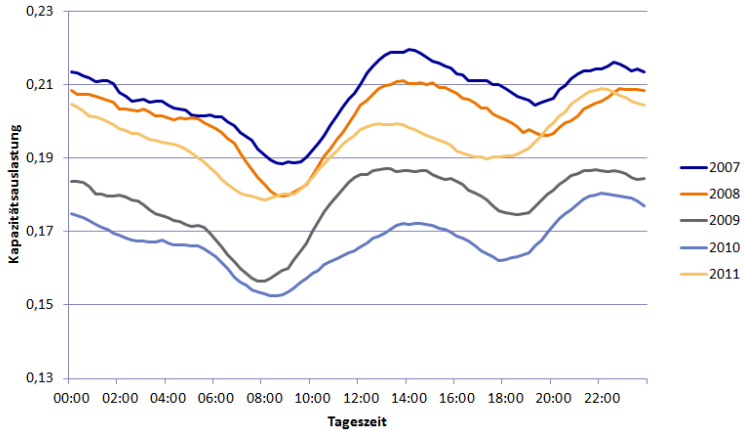


Abbildung 6.5: Tageszeitlicher Summenlastgang deutscher WEA von 2007 bis 2011

### Modellierung eines synthetischen Windeinspeiseprofiles

Die Werte der Windenergieeinspeisung werden von den vier Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT und Transnet BW auf deren Homepages in viertelstündlicher Auflösung veröffentlicht (50 hertz, 2012), (amprion, 2012), (TenneT, 2012), (TransnetBW, 2012). Anhand dieser Daten wird in Anlehnung an (Keles et al., 2012) ein synthetisches Windeinspeiseprofil generiert. Dafür wird das viertelstündliche Profil in einem ersten Schritt von den saisonalen Einflüssen befreit, sodass jeder Monat die mittlere Kapazitätsauslastung vorweist. Für jeden Monat wird zunächst das 10 % und 90 % Quantil  $_{0,1}q_m$ ,  $_{0,9}q_m$  der Kapazitätsauslastung ermittelt und mit dem jeweiligen Quantil eines gesamten Jahres  $_{0,1}q^*$ ,  $_{0,9}q^*$  in Beziehung gesetzt.

$$0,9q_m \cdot s_m + r_m = 0,9q^* \quad (6.1)$$

$$0,1q_m \cdot s_m + r_m = 0,1q^* \quad (6.2)$$

$$m = 1, \dots, 12$$

Somit erhält man für jede Viertelstunde im Jahr einen desaisonalisierten Windeinspeisewert  $W_{t,m}^{deseas}$ .

$$W_{t,m}^{deseas} = s_m \cdot W_{t,m} + r_m \quad (6.3)$$

$$t = 1, \dots, N$$

$$m = 1, \dots, 12$$

Das auf die installierte Windenergie bezogene desaisonalisierte Einspeiseprofil wird in einem zweiten Schritt von den täglichen Zyklen bereinigt. Zunächst wird der durchschnittliche Einspeisewert jeder geclusterten Viertelstunde  $h=1,\dots,96$   $\bar{W}_h$  für die verfügbaren Daten bestimmt. Der ermittelte  $\bar{W}_h$  Wert wird von dem zuvor berechneten  $W_{t,m}^{deseas}$  subtrahiert und die durchschnittliche Kapazitätsauslastung  $\bar{W}$  addiert. Man erhält eine Zeitreihe  $W_t^{deseas}$  die weder Saisonale noch tageszeitliche Charakteristika aufweist.

$$W_t^{deseas} = W_{t,m}^{deseas} - \sum_{h=1}^{96} \bar{W}_h \cdot 1(h|h = t \text{ mod } 96) + \bar{W} \quad (6.4)$$

$$t = 1, \dots, N$$

$$m = 1, \dots, 12$$

Mit einem autoregressiven Modell kann in den folgenden Schritten die stochastische Kapazitätsauslastung  $W_t^S$  bestimmt werden. Dafür wird zunächst die Änderungsrate  $\Delta W_t^S$  als stochastische Zufallsvariable bestimmt, die vom Durchschnittswert der  $q$  vorangegangenen Kapazitätsauslastungen  $\bar{W}_{t,q}^S$  abhängt.

$$W_t^S = W_{t-1}^S + \Delta W_t^S, \Delta W_t^S \sim L(\mu(\bar{W}_{t,q}^S), b(\bar{W}_{t,q}^S)) \quad (6.5)$$

$$t = 1, \dots, N$$

Nach der Bestimmung der stochastischen Komponenten und Verteilung kann ein Einspeiseprofil generiert werden, das ohne historische Daten auskommt und weder tageszeitliche noch saisonale Eigenschaften aufweist. Dementsprechend müssen die zuvor eliminierten Abhängigkeiten wieder implementiert werden, um ein synthetisches Windeinspeiseprofil zu erhalten. Diese Berechnung wurde auf Basis der Werte für das Jahr 2010 durchgeführt. Das synthetische Windprofil geht als exogene Variable in die Simulation ein.

### **Entwicklung und Implementierung der Prognosegüte**

Die Windeinspeisung ist im Besonderen großen Schwankungen unterworfen, weshalb eine genaue Vorhersage für die Systemstabilität äußerst wichtig ist. Bevor die benötigten MWh für den Folgetag an der Börse ausgeschrieben werden, wird zunächst eine Day-Ahead-Prognose für die Einspeisung erneuerbarer Erzeuger prognostiziert. Die prognostizierte Leistung wird von der erwarteten Nachfrage abgezogen und der Fehlbetrag an der Börse ausgeschrieben und mit konventionellen Kraftwerken gedeckt. Bis zu einer Stunde vor Leistungserbringung werden kurzfristigere Vorhersagen erstellt, die in aller Regel eine bessere Vorhersage der erneuerbar eingespeisten Leistung erlauben und daraus resultierend eine Verfeinerung des Einsatzplans für die konventionellen Kraftwerke erlauben.

Abbildung 6.6 zeigt schematisch die Abweichung der Prognosen zur tatsächlichen Einspeisung. Es ist deutlich erkennbar, dass die Kurzfristprognose eine genauere Vorhersage erlaubt, als die Folgetagsprognose. Durch die steigende Bedeutung der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen stand die Verbesserung der Methoden zur Vorhersage in letzter Zeit im Fokus der Forschung. Durch die konsequente örtliche Registrierung jeder RES-Anlage und die Aufteilung der Landesfläche in immer kleinere Cluster konnte die Vorhersagegenauigkeit bezogen auf die eingespeiste Leistung deutlich verbessert werden.

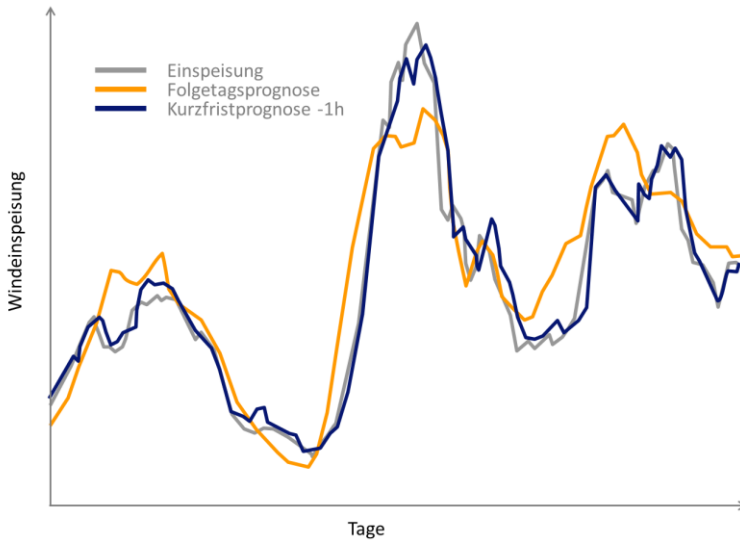


Abbildung 6.6: Gegenüberstellung der Einspeisung zu Prognosen (nach Fraunhofer IWES, 2009)

Die Transportnetzbetreiber veröffentlichen die Vortagesprognose der Windeinspeisung und die tatsächlich eingespeiste Windleistung. Die Güte der Vorhersage kann mit dem Root Mean Square Error (RMSE) angegeben werden, der sich wie folgt berechnet:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \left( \frac{x_j - x_{ist}}{P_{inst}} \right)^2} \tag{6.6}$$

- N*: Anzahl der betrachteten Werte
- P<sub>inst</sub>*: installierte Leistung
- x<sub>j</sub>*: vorhergesagte Windeinspeisung
- x<sub>ist</sub>*: tatsächliche Windeinspeisung

Je kleiner die Differenz zwischen vorhergesagter und tatsächlicher Windeinspeisung ist, desto kleiner ist der RMSE-Wert. Für die Analyse wurde der RMSE-Wert für die 50Hertz Regelzone untersucht, in den Jahren 2009-2011

rund 40 % der deutschlandweit installierten Windkraftleistung in das 50Hertz-Netz eingespeist wurden (50hertz, 2012). Hauptsächlich auf Grund der hohen Windeinspeisung ist bei 50Hertz die Netzstabilität jeden zweiten Tag gefährdet (Petersdorff, 2011) und bietet sich daher für eine nähere Betrachtung an.

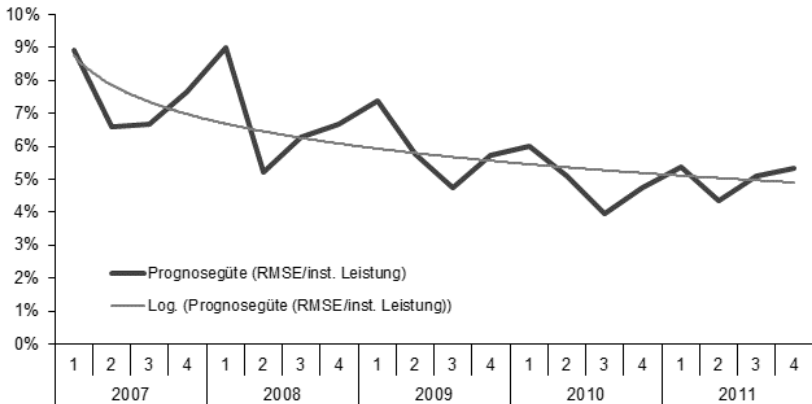


Abbildung 6.7: Prognosegüte für die 50Hertz Regelzone

Tabelle 6.4: Werte zur Prognosegüte im 50Hertz-Netz

Jahr	Ø	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
2007	7,5	8,9	6,6	6,7	7,7
2008	6,8	9,0	5,2	6,3	6,7
2009	5,9	7,4	5,8	4,8	5,7
2010	5,0	6,0	5,1	4,0	4,7
2011	5,0	5,4	4,4	5,1	5,3

Der ermittelte RMSE bezogen auf die installierte Leistung nahm von 2007 bis 2011 beständig kleinere Werte an. Besonders in der Jahresmitte ist die Genauigkeit der Vorhersage deutlich besser als in den Übergangs- und Wintermonaten (vgl. Abb. 6.7 und Tabelle 6.3). Dies liegt hauptsächlich daran, dass die

aufkommenden Winde in den Sommermonaten verhältnismäßig schwach sind und dadurch die absolute Abweichung, die auf die installierte Leistung bezogen ist, deutlich kleiner ausfällt.

Trotz der quartalsweisen Schwankung der Vorhersagegüte ist eine stetige Verbesserung des RSME auszumachen. Die logarithmische Näherung der RSME-Entwicklung lässt ein Anschmiegen der Kurve auf 5 % erahnen. Für die Simulation wird davon ausgegangen, dass die Vorhersagegenauigkeit bis zum Jahr 2030 durch neue Methoden linear auf 3 % gesenkt werden kann, was einer Verbesserung um etwa 40 % entspricht. Diese Größenordnung ist an die dena-Netzstudie II angelehnt, die davon ausgeht, dass die Prognosegüte des 1h und 2h Vorhersagehorizonts von 2007 bis 2020 von 1,61 % bzw. 2,59 % auf 0,93 % bzw. 1,52 % gesenkt werden kann (DENA, 2010a). Die Verteilung der Vorhersagegenauigkeit wird analysiert und in der Berechnung als exogene Variable eingeführt.

Abbildung 6.8 bestätigt die immer kleiner werdende Abweichung von Einspeisung zu Vorhersage. Dies ist an der immer steiler verlaufenden Kurve mit größerer Häufigkeit der Werte um den Nullpunkt auszumachen.

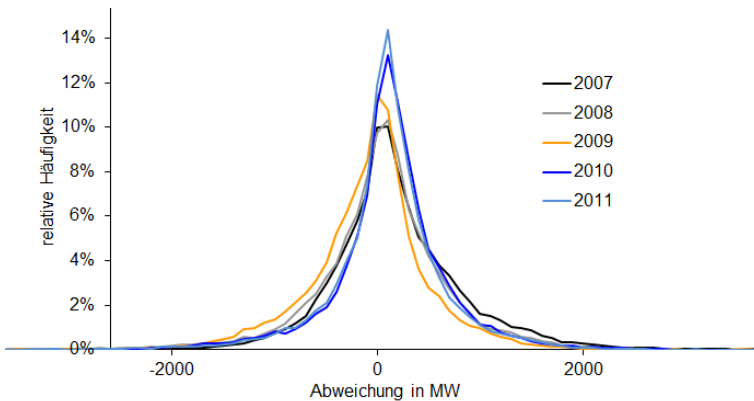


Abbildung 6.8: Day Ahead Prognosefehler (relative Häufigkeit)



## 6.7 Interaktion Grundlast- und Regelkraftwerke

Die Nachfrage wird über alle Sektoren hinweg exogen vorgegeben und wird vereinfachend als unelastisch angenommen. In der Realität gibt es eine Nachfrageelastizität, die im Rahmen dieses Modells über den Preis abgebildet werden könnte. Diese Preisunterschiede gelten bisher nur für Großkunden, es wird jedoch darüber hinaus darüber nachgedacht auch weitere Endkunden über dynamisch Preise mehr an die Elektrizitätsmärkte zu binden. Verschiedene Forschungsprojekte diskutieren derzeit die Nachfrageelastizität im Haushaltssektor. Beispielhaft sei hier auf das vom BMWi geförderte Projekt MeRegio verwiesen. Jedoch ist eine Annahme über alle Sektoren hinweg nicht einfach zu treffen, weshalb in diesem Modell gänzlich davon abgesehen wird. Der Gesetzeslage konform wird die Nachfrage zunächst von den volatilen Einspeisern Wind, Sonne, Geothermie und Biomasse gedeckt. Diese ist für Deutschland im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt. Die Differenz aus Nachfrage und Elektrizitätserzeugung durch RES („Residuallast“) wird durch die konventionellen Kraftwerke gedeckt, die entsprechend der Merit Order eingesetzt werden. Den konventionellen Kraftwerken kommt somit die Aufgabe der Ausregelung der RES zu, da in der heutigen Energieversorgungsstruktur nur beschränkte Speichermöglichkeiten existieren (vgl. Kapitel 3). Da die konventionellen Kraftwerkstypen prinzipiell regelbar sind, scheint die Deckung der restlichen Nachfrage zunächst nicht problematisch. Aufgrund der Einspeisecharakteristik der RES kann es jedoch zu Ereignissen kommen, die die konventionellen Elektrizitätserzeugungstechnologien überfordern.

Beispielsweise kommt es bei der Einspeisung von Windenergie teilweise zu regelrechten Flanken in der Einspeisung. Innerhalb kürzester Zeit sinkt die Windeinspeisung drastisch und die konventionellen Kraftwerke müssen im Umkehrschluss schnell hohe Leistungen bereitstellen. Auf Grund technischer Restriktionen sind die Lastgradienten der thermischen Kraftwerke jedoch technologieabhängig begrenzt. Darüber hinaus sinkt die Rentabilität der Kraftwerke durch geringere Volllaststunden.

## 6.8 Brennstoffpreise

In der konventionellen Energieerzeugung machen die Brennstoffpreise einen Großteil der Erzeugungskosten aus. (Wissel et al., 2010) geben für die Braunkohleverstromung einen Brennstoffkostenanteil von 14 %, für Erdgasverstromung von 75 % der Stromgestehungskosten an. Bei Brennstoffen, die als Rohstoffzertifikate an globalen Handelsplätzen gehandelt werden, verhält sich der Bezugspreis in Abhängigkeit von Nachfrage und Verfügbarkeit volatil. Die Nachfrage hängt wiederum stark von der globalen wirtschaftlichen Situation ab. So sank beispielsweise bedingt durch den Ausbruch der globalen Wirtschaftskrise der Ölpreis von der KW 28 bis zur KW 52 im Jahr 2008 von 147,5 US\$ auf 36,2 US\$ pro Barrel (Wallstreet Online, 2012). Trotz diesen evidenten Schwankungen schätzen etliche nationale und internationale Studien die künftige Entwicklung der Rohstoffpreise. Beispielhaft seien IEA (2011) und European Commission (2003) genannt.

Da die wirtschaftlichen Zyklen für lange Perioden kaum seriös vorhergesagt werden können, wird in dem vorgestellten Modell mit Preisen auf der Basis des Jahres 2010 gearbeitet. Dies hilft beim Vergleichen der Ergebnisse über einen längeren Zeitraum, da inflationäre und zyklische Einflüsse unbeachtet bleiben.

## 6.9 Stromnachfrageentwicklung und Laststruktur

Die Stromnachfrage unterliegt tageszeitlichen, saisonalen und konjunkturellen Schwankungen. Ein typischer Tageslastgang für Deutschland weist über die Nachtstunden eine minimale Nachfrage von etwa 30 – 40 GW auf und steigt im Laufe des Tages auf zwischen 65 – 83 GW an, bevor er in den Mittagsstunden zum Abend hin abnimmt. Saisonale Eigenschaften sind unter anderem durch die vermehrten Kühl- und Wärmeprozesse, sowie auf Grund verschiedener Beleuchtungsbedarfe auszumachen.

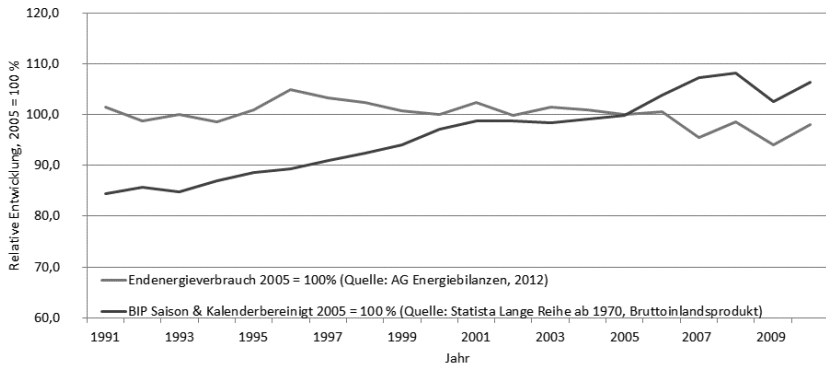


Abbildung 6.9: Entwicklung des BIP und Energieverbrauchs in Deutschland

Spätestens seit der Jahrtausendwende ist in Deutschland ein rückläufiger Endenergiebedarf bei steigendem BIP auszumachen (vgl. Abb. 6.9). Diese Entwicklung wird in den Szenarien berücksichtigt. Das stündliche Nachfrageprofil für Deutschland wird von den europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E (2012b) aus den historischen Daten der Jahre 2008 bis 2010 übernommen. Aus den verschiedenen Lastgängen wird der Mittelwert gebildet, um jahresspezifische Eigenheiten zu eliminieren. Die entsprechenden Lastcharakteristika werden über den Betrachtungshorizont als unverändert angenommen, jedoch wird die Entwicklung der Stromnachfrage in den verschiedenen Szenarien variiert, damit Effizienzrichtlinien und politische Vorgaben abgebildet werden können.

## 6.10 Technologiespezifische Emissionen

Das entwickelte Modell betrachtet keine lokalen Luftschadstoffe, sondern fokussiert auf Kohlendioxydemissionen. Diese sind insbesondere auch hinsichtlich der Erfolgskontrolle des installierten Kraftwerkspark im Hinblick auf die politischen Zielsetzungen notwendiger Bestandteil eines Simulationsmodells des Energiesystems. Beispielsweise fordert das EU-Parlament in seinem

Strategiepapier Project EUCO2 80/50 Summary (University of Manchester, 2011) den CO<sub>2</sub>-Ausstoß bis zum Jahr 2050 um 80 % zu reduzieren. Diese Vorgabe dient in letzter Instanz dazu, politische Mechanismen zu entwickeln, die die europäische Wirtschaft deutlich unabhängiger von fossilen Brennstoffen machen (CO<sub>2</sub>-Handel.de, 2012). Das entwickelte Model gibt Aufschluss darüber, wie sich die Erzeugungslanschaft im Zuge der Integration RES in das Energiesystem entwickelt. Dazu gehört auch der CO<sub>2</sub>-Ausstoß, bedingt durch die verschiedenen Erzeugungstechnologien.

Wagner et al. (2007) geben in einer umfangreichen Studie spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionswerte für Kraftwerke aus der Literatur an. Das Zuordnen von konkreten Emissionswerten zu den verschiedenen Erzeugungstechnologien ist auf Grund des Einflusses verschiedener Variablen jedoch nicht möglich. So sorgen beispielsweise unterschiedliche Fahrweisen der Kraftwerksbetreiber oder verschiedene Wirkungsgrade aufgrund technologischer Fortschritte für eine deutliche Spanne der Angaben. Auch kommen methodische Unterschiede in der Bilanzierung der Emissionen zu unterschiedlichen Ergebnissen. Bei der Betrachtung der Prozesskettenanalyse wird vom Bau des Kraftwerks über den Betrieb und die Entsorgung der Erzeugungsanlage jeder relevante Schritt ökologisch bewertet. Andere Studien ermitteln mit der Input-Output-Analyse spezifische Werte für den Energieaufwand einzelner Wirtschaftssektoren. Zudem gibt es Hybridansätze, die beide zuvor genannten Methoden kombinieren.

Bei der Kohleverstromung spielt bei der Oxidation des im Brennstoff gebundenen Kohlenstoffes zu CO<sub>2</sub> vor allen Dingen die Bezugsquelle eine große Rolle, wobei die Braunkohle auf Grund ihrer geringen Energiedichte ausschließlich im Inland gefördert wird und die Brennstoffbereitstellung daher nur etwa 2 bis 4 % der Emissionen ausmacht. Die Steinkohlebereitstellung hingegen macht etwa 12 bis 17 % der gesamten Klimagasemissionen aus. Dies ist durch den globalen Handel und Transport zu begründen.

Die differierenden CO<sub>2</sub>-Emissionswerte für die Verbrennung von Erdgas resultieren aus den unterschiedlichen Wirkungsgraden der verschiedenen Kraft-

werke. Erdgas wird durch Gasturbinen, GuD-Kraftwerke, Erdgaskraftwerke und Kombinationen der Anlagen zu Strom und Wärme umgewandelt.

Die Stromerzeugung durch RES an sich ist nahezu CO<sub>2</sub>-frei. Jedoch werden auch hier die vor- und nachgelagerten Ketten betrachtet. Durch den Abbau und die Verarbeitung von Rohstoffen kann somit auch den RES ein spezifischer CO<sub>2</sub>-Ausstoß zugerechnet werden.

Die im Modell hinterlegten Werte der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen können der nachfolgenden Grafik entnommen werden, wobei der dunkle Bereich den Plausibilitätsbereich angibt und der helle Bereich die gefundenen Minimal- und Maximalwerte beschreibt.

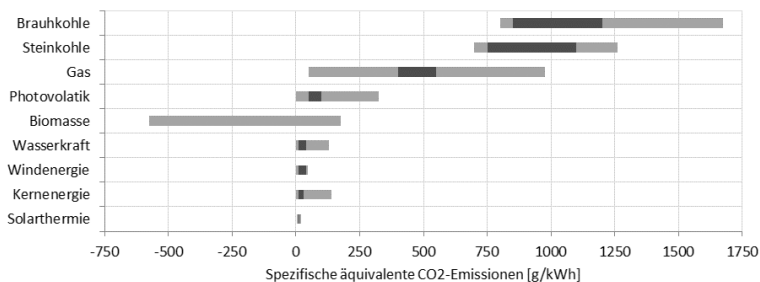


Abbildung 6.10: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung nach (Wagner et al., 2007)

## 6.11 Bildung der Spotmarktpreise

Die Bildung der Börsenpreise für Elektrizität folgt dem Prinzip der Merit Order. Unter der Annahme, dass vollkommener Wettbewerb vorliegt und der Spotmarkt effizient funktioniert, wird Elektrizität von den Erzeugern kostenminimal zur Befriedigung der Gesamtnachfrage bereitgestellt. Wird die Elektrizitätsnachfrage als preisunelastisch angenommen, ergeben sich die Preise aus den marginalen Erzeugungskosten der letzten Anlagen, um die Nachfrage zu befriedigen (Möst, 2006). Für das Modell El-Sto wurde eine Referenz-Merit-Order Kurve auf Basis des Jahres 2010 erstellt. Dazu wurden die Börsenpreise

der EEX über der gelieferten Strommenge aufgetragen (Abb. 6.11). Bei der grafischen Betrachtung fällt auf, dass für einen Börsenpreis unterschiedliche Strommengen gehandelt wurden. So lag 2010 der Börsenpreis bei einer Nachfrage von 28 GW bis 59 GW bei 20 €/MWh. Umgekehrt wurden 40 GW für einen Preis zwischen -20 und 58 €/MWh geliefert.

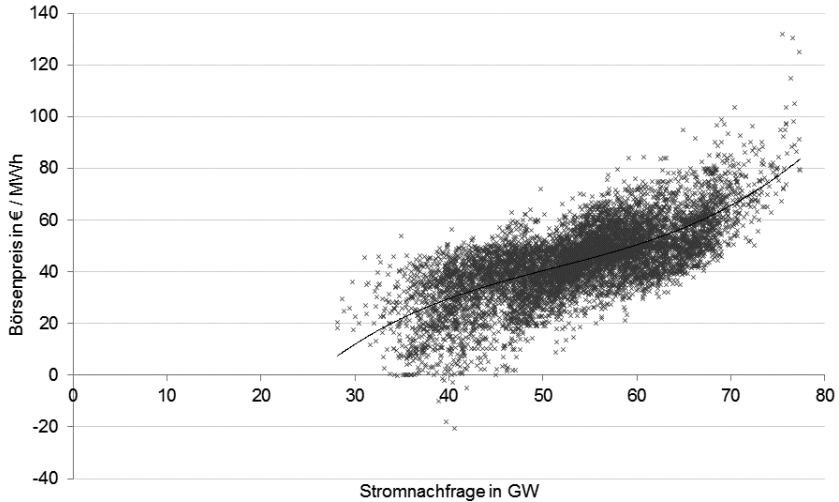


Abbildung 6.11: EEX-Spotmarktpreise über der Nachfrage

Die Tatsache der teilweise breiten Spannen hat mehrere Gründe. So liegt gerade bei negativen Preisen die Vermutung nahe, dass eine erhöhte Einspeisung RES den konventionellen Kraftwerkspark teilweise überflüssig machten und überschüssige Elektrizität keine Abnehmer fand. Zudem können verschiedene Bieterstrategien zu unterschiedlichen Preisen bei einer konstanten Stromnachfrage führen. Sollte kurz vor einem Wochenende beispielsweise ein Kraftwerk ausfallen, das ersetzt werden muss, muss der Bieter entscheiden, für welchen Preis er welches Kraftwerk anfährt und kalkuliert dabei Stillstandszeiten für das Wochenende mit ein.

## 6.12 Modellierung der Speicher

Die Modellierung von Speicherkraftwerken ist ein elementarer Bestandteil des vorgestellten Modells. Betrachtet werden zur Kalibrierung des Modells alle Speicher, die mit dem deutschen Transportnetz verbunden sind und Systemdienstleistungen für das deutsche Verbundnetz anbieten. Im Einzelnen sind folgende Pumpspeicherkraftwerke im Modell hinterlegt.

Die Kraftwerksdaten stammen aus Giesecke & Mosonyi (2009), DENA, Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt, (2012) und EEX (2012). Die Pumpspeicherwerke Langenprozelten (168 MW) und Reisach Rabenleite (105 MW) liefern ausschließlich Bahnstrom und werden daher nicht betrachtet.

Zudem wird derzeit der Neubau einiger weiterer PSW diskutiert. Um im Falle von Engpässen im Stromnetz die Sicherheit des Stromsystems zu gewährleisten, ist es notwendig, auf Kraftwerke entfernt von den Zentren der Stromeinspeisung im Norden zurückgreifen zu können. Hierzu können unter anderem PSW in Süddeutschland zum Einsatz kommen (DENA, 2010c). Folgende Neubauprojekte sind derzeit in Planung und finden im Modell Berücksichtigung.

Tabelle 6.5: Liste der betrachteten PSW

Meldendes Unternehmen	Land	Werk	Regelzone	Inst. MW Turbinen
<i>An der eex meldende Unternehmen und Speicherkraftwerke</i>				
e.on AG	D	Waldeck II	TenneT	480
EnBW AG	D	Schluchseewerk AG	Transnet BW	454
EnBW AG	D	Tiwag	Transnet BW	
EnBW AG	D	Illwerke AG	Transnet BW	740
RWE AG	D	Koepchenwerk	Amprion	153
RWE AG	D	Schluchseewerk AG	Amprion	870
RWE AG	D	Erzhausen	TenneT	228
Statkraft	D	Goldisthal	50Hertz	1060
Vattenfall AG	D	Markersbach	50Hertz	1044
RWE AG	Lux	Vianden	Amprion	1096
Tiwag	Aut	Kühtai	TenneT	289
<i>Sonstige Einheiten, die zum Stichtag nicht an die eex meldeten</i>				
EnBW+RWE	D	Schluchseewerk AG		538
Vattenfall AG	D	Hohenwarte I	50Hertz	60
Vattenfall AG	D	Hohenwarte II	50Hertz	320
Vattenfall AG	D	Bleiloch	50Hertz	80
Vattenfall AG	D	Geesthacht	50Hertz	120
Vattenfall AG	D	Niederwartha	50Hertz	120
Thüga	D	Erzhausen	TenneT	220
Eon AG	D	Happurg	TenneT	160
Eon AG	D	Waldeck I	TenneT	140
SWM	D	Leitzachwerk I	TenneT	49
SWM	D	Leitzachwerk II	TenneT	49,2
Ruselkw.	D	Oberberg	TenneT	10,4
Mark-E	D	Rönkhausen	Amprion	140
Tals. Sachsen	D	Wendenfurth	50Hertz	80
VKW-Gruppe	AUT	Kopswerk II		450
VKW-Gruppe	AUT	Rifa Voralrberg		1000
VKW-Gruppe	AUT	Rodnund I		198
VKW-Gruppe	AUT	Rodnund II		220
VKW-Gruppe	AUT	Lünersee		232
Tiwag	AUT	Silz		766
Summe aller Einheiten				11.294



Tabelle 6.6: PSW in Bau und Planung (Power in Europe, 2010)

Werk	Land	Leistung in MW	Geplante Fertigstellung
Blautal SWU	D	45	
Einöden eon	D	200	2013
Atdorf, Schluchseewerke	D	1400	
Limberg II	AUT	480	2011
Kühtai II	AUT	180	2017
Kaunertal	AUT	550	2013
Malfon	AUT	65	2013
Reisseck II	AUT	430	2014
Nant de Drance, Emosson	CH	600	2015
Lintahl, Linth-Limmern	CH	1000	2015
Summe aller Einheiten		4950	

Technologisch sind PSW derzeit die einzigen nennenswerten Speicheroptionen. Lediglich ein Druckluftspeicherkraftwerk wird als weiteres Speicherkraftwerk in Deutschland betrieben. Dabei handelt es sich um das Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf (vgl. Kaptiel 3.1).

## 6.13 Kritische Reflektion des gewählten Ansatzes

Das entwickelte System Dynamics Modell gibt Aufschluss über mögliche Entwicklungen der deutschen Energiewirtschaft unter heutigen Marktregeln. Ein besonderer Schwerpunkt der Arbeit liegt auf der Auswirkung der Integration RES auf die künftige Rolle der Speicherkraftwerke. Um die zeitlich hochaufgelösten Rückkopplungen von RES-Ganglinien auf die Speicherfahrweise und die Preisfindung an der Börse zu untersuchen, bietet sich besonders der

systemdynamische Ansatz für die Untersuchungen an. Die Wahl der Programmierung in SD garantiert eine hohe Transparenz für Anwender des Modells, da Annahmen wie Ausbauszenarien vom Nutzer bestimmt werden können. Mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen können zudem die Auswirkungen einzelner Parameter auf das Gesamtsystem bewertet werden.

Im Modell wird versucht, den realen Markt möglichst originalgetreu abzubilden. Wie für Modelle üblich, müssen jedoch einige Zusammenhänge vereinfacht dargestellt werden. Im Folgenden werden diese Punkte beleuchtet.

### **6.13.1 Implementierung der Übertragungskapazitäten**

In Kapitel 2 wurde bereits die lokal ungleiche Verteilung der installierten Leistung gängiger erneuerbarer Erzeugungstechnologien diskutiert. Dabei fällt auf, dass im nördlichen Teil Deutschlands im Besonderen Windenergieanlagen und im südlichen Teil bevorzugt PV-Anlagen und Wasserkraftwerke installiert sind. In Abschnitt 6.1 wurde zudem diskutiert, dass es innerhalb Deutschlands bereits heute einen Übertragungsengpass zwischen den nördlichen und südlichen Regionen besteht, der dazu führt, dass bei hoher Windeinspeisung nicht 100% der möglichen erzeugten Windleistung in das Netz eingespeist werden kann. Zudem sorgt die Verpflichtung der Netzbetreiber, die Systemstabilität zu jedem Zeitpunkt aufrecht zu erhalten für Besonderheiten im Betrieb konventioneller Kraftwerke in Regionen mit besonders hoher RES-Leistung. Diesen Umständen kann nur Rechnung getragen werden, indem jedes Kraftwerk einzeln implementiert wird und zudem Netze berücksichtigt werden, die mit Restriktionen versehen werden. Im vorgestellten Modell werden Netzrestriktionen ausschließlich zum Ausland hin modelliert. Zudem werden die Erzeugungstechnologien und deren Eigenschaften geclustert und nicht einzeln aufgeführt.

### 6.13.2 Preisbildung auf Basis historischer Daten

Die Ermittlung der Großhandelspreise im entwickelten Modell basiert auf der Nachfrage und dem herrschenden Erzeugungsmix, der zur Deckung der Nachfrage nötig ist. Dies entspricht der heutigen Preisfindung an der europäischen Strombörse. Für die Simulationsjahre bis zum Jahr 2030 wurde ein Kraftwerkspark recherchiert der die Spotmarktpreise unmittelbar beeinflusst.

In der konventionellen Stromerzeugung beeinflusst der jeweilige Rohstoffpreis der implementierten Technologien die Gestehungskosten maßgeblich. Jedoch unterliegen gerade die Rohstoffpreise häufigen Schwankungen, da sie Gegenstand spekulativer Geschäfte sind. In Zeiten des wirtschaftlichen Aufschwungs werden kurzfristige Rohstofflieferungen in aller Regel mit deutlich höheren Preisen gehandelt als zu Zeiten des wirtschaftlichen Abschwungs. Dies wirkt sich in der realen Umgebung auch auf die Elektrizitätserzeugung aus, jedoch wurden die Gestehungskosten im vorgestellten Modell über die Zeit als konstant betrachtet. Dies entspricht mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit nicht den künftigen Entwicklungen, sorgt aber für vergleichbare Simulationsergebnisse über die Zeit.

Zudem ist die Implementierung negativer Großhandelsmarktpreise auf Beobachtungen der Vergangenheit gestützt. Ab einer gewissen Leistungsüberschreitung der Erzeugung bezogen auf die Nachfrage sinkt der gehandelte Spotmarktpreis auf zeitweise negative Werte. Künftig wird dieses Phänomen aufgrund der großen installierten Leistung an RES tendenziell zunehmen. Heute ist unklar, wie die Elektrizitätswirtschaft und der Gesetzgeber auf die erwarteten Niedrigpreise reagieren werden. Klar scheint jedoch, dass tiefgreifende Systemveränderungen notwendig werden, sollte das Ziel der Politik eine wettbewerbsfähige privatisierte Energiewirtschaft sein (BDEW, 2011c). Wie diese Entwicklungen aussehen können ist heute Gegenstand vielzähliger Diskussionen und kann nur spekulativ beantwortet werden. Aus diesem Grund baut das Modell auf den heutigen Marktregeln auf und deckt zudem Probleme auf, die in Zukunft gelöst werden müssen.

### 6.13.3 Vernachlässigung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise

Um die angestrebten CO<sub>2</sub>-Verminderungsziele zu erreichen wurde auf europäischer Ebene der Handel von Verschmutzungsrechten, den sogenannten CO<sub>2</sub>-Zertifikaten beschlossen. In der Energiewirtschaft führt dies dazu, dass Erzeugungstechnologien mit hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu den bisherigen Kosten mit den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen belastet werden und führt im Umkehrschluss zu einer Besserstellung umweltschonender, energieeffizienter Technologien. Dies ist jedoch nur dann der Fall, wenn der Zertifikatspreis eine kritische Höhe erreicht, die ursprünglich bei 17 bis 20 Euro pro Tonne erwartet wurde (Agentur für erneuerbare Energien, 2013). Aufgrund von Überausstattung mit Emissionsrechten, sowie einer Schwemme von Zertifikaten aus Drittstaaten wurde das angestrebte Kursziel jedoch nie erreicht und lag am 16. April 2013, nachdem sich das EU-Parlament gegen eine Verknappung der Zertifikate ausgesprochen hatte bei lediglich 3,10 € je Tonne CO<sub>2</sub> (IWR, 2013b). Im vorliegenden Modell wurde aufgrund der niederen Zertifikatspreise auf eine Modellierung verzichtet. Sollten die Verschmutzungsrechte wider Erwarten auf die angestrebten 17-20 € pro Tonne CO<sub>2</sub> steigen, kann die durch ein nachträglich integriertes Submodul berücksichtigt werden.

### 6.13.4 Inelastische Nachfrage

Die Elastizität der Nachfrage beschreibt das Verhalten der Nachfrager bei sich ändernden Randbedingungen. Mittel- und langfristig steigende Endkundenpreise führen zu vermehrten Effizienzstrategien der Verbraucher durch beispielsweise temporären Verzicht oder der Aufrüstung neuer effizienter Technologien. Kurzfristig ist der Effekt der Preiselastizität in der Energiewirtschaft aufgrund der schlechten Speicherbarkeit und geringen Substituierbarkeit elektrischer Energie kaum nachzuweisen. Darüber hinaus sind dynamische Strompreistarife in Deutschland noch weitgehend ungenutzt. Im vorgestellten Modell ist die Elektrizitätsnachfrage inelastisch modelliert. Das heißt, dass Preisschwankungen keinen Einfluss auf die nachgefragte Arbeit haben. Die Auswirkung unterschiedlicher Nachfrageausprägungen wird im Modell exogen

durch politisch motivierte Effizienzprogramme berücksichtigt. Empirisch ist aber die Preiselastizität im deutschen Markt bisher auch marginal. Gerade im Energiesystem der Zukunft (insb. nach 2030) ist diese Annahme einer preiselastischen Nachfrage jedoch zu hinterfragen.



# 7 Modellgestützte Bewertung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulation beschrieben. Zunächst wird das Modell anhand der Resultate für das Jahr 2010 mit Hilfe der historischen Daten desselben Jahres validiert. Im Anschluss daran wird das Referenzszenario definiert und zusammengefasst. Die darauf folgenden Unterkapitel geben Aufschluss über die Modellrechnungen verschiedener Szenarien für die Entwicklung der gehandelten Börsenpreise, Kraftwerksauslastung, CO<sub>2</sub>-Emissionen, Speichernutzung und Speicherbedarf.

## 7.1 Modellvalidierung

Die Modellvalidierung wird anhand des Jahres 2010 vorgenommen. Für das Jahr 2010 werden sowohl die tatsächliche Nachfrage als auch die Erzeugung durch Windenergieanlagen exogen vorgegeben. Die tatsächliche Windeinspeisung wird im Validierungsprozess als Eingangsgröße verwendet, da der Einfluss auf den Spotmarktpreis zum jeweiligen Zeitpunkt von großer Bedeutung ist und dies für die Validierung von großer Bedeutung ist. Im weiteren Verlauf wird auf ein stochastisches Windprofil zurückgegriffen, dessen Implementierung im Kapitel 6.6.2 näher erläutert wurde. Als Validierungsgrößen dienen die Ergebnisse der Kraftwerkseinsätze und CO<sub>2</sub>-Emissionen, der Verlauf und die Analyse der Börsenpreise sowie die Fahrweise der Speicherkraftwerke.

### 7.1.1 Validierung der Kraftwerkseinsätze und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die Einsatzreihenfolge der konventionellen Kraftwerke ergibt sich aus der Höhe der Nachfrage, der Grenzgestehungskosten sowie der jeweils installierten Leistung der Kraftwerkstechnologie unter Berücksichtigung der statistischen Verfügbarkeit. Zudem ist die Regelbarkeit jeder konventionellen Technologie beeinflussend auf die erbringbare Leistung. Da die erneuerbaren

Erzeugungseinheiten prioritär einspeisen dürfen, decken die konventionellen Kraftwerke in der Simulation wie beschrieben nur die residuale Last.

In Tabelle 7.1 wird die geleistete Arbeit der Simulationsergebnissen der real gemessenen Arbeit der konventionellen Kraftwerkseinsätze gegenübergestellt. Bei der Betrachtung der Abweichungen fällt auf, dass mit Ausnahme der Wind- und Wasserkraft alle anderen Technologien erhöhte Einspeisewerte aufweisen. Dies wird mit der Tatsache begründet, dass nach den verwendeten Vergleichsquellen 36 TWh von „sonstigen“ Erzeugungseinheiten bereitgestellt wurde, die nicht näher spezifiziert sind.

Tabelle 7.1: Erzeugung in TWh und Abweichung in % der verschiedenen Technologien (Quelle: BDEW, AGEB)

	Uran	BK	SK	Gas	BM	WK	Wind	PV
Real	133	139	115	79	30	20	36	12
Sim.	139	152	121	83	36	20	36	16
Abw	4,3	8,6	5,0	4,8	17	0	0	25

BK: Braunkohle, SK: Steinkohle, BM: Biomasse, WK: Wasserkraft

Der Grund für die hohe Abweichung in der PV-Erzeugung ist in der niedrigen Globalstrahlung des Jahres 2010 zu finden. Von 2003 bis 2011 bewegten sich die Werte der durchschnittlichen Globalstrahlung in Deutschland zwischen 123 und 139 Watt/m<sup>2</sup> (sonnenenertrag.de, 2011). Das Jahr 2010 lag mit 123 Watt/m<sup>2</sup> am unteren Ende der zu erwartenden Strahlungsintensität und liegt gegenüber der angenommenen Durchschnittsstrahlung deutlich niedriger.

Die erzeugte Arbeit aller Technologien wurde mit spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionswerten unterlegt, die in Kapitel 6.10 beschrieben sind. Im Vergleich der für das Jahr 2010 in der Elektrizitätserzeugung ausgewiesenen CO<sub>2</sub>-Mengen unterscheidet sich die Simulation nur geringfügig, nämlich um 2,2%. Dieser Wert legt nahe, dass die nicht zuordnungsbare Kategorie „sonstige Erzeugungsein-



heiten“ vertretbar auf die Technologieklassen, die in der Simulation Berücksichtigung finden aufgeteilt wurde.

Die Implementierung der Kraftwerkseinsätze und der nachgelagerten CO<sub>2</sub>-Emissionen liegt mit einer Abweichung von 2,2 % im Toleranzbereich.

Tabelle 7.2: CO<sub>2</sub>-Emissionen in Mio. t der verschiedenen Technologien (Quelle: AGEB, 2014)

	Uran	BK	SK	Gas	BM	WK	Wind	PV
Real	302 (gesamt)							
Sim.	2,8	160	100	36	-	0,5	0,9	1,2
Abw	2,2% (gesamt)							

BK: Braunkohle, SK: Steinkohle, BM: Biomasse, WK: Wasserkraft

## 7.1.2 Validierung der Spotmarktpreise

Die Börsenpreise sind wie in Kapitel 6.11 beschrieben direkte Folge der Kraftwerkseinsatzplanung. Das Kraftwerk mit den höchsten Gestehungskosten, das den Zuschlag erhält setzt den gehandelten Spotmarktpreis. Alle kostengünstigeren Kraftwerke erwirtschaften die Differenz der eigenen Erzeugungskosten zum Börsenpreis als Deckungsbeitrag. In der Realität gibt es Situationen, in denen aus verschiedenen Gründen das Gleichgewicht von Erzeugung und Nachfrage für kurze Zeit mit Hilfe zugekaufter Ausgleichsenergie aufrechterhalten werden muss. Diese Situationen sind am geeignetsten durch stochastische Programmierung abzubilden. Das Modell El-Sto enthält eine solche Stochastik nicht. Kurzfristige Ausschläge nach oben gibt es aus diesem Grund in der Realität häufiger, als in der Simulation. Im Folgenden (vgl. Abb 7.1) werden etwa 6-wöchige Ausschnitte verschiedener Jahreszeiten abgebildet, die den historischen Börsenpreis mit dem simulierten Preis vergleichen.

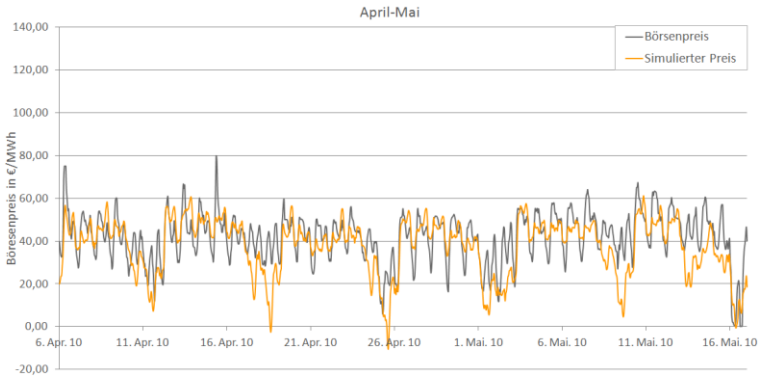


Abbildung 7.1: Verlauf der Börsenpreise im Frühjahr 2010

Für den Vergleich der Simulation zu den historischen Börsenpreisen wurde das Intervall vom 6. April bis zum 16. Mai gewählt. Wie für die Übergangszeit und Sommermonate üblich, liegt der gehandelte Preis in aller Regel unterhalb von 60 €/MWh (vgl. Abb 7.1). Eine mäßige Nachfrage und unwesentlicher Substitutionsbedarf der Energieträger, die zur Wärmeerzeugung benötigt werden, sind hauptsächlich für die niedrigen Preise verantwortlich. Sowohl die historischen Daten als auch der simulierte Preisgang weisen tageszeitliche und wöchentliche Profile auf, die zu Nachtzeiten durch ein lokales und am Wochenende durch ein globales Minimum charakterisiert werden können. An Wochenenden mit hoher Einspeisung RES, sinkt der historische Preisverlauf im betrachteten Intervall auf Werte bis zu 0 €/MWh. Der niedrigste Preis der Simulation sinkt noch stärker auf bis zu -9 €/MWh. Negative Preise sind mit Nichten ein Indiz für fehlerhafte Ergebnisse. Auch in der Realität gibt es immer wieder Stunden, in denen negative Preise gehandelt werden.

Kritisch angemerkt werden muss die Höhe der täglichen Preisschwankungen. Während die historischen Börsenpreise im tageszeitlichen Profil stark schwanken, verhält sich der simulierte Preis weniger volatil. Der Grund hierfür ist die hinterlegte Programmierung, bei der ein bestimmter Wert der residualen Last einem konkreten Spotmarktpreise zugeordnet ist. In der Realität spielen je-

doch die Entscheidungen der Händler und kurzfristige Rohstoffpreisschwankungen eine entscheidende Rolle. Auch taktisches Verhalten kann hier ein Grund sein. Diese Effekte wurden im vorgestellten Modell nicht berücksichtigt.

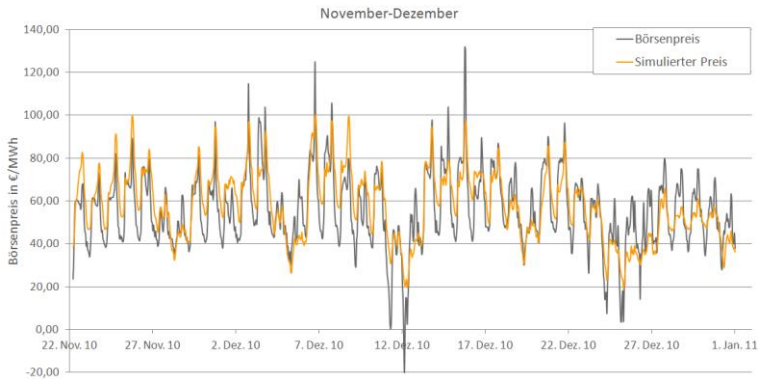


Abbildung 7.2: Verlauf der Börsenpreise im Winter 2010

Auch für den exemplarischen Ausschnitt der Vergleichswerte vom 22. November 2010 bis zum 31. Dezember 2010 kann festgehalten werden, dass die Tageszeitlichen und wöchentlichen Profile deutlich erkennbar sind (vgl. Abb 7.2). Zudem werden kurzfristige Niedrig- und Hochpreise zufriedenstellend abgebildet. Das Preisniveau liegt auf Grund der erhöhten Nachfrage in der winterlichen Jahreszeit deutlich über dem der Übergangszeit. Simulierte Preise von über 100 €/MWh und reale Werte von über 120 €/MWh sind auszumachen. Bedingt durch eine höhere Volatilität in der Nachfrage weisen die simulierten Preise eine realistische untertägige Schwankungsbreite auf. Auch die wöchentlichen Muster werden in der Simulation deutlich wiedergegeben.

Die Ermittlung des Mittelwerts weist eine minimale Abweichung von 0,18 €/MWh über das Jahr 2010 auf. Im direkten Vergleich der beiden Häufigkeitsverteilungen der Preise weist die Kurve der Realdaten ein häufigeres Auftreten der Werte im Mittleren Bereich auf. Der Vergleich der Standardab-

weichung ist jedoch in einem guten Verhältnis zueinander. Die ermittelten Werte können der Abb. 7.3 entnommen werden.

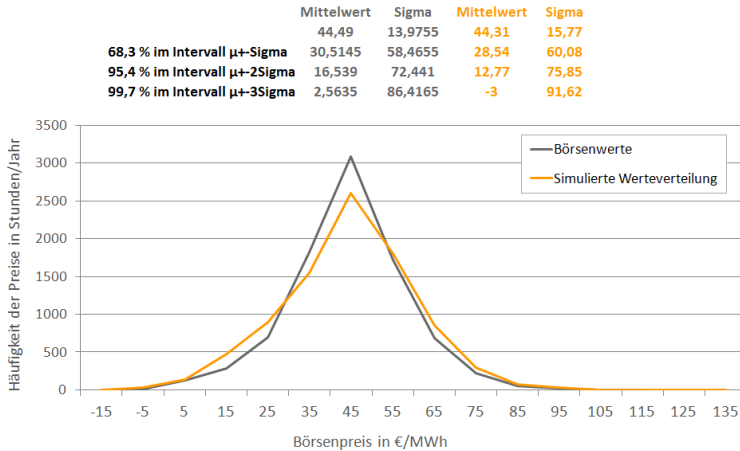


Abbildung 7.3: Häufigkeit und Standardabweichung der Börsenpreise

Wählt man für die Darstellung derselben Werte die Dauerlinie, so zeigen sich nahezu deckungsgleiche Ganglinien, wobei die Ganglinie der Realdaten etwas flacher verläuft, höhere Maximalwerte erreicht und weniger tiefpreisige Stunden aufweist (vgl Abb. 7.4).

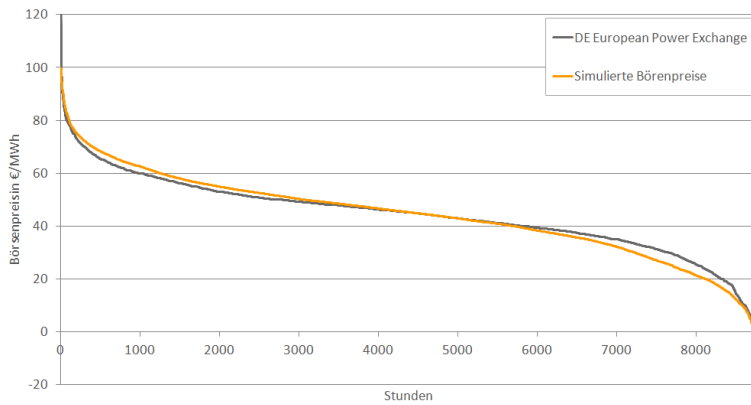


Abbildung 7.4: Dauerlinie des Börsenpreises 2010

### 7.1.3 Validierung der Speicherfahrweise

Wie in Kapitel 5.5 beschrieben, wird der Speichereinsatz durch verschiedene Kriterien ausgelöst. Im heutigen Energiesystem dominiert der PSW-Einsatz aufgrund von tageszeitlichen Preisunterschieden und zur Erbringung von Dienstleistungen zur Erhaltung der Systemstabilität (vgl. Kapitel 2.2).

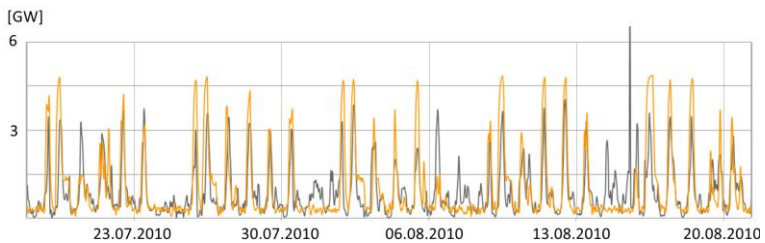


Abbildung 7.5: Speicherfahrweise vom 19.07-20.08.2010 (Simulationswerte in orange, historische Daten in grau)

Auf den Internetseiten der Europäischen Strombörse in Leipzig (EEX) werden die aggregierten Turbinenleistungen nahezu aller PSW in stündlicher Auflösung veröffentlicht. Die nachgefragte Pumpenleistung ist hingegen aus keinen öffentlichen Quellen in stündlicher Auflösung erhältlich. Aus diesem Grund wird die simulierte aggregierte Turbinenleistung aller betrachteten PSW mit der veröffentlichten aggregierten Turbinenleistung verglichen. Der Abb. 7.5 zufolge, die die Turbinenleistung für den Zeitraum vom 19.07.-20.08.2012 darstellt, wird das Einsatzschema der PSW hinreichend genau erfasst. Es ist zu beachten, dass eine Modellierung die PSW-Fahrweise, aufgrund der erheblichen Komplexität der Entscheidungsfindung durch automatisierte, teilautomatisierte und nichtautomatisierte Befehle, den Einsatz von PSW nur näherungsweise beschreiben werden kann. Zudem schwankt die zur Verfügung stehende Anlagenleistung täglich auf Grund von Pegelständen, der Teilnahme an anderen Märkten und weiteren Gründen.

Bei der monatlichen Aggregation der jeweiligen Stundenwerte über den Tag zeigen sich jahreszeitliche Eigenheiten, die sowohl bei der Simulation als auch bei den Realdaten ersichtlich sind (vgl. Abb. 7.6). Generell setzt sich das tageszeitliche Erzeugungsprofil aus zwei Maxima (Höchstwerten) mit unterschiedlich starker Ausprägung zusammen. Wie in Kapitel 3.1ausgeführt, unterscheiden sich die Preisverläufe in den verschiedenen Jahreszeiten. Während in den Wintermonaten der Tageshöchstpreis gewöhnlich am Nachmittag erreicht wird, häufen sich die Hochpreisigen Stunden den Sommer den Vormittag über. Da die PSW-Betreiber den Einsatz ihrer Kraftwerke zu einem Großteil auf die erwarteten Preisen hin optimieren, gleicht der Lastgang der Turbinen den aggregierten Preiskurven. Die Simulationsergebnisse bilden aufgrund der beschriebenen Komplexität der PSW-Einsatzplanung die Turbinenarbeit zufriedenstellend ab.

Auffällig ist die starke Abweichung im Dezember. Die Realdaten weisen im Dezember eine verhältnismäßig geringe Turbinenarbeit auf. Der Grund dafür ist in den Wetteraufzeichnungen zu finden. Der Dezember 2010 startete mit einer Rekordkälte mit Temperaturen, die seit fast 80 Jahren an bestimmten Orten nicht mehr gemessen wurden (bac/dpa/dpad, 2012). Die kalte Wetter-

lage änderte sich den ganzen Monat über nicht, sodass Deutschland den kältesten Winter seit mehr als 40 Jahren erlebte. In Potsdam wurden im Dezember 2010 nur an vier Tagen Plusgrade gemessen (dpa/kami, 2010). Diese Wetterlage führte zu gefrorenen Seen, die die Verwendung von PSW minderten. Da dieser Monat in seiner Kälte nicht der Norm entspricht, wird von den starken Abweichungen der Simulation zu den Realdaten abgesehen. Solche Vorkommen zeigen deutlich die Grenzen von Simulationsprogrammen auf.

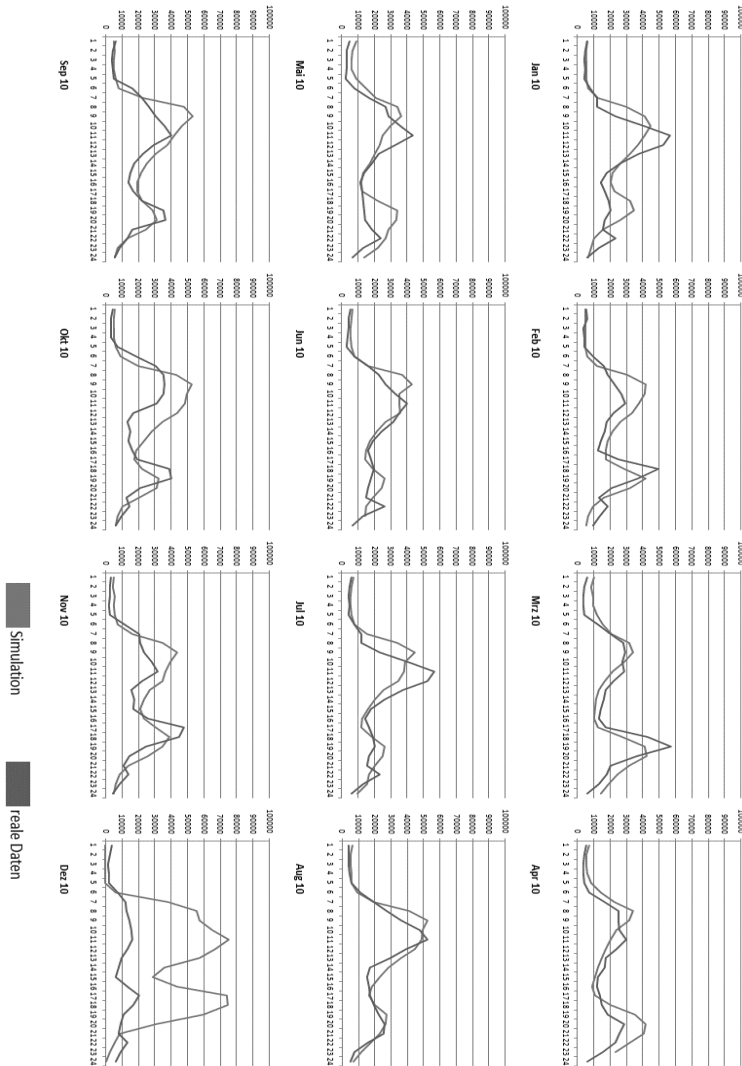


Abbildung 7.6: Monatliche PSW-Erzeugung 2010 über der Tageszeit



## 7.2 Einfluss der Speicher auf den Spotmarktpreis

Durch ihre aktive Teilnahme am Handel beeinflussen die Betreiber von PSW die Struktur der Spotmarktpreise. Um den Einfluss der existierenden Speicherkraftwerke auf den gehandelten Börsenpreis zu untersuchen, wird eine vergleichende Simulation durchgeführt, die in allen Parametern und Zusammenhängen der Simulation zur Validierung der Börsenpreise gleicht. Einziger Unterschied ist die Verfügbarkeit der Speicherkapazität. Im Vergleichsszenario wird davon ausgegangen, dass keine Speicher zur Verfügung stehen. Weder zu Dienstleistungszwecken noch zum Ausnutzen von Arbitrageeffekten.

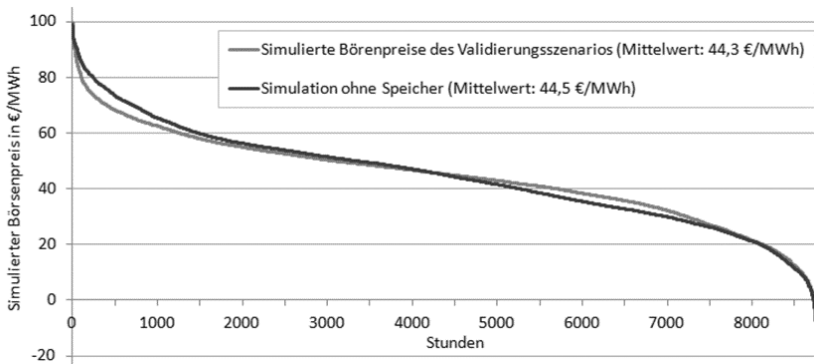


Abbildung 7.7: Auswirkung vorhandener Speicherkapazität auf den gehandelten Preis

Beim Vergleich der beiden Dauerlinien fallen zwei Aspekte auf, die eine richtige Funktionsweise der im Modell El-Sto implementierten Speicherfahrweise bestätigen (vgl. Abb. 7.7). Zum einen ist die Anzahl der hochpreisigen Stunden ohne systeminhärente Speicher deutlich höher, da die PSW-Betreiber zu hochpreisigen Zeiten Arbitrageeffekte erzielen und verhältnismäßig günstig Leistung anbieten können. zum anderen Führt die Teilnahme der PSW aber

auch zu einer Verflachung der Jahresdauerlinie (vgl. Abb. 7.7) und damit zu vermehrten Stunden im Bereich von 30-45 €/MWh.

Die gemittelten Börsenpreise beider Szenarien weisen eine Differenz von 0,171 €/MWh auf. Dementsprechend wirft der Einsatz der Speicher im Beispieljahr bei einer Gesamtnachfrage von rund 600 TWh einen Nettoerlös von 102,6 Mio. € ab.

## **7.3 Sensitivitätsanalyse der Windeinspeisung bei Referenzsimulation**

### **7.3.1 Beschreibung der Referenzsimulation**

Im Folgenden wird die Referenzsimulation beschrieben und ausgewertet, welche sich durch ausnahmslos moderate Annahmen auszeichnet. Im Anschluss daran wird sie als Vergleichssimulation zu den zurückhaltenden und ambitionierten Szenarien verwendet. Die jährliche Nachfrage wird darin bis zum Jahr 2030 als konstant angenommen, ist jedoch mit einer stündlichen unterjährigen Auflösung auf Basis historischer Daten hinterlegt. Die jährlich schwankende Produktion der RES wird auf das langjährige Mittel bezogen und mit der installierten Leistung der Anlagen multipliziert. Diese entwickelt sich im betrachteten Szenario beständig weiter und erreicht im Jahr 2030 60 GW installierte PV-Leistung, 45 GW Onshore- und 24 GW Offshore-Windleistung. Netzrestriktionen sind nicht betrachtet. Zudem gibt es nicht die Möglichkeit, Überproduktion bzw. erhöhte Nachfrage mit dem Ausland auszugleichen.

### **7.3.2 Zusätzlicher Bedarf konventioneller Erzeugungseinheiten ab 2025**

Abschnitt 6.3 gibt Aufschluss über die verwendeten Kraftwerksdaten, geplanten Zubauten und angenommene Lebensdauern aller betrachteten Kraftwerkstechnologien. Die vorhandene Literatur gibt über angestrebte Kraft-

werkszubauten in einem Horizont von etwa 10 Jahren konkreten Aufschluss über geplante und genehmigte Neubauprojekte. Je ferner die geplanten Investitionen in der Zukunft liegen, desto ungenauer werden jedoch die Angaben und auch desto weniger Projekte konnten ermittelt werden. Grund hierfür sind die branchenspezifischen Investitionszyklen und die mittelfristig unsicheren Randbedingungen, die das Risiko von Fehlinvestitionen erhöhen und somit zu zurückhaltendem Verhalten der Marktteilnehmer führt. Gerade nach dem Adhoc-Beschluss der Bundesregierung zum Ausstieg aus der Kernkraft gibt es aufgrund der Kürze der Zeit keine konkreten Projekte zum Ersetzen der abgeschalteten Kapazitäten durch konventionelle Kraftwerke (Focus Online, 2011). Dies ist auch in einer ersten Vorabsimulation zur Ermittlung der benötigten Speicherkapazität ermittelt worden.

Wie in der Modellbeschreibung erläutert, gibt es verschiedene Konstellationen, die einen Speichereinsatz bedingen. Der weitaus häufigste Grund für einen Speichereinsatz ist und bleibt den Simulationsergebnissen entsprechend der Einsatz aufgrund unterschiedlicher Preisniveaus. Erst ab dem Jahr 2025 werden gelegentliche Einsätze wegen einem Überangebot der RES, bzw. der Trägheit des konventionellen Kraftwerksparks relevant.

Auffallend ist zudem der erhebliche zusätzliche Erzeugungsbedarf zur Lastdeckung, der in der Simulation aufgrund des zu kleinen konventionellen Kraftwerksparks zustande kommt. In der folgenden höher aufgelösten Betrachtung soll ermittelt werden, wie der zusätzliche Bedarf tatsächlich zu werten ist. Zuvor sei darauf hingewiesen, dass der ermittelte akkumulierte Einspeicherbedarf aufgrund des Wirkungsgrades etwas höher ausfällt als der Ausspeicherbedarf (vgl. Abb. 7.8). Der Abfall und die darauffolgende Zunahme der benötigten Speicherkapazitäten aus Abb. 7.8 wird im Abschnitt 7.3.7 „Sensitivität des Börsenpreis-Spreads (Peak zu Offpeak)“ ausführlich erläutert.

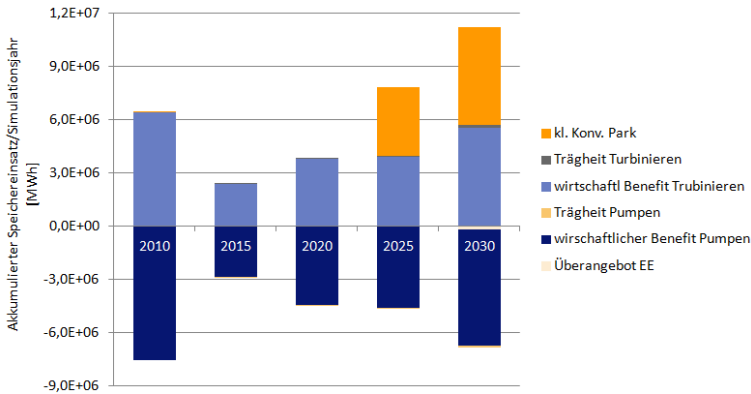


Abbildung 7.8: Gründe des akkumulierten Ein- und Ausspeicherbedarfs

### 7.3.3 Eigenschaften des zusätzlichen Erzeugungsparks

Um der Erzeugungslücke eine Technologie zuweisen zu können, müssen die Eigenschaften des Bedarfs vorliegen. Hierzu werden die ermittelten Daten zunächst viertelstündlich erfasst und ausgewertet. Das Erscheinungsbild lässt erkennen, dass die benötigten zusätzlichen Erzeugungseinheiten hauptsächlich in den Wintermonaten benötigt werden und die Erzeugungslücke häufig sich ähnelnde Werte aufweist. Die Ermittlung der Volllaststunden lässt darauf schließen, dass der zusätzlich ermittelte Bedarf mit Gaskraftwerken gedeckt werden kann, die im realen Markt Volllaststunden von rund 1.500-3.000 aufweisen (Agentur für erneuerbare Energien, 2013). Die ermittelten Werte der Volllaststunden liegen zwar deutlich unterhalb von 1.500 Volllaststunden, jedoch werden neu errichtete Gaskraftwerke aufgrund ihrer hohen Effizienz Kraftwerke mit höheren Gestehungskosten in der Merit Order nach hinten verschieben und so deutlich häufiger zum Einsatz kommen, als in der Simulation der Erzeugungslücke dargestellt wird.

Nach Auswertung der Daten wurde ermittelt, dass eine Erweiterung des Kraftwerksparks im Vergleich zur bisherigen Annahme nötig sein wird. Um in 80 % der Zeit die Nachfrage decken zu können werden im Jahr 2025 zusätzli-

che 5.423 MW beziehungsweise 6.148 MW im Jahr 2030 benötigt werden. Diese werden im Folgenden als geplante und genehmigte Gaskraftwerke angesehen und der hinterlegten Kraftwerkliste addiert.

### 7.3.4 Sensitivität in der Winderzeugung

Die Bedeutung der Windkraft für das vorgestellte Modell wird aufgrund ihrer fluktuierenden Eigenschaften und großen installierten Leistung näher betrachtet. Um den Einfluss verschiedener Windprofile auf die Modellvariablen zu überprüfen, wird eine Sensitivitätsanalyse gewählt. Dafür wird wie in Kapitel 6.6.2 beschrieben, eine Vielzahl stochastischer Windprofile erzeugt und auf Basis des Referenzszenarios ausgewertet. Um das Datenvolumen handhabbar zu halten wird die Zahl der betrachteten Windprofile auf 20 limitiert.

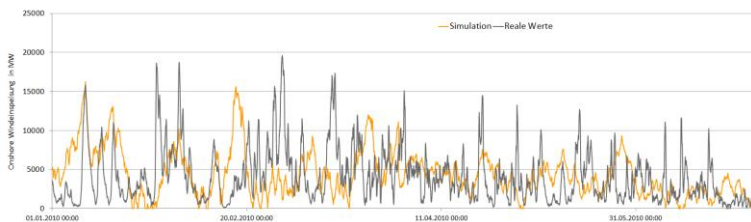


Abbildung 7.9: Beispielhafter Vergleich der synthetischen und realen Windlastprofile

### 7.3.5 Sensitivität der unterjährigene Spotmarktpreise

Die mittleren monatlichen Börsenpreise schwanken im Simulationsjahr 2010 unter Berücksichtigung der stochastischen Windeinspeiseprofile zwischen 32 €/MWh und 62 €/MWh, wobei die Preise in den Sommermonaten aufgrund niedrigerer Nachfrage und erhöhter PV-Erzeugung deutlich unter dem Niveau der Wintermonate liegt.

Zudem ist eine breitere Streuung der ermittelten Spotmarktpreise in den Wintermonaten erkennbar, die aus der vermehrten Windeinspeisung im

ersten und vierten Quartal eines jeden Jahres resultiert. Die tendenziell höhere Windeinspeisung führt zu höheren absoluten Abweichungen vom langjährigen Mittel, was sich in letzter Konsequenz auf das Preisniveau auswirkt.

Im Simulationsjahr 2015 ist eine Vergleichmäßigung der unterjährigsten Preiskurve auszumachen. Der begonnene Ausstieg aus der Kernkraft führt im Jahr 2015 zu einem im Vergleich zu 2010 kleinerem nuklearen Kraftwerkspark, weshalb vor allem Braunkohlekraftwerke zusätzliche Einsatzstunden vorweisen können und das niedere Preisniveau von April bis August deutlich angehoben wird.

Auf der anderen Seite führt der weitergehende Ausbau der RES zu einem vermehrten Dargebot, weshalb die historischen hochpreisigen Monate von Oktober bis März im Simulationsjahr 2015 zu deutlich günstigeren Ergebnissen führen, als noch 2010. Abzulesen ist dies auch an der prozentualen Abweichung der Simulationsergebnisse zu ihrem Mittelwert (blaue Kurve).

Aufgrund der niedrigeren Kernkraftwerksleistung und der bis dahin erhöhten Steinkohlekraftwerksleistung wird sich die Zusammenstellung der Merit Order bis 2015 so verändern, dass sich ein Plateau im Bereich der mittleren Preisen bilden wird, welches in zahlreichen Situationen den Preis bestimmt. Mit dem zunehmenden Abschalten älterer konventioneller Anlagen und der vermehrten Volatilität in der Erzeugung aufgrund des wachsenden Anteils RES variieren die Preise in den Simulationen der Folgejahre zunehmend stärker.

Trotz der Abschaltung weiterer Kernkraftwerke bis zum Jahr 2020 sinkt der mittlere Börsenpreis im April und Mai je nach Ausprägung der Windeneinspeisung teilweise unter die Marke von 30 €/MWh. Dieses Preisniveau spiegelt den anhaltenden Erfolg der PV wieder, der im Referenzszenario bis zum Jahr 2020 zu einer installierten Peakleistung rund 48 GW führt. In den Wintermonaten steigt das Preisniveau hingegen über das Niveau des Simulationsjahres 2010. Grund hierfür ist der zunehmend kleiner werdende konventionelle Kraftwerkspark. Neben der wieder größer gewordenen Preisdifferenz zwischen Sommer- und Wintermonaten steigt zudem die Preisspanne wieder

an. Sie beträgt teilweise bis zu 30 % des monatlichen Mittelwerts. Das Simulationsjahr 2025 ähnelt in seiner Ausprägung dem Simulationsjahr 2020, wobei sich das Preisniveau durch die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke merklich erhöht.

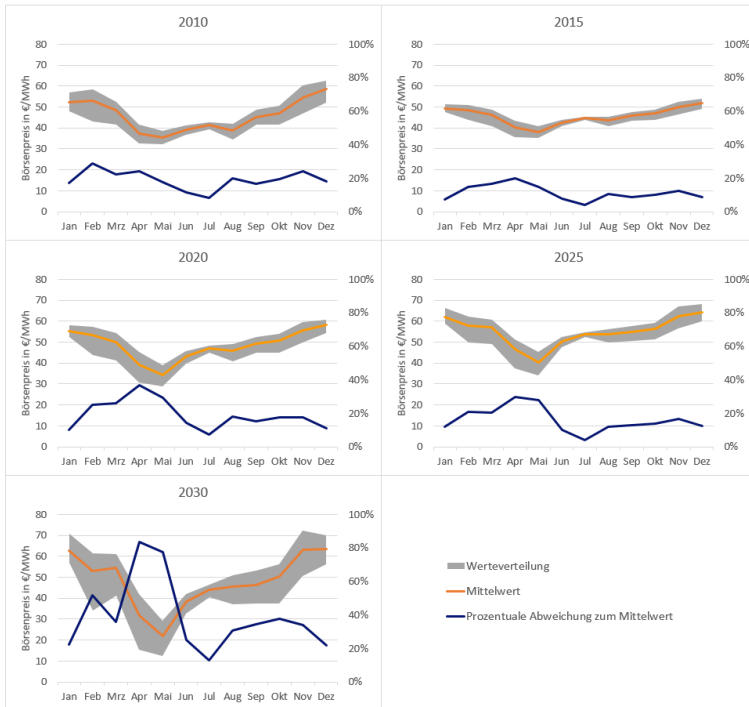


Abbildung 7.10: Sensitivität der unterjährigen Börsenpreise

In den bereits erläuterten Simulationsjahren deutet sich eine Tendenz an, die im Jahr 2030 ausgeprägt zu beobachten ist. Zum einen ist der Preisanstieg in den Wintermonaten in Abhängigkeit der Windenergieeinspeisung deutlich wahrnehmbar. Teilweise überschreitet der monatliche Durchschnittspreis 73 €/MWh. Zum anderen sinkt in windreichen Sommermonaten der durchschnittliche MWh-Preis auf rund 12 €/MWh. Zusätzlich zu den saisonal stark

schwankenden Preisen bewirkt der steigende Einfluss der RES große Schwankungen in der Preisbildung. Bezogen auf den Mittelwert schwankt das durchschnittliche Aprilpreisniveau im Jahr 2030 um 68%. Die größten Abweichungen in absoluten Werten ergeben sich für die durchgeführten Simulationen im Februar, wo Durchschnittspreise von 33-61 €/MWh ermittelt werden.

### **7.3.6 Sensitivität negativer Spotmarktpreise**

Seit September 2008 werden am EEX-Spotmarkt negative Strompreise zugelassen (Lechner, 2009). Diese Situation tritt hauptsächlich dann ein, wenn RES kurzzeitig erheblich zur Lastdeckung beitragen und die thermischen Kraftwerke aufgrund ihrem Beitrag zur Systemstabilität nicht gänzlich vom Netz getrennt werden können und dadurch ein Überschuss entsteht, der weder durch erhöhten Verbrauch einzelner Abnehmer, noch durch das Füllen der Speicher ausgeglichen werden kann.

Mit der zunehmenden Integration der RES wird zunächst installierte Leistung des bestehenden Erzeugungsparks deutlich vergrößert. Ohne ausreichende Speicherleistungen, -kapazitäten und eng vermaschte Netze auf allen Ebenen wird auch weiterhin ein konventioneller (nur etwas verkleinerter) Kraftwerkspark von Nöten sein, um Flauten in der RES-Erzeugung auszugleichen und zu überbrücken. Aus diesem Grund liegt die Vermutung nahe, dass bei gleichbleibender Versorgungssicherheit und gleichzeitigem Anstieg der Bedeutung RES künftig vermehrt Perioden auftreten, in denen der gehandelte Börsenpreis negativ sein wird.

Die Auswertung der Simulationsergebnisse bestätigt die angestellte Vermutung. Von 2010 bis 2030 verachtfacht sich im Mittel die Anzahl nahezu von 62 auf 482 negative Stunden pro Jahr. Lediglich der finale Ausstieg aus der Kernkraft und die damit einhergehende Verkleinerung des konventionellen Kraftwerksparks im Jahr 2021 führen zu einer zwischenzeitlichen Reduktion der simulierten Negativperioden. Der Wert von 482 negativen Stunden im Jahr 2030 ist alarmierend, da dies bedeutet, dass rund 5,5% der Zeit für eine er-



brachte Leistung kein Abnehmer zu finden ist und dass die gehandelte Arbeit von einem Marktteilnehmer finanziert werden muss.

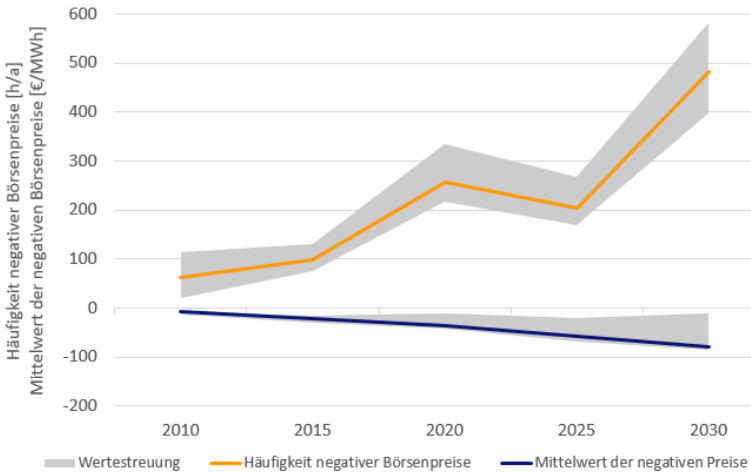


Abbildung 7.11: Häufigkeit und Höhe der negativen Börsenpreise

Erschwerend kommt hinzu, dass die erreichten negativen Preise mit zunehmender Zeit niedrigere Werte annehmen. Kostet die durchschnittliche negative MWh im Jahr 2010 noch -7,25 €, so sinkt der simulierte Preis bis 2030 auf durchschnittlich -79,93 €. Angesichts dieser Zahlen ist es nur schwer vorstellbar, dass die Marktteilnehmer auch künftig nach heutigen Handlungsweisen agieren. Vielmehr deuten diese Zusammenhänge auf Marktversagen hin, der für Marktteilnehmer existenzbedrohend sein kann (Mihm, 2009).

### 7.3.7 Sensitivität des Börsenpreis-Spreads (Peak zu Offpeak)

In Absatz 3.1 wurde auf die Bedeutung der Peak- und Offpeakpreise für die Bewirtschaftung der Speicher im heutigen Energiesystem eingegangen. Während die Peakpreise von 8-20 Uhr in den historischen Betrachtungen erhöhte Werte aufweisen, liegen die Offpeakpreise im Mittel stets niedriger.

Generell ermöglichen die unterschiedlichen Preisniveaus den wirtschaftlichen Einsatz von Speichern, indem in Zeiten niedriger Preise die Speicher gefüllt und in Zeiten höherer Preise geleert werden. Die Differenz zwischen Peak- und Offpeakpreis wird als Spread bezeichnet. Demnach ist ein möglichst hoher Spread für die Bewirtschaftung der Speicher von Vorteil. Unterschreitet der Spread hingegen einen gewissen Wert, ist der Speichereinsatz nicht mehr wirtschaftlich, da die variablen Kosten gepaart mit den Wirkungsgradverlusten den kleinen Spread übersteigen.

Rückblickend ist der Spread zwischen den Jahren 2008 und 2012 permanent von 27,4 auf 10,9 €/MWh gesunken. Einer der Haupttreiber ist die vermehrte Erzeugung durch PV-Anlagen, die bei guten Bedingungen den mittäglichen Börsenpreis unter das historische Niveau senkt.

In den Simulationen zeigt sich, dass diese Entwicklung anhaltend ist und der Spread ab dem Jahr 2015 beginnt negativ zu werden. Das heißt, dass die heutigen Peakzeiten in Zukunft niedrigere Börsenpreise aufweisen. Demnach sind die Begrifflichkeiten für eine längerfristige Betrachtung nicht mehr zu gebrauchen. Auch die heutige Fahrweise der Speicher wird sich demnach in Zukunft ändern. Die Tendenz verschärft sich zunehmend bis zum Ende des betrachteten Zeitraums. Nachdem im Jahr 2015 ein mittlerer Spread von 0 €/MWh ermittelt wurde, sinkt der Spread bis zum Jahr 2030 im Mittel auf rund -9 €/MWh.

Die Umkehrung der Peak- und Offpeakbegrifflichkeiten legt eine höher aufgelöste Betrachtung der mittleren Börsenpreise nahe. Im Folgenden wird daher die Sensitivität der untertägigen Börsenpreise in stündlicher Auflösung diskutiert.

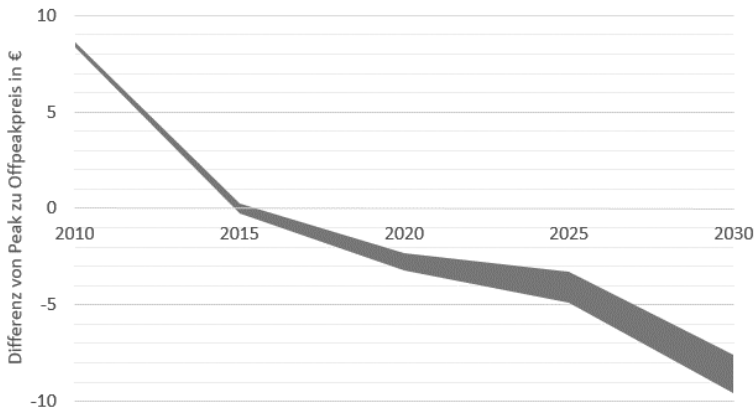


Abbildung 7.12: Sensitivität Peak- zu Offpeakpreisen

### 7.3.8 Sensitivität der untertägigen Börsenpreise

Der untertägige Verlauf der Börsenpreise ist für die Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke von grundlegender Bedeutung. Aufgrund der Wirkungsgradverluste einer jeden Speichertechnologie ist der Speichereinsatz nur dann wirtschaftlich, wenn die eingespeicherte Arbeit zu niedrigeren Kosten bezogen, als sie zu einem späteren Zeitpunkt wieder veräußert werden kann. Aus diesem Grund fahren die heutigen Speicherkraftwerke neben ihrer kurzzeitigen Regelleistungsbereitstellung hauptsächlich Tageszyklen, da wie in Abb. 7.13 ersichtlich, ein nahezu immergleiches tageszeitliches Profil mit Minimalwerten über die Nacht- und Maximalwerten über die Tageszeit existiert.

Die bereits zuvor diskutierten Umbrüche in der Bereitstellung konventioneller Kraftwerke und dem Ausstieg aus der Kernkraft verursachen im Jahr 2015 eine deutliche Verflachung der untertägigen Preisschwankungen. Der Einsatz der Speicher wird sich aus diesem Grund zumindest am Day-Ahead-Markt in naher Zukunft kaum rechnen können. Andere Handelsplätze wie der Regelenenergiemarkt können von diesem Umstand profitieren.

Erst im Jahr 2020 zeigen die Simulationsergebnisse wieder deutliche untertägige Schwankungen auf, die auf einen vermehrten Speichereinsatz hindeuten. Allerdings führt die zunehmende Abschaltung günstig erzeugender konventioneller Kraftwerke zu höheren nächtlichen Börsenpreisen. Umgekehrt sinkt der Preis während den Sonnenstunden deutlich unter das Niveau aus den vorangegangenen Jahren. Diese Tendenzen verstärken sich in den Simulationsjahren 2025 und 2030 mit einer Ausnahme, nämlich dass das Preisniveau im Jahr 2025 ganztägig höher liegt, als das des Jahres 2020. Grund ist auch hierfür der vollzogene Kernenergieausstieg und die damit verbundene Preissteigerung in der Erzeugung.

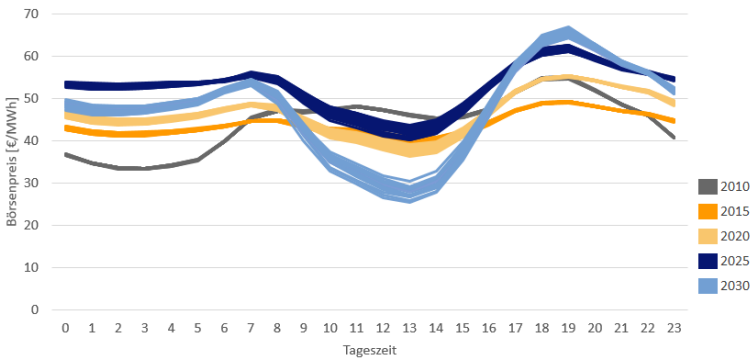


Abbildung 7.13: Simulation untertägiger Börsenpreise

Bedingt durch die permanent steigende installierte Windleistung bis zum Simulationsjahr 2030 ist der ermittelte Börsenpreis zunehmend größeren Schwankungen ausgesetzt. In der Abb. 7.13 ist dies durch die breitere Streuung der Ergebnisse ersichtlich.

### 7.3.9 Sensitivität der Speicherarbeit

Wie bereits in Abschnitt 7.3.2 festgestellt wurde, sinkt die vermarktete Speicherarbeit aufgrund der niedrigen Preisdifferenzen zwischen Tages- und Nachtzeit bis zum Simulationsjahr 2015 deutlich und steigt in den Folgejahren bis zum Jahr 2030 wieder auf das Niveau von 2010 an (vgl. Abb. 7.14).

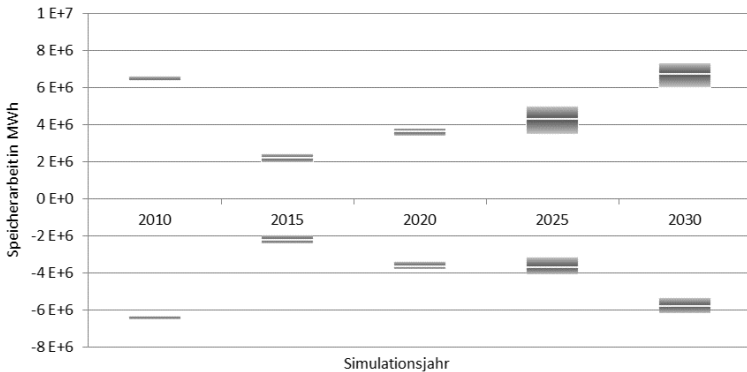


Abbildung 7.14: Einfluss des Windprofils auf die Speicherarbeit

Der weitere Ausbau der On- und Offshorewindkraft führt bei den Simulationsergebnissen zu tendenziell größeren Abweichungen mit zunehmend großem Betrachtungshorizont. Die Spannweite der Abweichungen auf die Speicherarbeit steigt von 2010 rund 6 % auf zwischenzeitlich bis zu über 30 % im Simulationsjahr 2025, bevor die relativen Unterschiede aufgrund der absolut gestiegenen Speicherarbeit im Simulationsjahr 2030 wieder sinken.

Tabelle 7.3: Spannweite der Speicherarbeit bei verschiedenen Windprofilen

	2010	2015	2020	2025	2030
Pumpen	5,7%	22,0%	13,3%	31,1%	18,5%
Turbinen	-5,6%	-21,8%	-12,6%	-23,6%	-15,1%

### 7.3.10 Sensitivität der Einsatzdauer der Speicher

Im Folgenden wird die Einsatzdauer der Speicher näher betrachtet. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Speichereinsatz akkumuliert über alle Speicherkraftwerke betrachtet wird. Aus diesem Grund können kurzzeitige Laständerungen einzelner Kraftwerke der Auswertung nicht entnommen werden.

Das Histogramm der Speichereinsatzdauer gibt demnach ein übergeordnetes Bild wieder. Auffallend ist dabei eine Verschiebung der mittleren Einsatzzeiten hin zu sowohl kürzeren als auch längeren Einsatzdauern. Während im Referenzjahr 2010 der überwiegende Anteil der Einsatzdauern den Tag- Nachtgleich widerspiegeln, werden in den Folgejahren zunehmend Einsatzzeiten von über 32 Stunden nachgefragt. Bis zum Simulationsjahr 2030 führt der zunehmend hohe Windenergieanteil zu zunehmend schwankenden Börsenpreisen, die kurzfristige Speichereinsätze von unter vier Stunden rentabel erscheinen lassen. Die minimalen und maximalen Werte der Abb. 7.15 geben die resultierenden Extremwerte der 20 synthetischen Windlastprofile wieder, wobei ein Einsatz für eine Periode steht, in der ausschließlich turbinert wird.

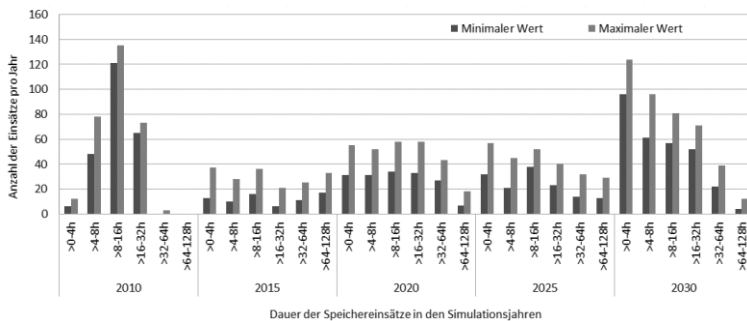


Abbildung 7.15: Histogramm der Speichereinsatzdauer

## 7.4 Szenariodefinitionen

Vorangegangen wurde die Sensitivität der Windkrafteinspeisung analysiert. In diesem Zusammenhang wurde deutlich, dass die Güte eines Windjahres einen erheblichen Einfluss auf die Simulationsergebnisse hat.

Neben der volatilen Wind- und PV-Einspeisung besteht eine Reihe weiterer Unsicherheiten, die im vorgestellten Modell Einfluss auf die künftige Entwicklung der Energiewirtschaft nehmen. Um die Aussagekraft der betrachteten Simulationsergebnisse zu erhöhen, wird daher im Folgenden eine Szenarioanalyse durchgeführt, um weitere Sensitivitäten zu quantifizieren und die Simulationsergebnisse auf ein solides Fundament zu stellen. Die betrachteten Szenarien decken eine Vielfalt möglicher Entwicklungen der Energiewirtschaft ab und dienen der Identifikation und Ableitung von Strategien und Handlungsempfehlungen für Betreiber von Erzeugungs- und Speicheranlagen, wie für potentielle Investoren.

Im Folgenden werden die untersuchten Szenarien definiert. Im Anschluss daran werden die Ergebnisse dargestellt und die Hintergründe diskutiert. Alle Simulationen befassen sich mit dem deutschen Energiesystem mit seinen oben aufgeführten Eigenheiten, so auch dem beschlossenen Ausstieg aus der Kernkraft.

### **Zurückhaltendes Szenario**

Das zurückhaltende Szenario zeichnet sich durch durchweg gelockerte Ziele hinsichtlich Effizienz, CO<sub>2</sub>-Ausstoß und Integration RES aus. Die Nachfrage steigt entgegen der politisch definierten Ziele um jährlich 1 %. Damit erhöht sich die Nachfrage von 607 TWh im Jahr 2010 auf 741 TWh im Jahr 2030. Gleichzeitig werden verhältnismäßig schwache Wind- und PV-Jahre angenommen, die nur 85 % des langjährigen Mittels entsprechen. Pessimistische Ausbauszenarien RES komplettieren das zurückhaltende Szenario. Größtenteils stagnierender Zubau RES führt zu einer installierten Leistung der ver-

schiedenen Technologien im Jahr 2030 von 40 GW PV-Leistung, 33 GW Wind-Onshore und 12 GW Wind-Offshore Leistung.

### **Ambitioniertes Szenario**

Das ambitionierte Szenario zeichnet sich durch durchweg anspruchsvolle Ziele hinsichtlich Effizienz, CO<sub>2</sub>-Emissions-verminderung und Integration RES aus. Die Nachfrage sinkt durch gesteigerte Effizienz der politischen Zielrichtung entsprechend um jährlich 1 %. Damit sinkt die Nachfrage von 607 TWh im Jahr 2010 auf 496 TWh im Jahr 2030. Gleichzeitig werden verhältnismäßig starke Wind- und PV-Jahre angenommen, die 115 % des langjährigen Mittels entsprechen. Optimistische Ausbauszenarien RES komplettieren das ambitionierte Szenario. Großflächiger Zubau RES führt zu einer installierten Leistung der verschiedenen Technologien im Jahr 2030 von 80 GW PV-Leistung, 55 GW Wind-Onshore- und 36 GW Wind-Offshoreleistung.

### **Szenario 80% regenerative Energiesysteme**

Laut Quaschnig (2012) ist für die angestrebte 80 %ige Deckung der deutschen Elektrizitätsnachfrage besonders das Verhältnis von 200 GW installierter PV-Leistung und 50 GW installierter Windleistung anzustreben. Begründet wird dieses Verhältnis mit einer saisonal betrachteten möglichst hohen Ausgleichsmöglichkeit des Dargebots von Sonne und Wind. Es ist ersichtlich, dass bei einer hohen Auslastung der RES der Bedarf um ein vielfaches übertroffen wird. Alleine aus diesem Grund steigt in diesem Szenario die Bedeutung der Speicher an. Die saisonale Auslegung der Ausgleichscharakteristika unterstreicht zudem die künftige Bedeutung der Saisonspeicher. Für die Simulation des beschriebenen Szenarios, wird von einem linearen Ausbau der Technologien PV und Windonshore von den bestehenden Anlagen im Jahr 2010 auf die anvisierten 200 GW Photovoltaik, bzw. 50 GW Wind-Onshore im Jahr 2030 ausgegangen. Dieses Szenario wird in dieser Abhandlung näher betrachtet, da die 80%-ige Deckung der deutschen Elektrizitätsnachfrage dem Langfristziel der Bundesregierung für das Jahr 2050 entspricht.



## **Szenario zusätzlicher Austausch mit dem Ausland**

Ein weiteres Szenario befasst sich mit der vermehrten Möglichkeit des Austauschs von Elektrizität mit dem Ausland. In Abschnitt 2.11 wurde erläutert, in welchem Umfang Deutschland mit seinen Anrainerstaaten in der Lage ist, Elektrizität auszutauschen, welche aber im Folgenden nicht weiter beachtet werden sollten (vgl. Abschnitt 2.13).

Im Netzentwicklungsplan Strom 2013 (Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2013) befassen sich die deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit der Frage, welche Netzentwicklungsprojekte in Zukunft angegangen werden müssen, um der zunehmenden Dezentralität und Volatilität Rechnung zu tragen. In der Zusammenstellung der vordringlichen Netzmaßnahmen werden insgesamt 35 Projekte gelistet, wovon nur vier angedachte Maßnahmen den Ausbau der Kuppelstellen von Deutschland zu den Ländern Dänemark, Belgien, Österreich und Norwegen zwischen den Jahren 2015 bis 2021 betreffen. Ein weiteres internationales Projekt stellt die bilaterale Anbindung eines Offshorerepairs zwischen Dänemark und Deutschland dar. Alle weiteren vordringlichen Netzmaßnahmen betreffen den innerdeutschen Netzausbau, was die These bekräftigt, dass das oberste nationale Ziel eine möglichst effiziente Eigennutzung der regenerativen Energien ist.

In diesem Szenario wird jede angedachte Kuppelstellenerweiterung mit einer zusätzlichen Übertragungsleistung von 1 GW berücksichtigt. Der Austausch findet statt, wenn entweder die Speicher gefüllt sind oder die konventionellen Kraftwerke mit den hohen Einspeisegradierten der RES nicht Schritt halten können.

## **Abschaltung der höchsten 5 % volatiler Einspeisung durch RES**

Zwar ist die Einspeisung regenerativ erzeugter Elektrizität durch die gesetzliche Regelung im EEG prioritär, jedoch müssen teilweise regenerative Erzeugungseinheiten aus Gründen der Systemstabilität runtergeregelt bzw. abgeregelt werden. Da im Modell El-Sto keine Netze berücksichtigt werden kann diesem Umstand nicht direkt Rechnung getragen werden, sondern es wird

vereinfacht im folgenden Szenario die 5 % der Viertelstundenwerte mit der höchsten Einspeisung von PV und Wind gekappt, sodass die Erzeugungsspitzen keine Berücksichtigung finden. Grafisch ist dieses Vorgehen in der Abb. 7.16 exemplarisch für das Simulationsjahr 2020 dargestellt. In diesem Beispiel sinkt durch die Nichtberücksichtigung der 1,752 höchsten Viertelstundenwerte (ca. 18 Tage) der maximal eingespeiste RES-Wert von 56,6 MW auf 32,1 MW. Bezogen auf die Arbeit bedeutet die Kappung eine Verringerung um rund 0,7 % von 116,8 TWh auf 116 TWh. Die Produktion von Biomasse- und Wasserkraftwerken wird in diesem Szenario als regelbare Grundlast angesehen und ist daher nicht von der Kappung betroffen.

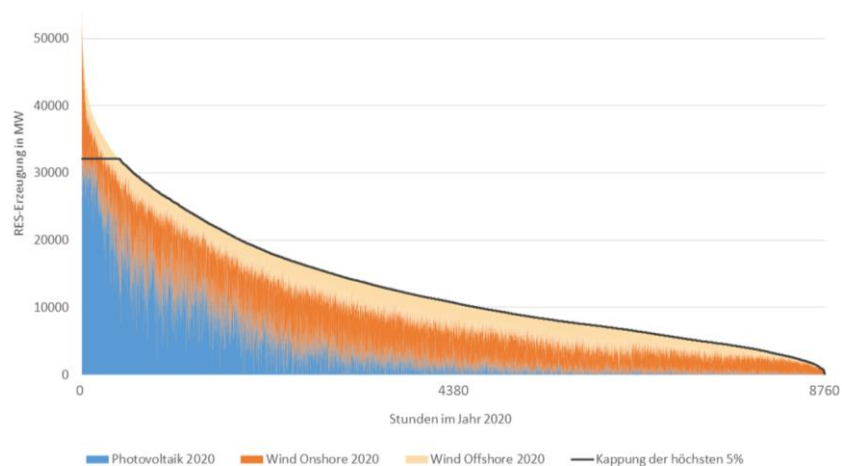


Abbildung 7.16: Kappung der RES in 5 % der höchsten Einspeiseperiode

Tabelle 7.4: Parameter der verschiedenen Szenarien

		PV		Wind On		Wind Off		Nachfr. [TWh]	Sonstiges
		GW / TWh		GW / TWh		GW / TWh			
		P <sub>inst.</sub>	W	P <sub>inst.</sub>	W	P <sub>inst.</sub>	W		
Referenzsz.	2010	17	16	27	36	0	1	607	Wind- und PV-Einsp. 100% d. langjährig. M., Nachfrage gleichbleibend
	2015	38	35	33	43	3	8	607	
	2020	47	44	38	49	7	24	607	
	2025	54	50	41	54	14	46	607	
	2030	60	55	45	59	24	77	607	
Zurückh.	2010	17	13	27	30	0	1	607	Wind- und PV-Einsp. 85% des Langjährig. M., Nachfrage +1%/a
	2015	32	25	31	34	1	4	638	
	2020	35	27	32	36	4	10	671	
	2025	38	29	33	37	7	20	705	
	2030	40	31	34	38	12	33	741	
Ambitioniert	2010	17	18	27	41	0	1	607	Wind- und PV-Einsp. 115% des langjährig. M., Nachfrage -1%/a
	2015	44	47	36	54	4	14	577	
	2020	60	63	43	65	11	41	549	
	2025	70	74	50	75	22	80	522	
	2030	80	85	55	83	36	133	496	
5%-Kappung	2010	17	16	27	36	0	1	607	Die höchsten Viertelstundenwerte werden gekappt (5%), Sonst wie Refsz
	2015	38	35	33	43	3	8	607	
	2020	47	44	38	49	7	24	607	
	2025	54	50	41	54	14	46	607	
	2030	60	55	45	59	24	77	607	
Vermehrter Netzausbau	2010	17	16	27	36	0	1	607	Alle 5 Jahre 1 weiteres GW Ausbau der Kuppelstellen Sonst wie Refsz
	2015	38	35	33	43	3	8	607	
	2020	47	44	38	49	7	24	607	
	2025	54	50	41	54	14	46	607	
	2030	60	55	45	59	24	77	607	
PV zu Wind 4:1	2010	17	16	27	36	0	1	607	PV und Wind wird bis zum Jahr 2030 lin. Auf 200 und 50 GW ausgebaut
	2015	38	35	33	43	3	8	607	
	2020	47	44	38	49	7	24	607	
	2025	54	50	41	54	14	46	607	
	2030	60	55	45	59	24	77	607	

### 7.4.1 Auswirkung der Szenarien auf den Spotmarktpreis

Wichtiger Analysegegenstand des entwickelten Modells ist die Entwicklung des Strompreises. Die Preisstruktur ist zum einen elementar für die Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke, zum anderen gibt sie auch Aufschluss über die Stabilität eines Marktes. Bereits in den Absätzen 7.3.5 ff. wurde die Preisentwicklung des Referenzszenarios unter Berücksichtigung einer Vielzahl stochastischer Windeinspeisepprofile diskutiert. Im Folgenden liegt ein Windprofil zugrunde, welches durch die vorangegangene Analyse als durchschnittlich identifiziert wurde. Mit dem ermittelten Windprofil werden die oben skizzierten Szenarien simuliert und analysiert.

In Abb. 7.17 ist die Entwicklung des durchschnittlichen simulierten Börsenpreises für die 6 definierten Szenarien abgebildet. Im Referenzszenario erhöht sich das durchschnittliche Preisniveau bis zum Simulationsjahr 2025 moderat, bevor es zum Jahr 2030 wieder auf das Niveau von 2015 fällt. Eine fast deckungsgleiche Entwicklung ist bei den Szenarien des vermehrten Netzausbaus und der 5 %-Kappung festzustellen, wobei die 5 %-Kappung zu einer vermehrten Produktion durch konventionelle Kraftwerke beiträgt und damit leicht erhöhten Erzeugungskosten mit zunehmender Simulationsdauer aufweist.

Deutliche Preissteigerungen können im „zurückhaltenden“ Szenario beobachtet werden. Während der mittlere Preis pro MWh im Jahr 2010 bei rund 44 € liegt, steigt er auf 60 € im Jahr 2020 und auf über 92 € im Simulationsjahr 2030. Damit weist dieses Szenario mit fortschreitender Simulationsdauer die mit Abstand höchsten Durchschnittspreise auf. Grund hierfür ist der zurückhaltende Ausbau günstiger Erzeugungskapazitäten und das mangelhafte Zusammenspiel aus RES und konventioneller Kraftwerke. Während die RES verhältnismäßig zaghaft ausgebaut werden, werden ältere konventionelle Kraftwerke am Ende ihrer Lebensdauer vom Netz genommen und durch flexible Erzeugungstechnologien ersetzt, die jedoch aufgrund ihrer erhöhten Erzeugungskosten den Börsenpreis nach oben treiben. Hinzu kommt die Implementierung einer steigenden Nachfrage und unterdurchschnittlicher Wind- und PV-Jahre, die nur 85 % des langjährigen Mittels entsprechen und

eine vermehrte Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken zur Folge haben. Alleine aus den durchschnittlichen Preisen einen Rückschluss zu ziehen, ob zu wenige regenerative Erzeugungsanlagen zu den höchsten Gesamtkosten führen kann zu diesem Zeitpunkt nicht gesagt werden. Hierfür müssen weitere Analysen vorgenommen werden, die im Anschluss an diese Diskussion folgen.

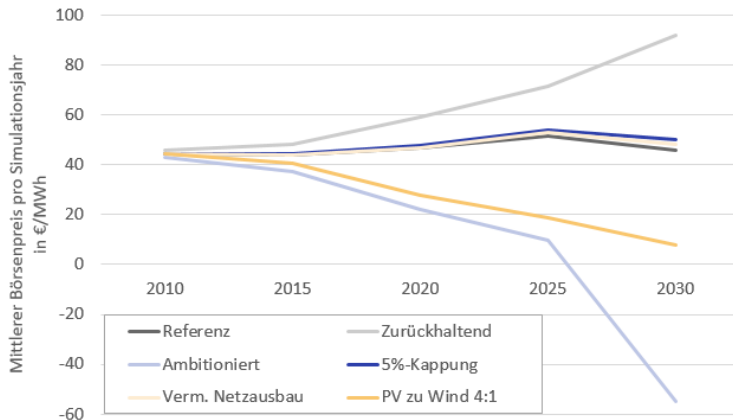


Abbildung 7.17: Entwicklung des durchschnittlichen Börsenpreises für die verschiedenen Szenarien

Ein deutlich sinkendes Preisniveau weisen die Szenarien „ambitioniert“ und „PV zu Wind 4:1“ auf. Die Durchschnittswerte des Szenarios „ambitioniert“ sinken von 44 €/MWh im Jahr 2010 auf 21 €/MWh im Jahr 2020 und -56 €/MWh im Jahr 2030. Dies liegt am ungebremsen Ausbau der regenerativen Erzeugungseinheiten, die rund um die Uhr einen Großteil der Nachfrage decken und diese nicht selten übersteigen. Die anhaltenden negativen Preise deuten in aller Deutlichkeit auf Marktversagen aufgrund einer zu hohen installierten Leistung nicht regelbarer Erzeugungseinheiten hin. Das Szenario „PV zu Wind 4:1“ weist in der Tendenz ebenfalls sinkende Börsenpreise auf, die im Simulationsjahr 2030 bei durchschnittlich rund 7,70 €/MWh liegen. Dass die simulierten Spotmarktpreise deutlich über denen des „ambitionier-

ten“ Szenarios liegen, ist der unterschiedlichen Gewichtung der installierten RES-Leistung geschuldet. Während das ambitionierte Szenario vermehrt auf Windenergie setzt, spielt beim Szenario „PV zu Wind 4:1“ die Photovoltaik die übergeordnete Rolle. Dementsprechend deutlich fallen die Einspeisecharakteristika der jeweiligen Technologien bei der Preisbildung ins Gewicht, wie Abb. 7.18 verdeutlicht.

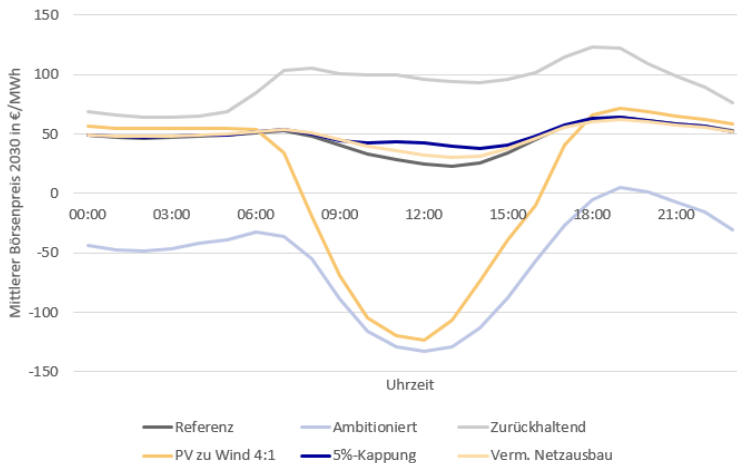


Abbildung 7.18: Untertägige Börsenpreise im Simulationsjahr 2030

Die Betrachtung der untertägigen Börsenpreise im Simulationsjahr 2030 verdeutlicht die starke Szenarioabhängigkeit der Simulationsergebnisse, weshalb im Folgenden eine tiefergehende Analyse der Häufigkeit und der absoluten Werte erfolgt. Im Referenzszenario wurden für das Jahr 2010 33 Stunden ermittelt, an denen der Börsenpreis negativ ausfiel. Im Mittel fielen die negativen Preise mit -5,40 €/MWh eher gering aus. Sowohl die Häufigkeit als auch die Preise betreffend entwickeln sich die Werte des Referenzszenarios bis zum Simulationsjahr 2030 in eine für Kraftwerksbetreiber ungünstige Richtung. So werden im Jahr 2020 238 negative Stunden mit einem mittleren Preis von -32,10 €/MWh gezählt. Die fortschreitende Integration der RES führt bis zum Jahr 2030 zu 532 Stunden pro Jahr (22 Tage) mit negativen Börsen-

preisen, die im Mittel nach heutigen Marktregeln mit -80,90 €/MWh an der Börse gehandelt werden.

Im Zurückhaltenden Szenario spielt die Betrachtung der negativen Spotmarktpreise nur eine untergeordnete Rolle, da der begrenzte Ausbau der RES gepaart mit unterdurchschnittlichen Erzeugungsbedingungen und steigender Elektrizitätsnachfrage ab dem Jahr 2025 zu durchweg positiven Börsenpreisen führt.

Die Werte des ambitionierten Szenarios stellen die Extremwerte dar. Bedingt durch eine höhere Energieeffizienz und höhere Einspeisewerte der RES kommt es vermehrt zu Überproduktion und bereits im Referenzjahr 2010 zu 73 Stunden mit negativen Börsenpreisen, die im Mittel für -7,70 €/MWh gehandelt werden. Bis zum Jahr 2030 erhöht sich die Zahl der Stunden, an denen negativen Börsenpreise vorherrschen auf 4.567 (190 Tage). Demnach herrschen in diesem Szenario über 50 % der Zeit negative Preise am Großhandelsmarkt mit durchschnittlichen -142,10 €/MWh. Die ermittelten Werte können im Detail der Tabelle 7.5 entnommen werden.

Tabelle 7.5: Anzahl und durchschnittlicher Europreis pro MWh der negativen Stunden für die verschiedenen Szenarien

	Referenz		Zurückhaltend		Ambitioniert		5%-Kappung		Vermehrter Netzausbau		PV-Wind Verh. 4:1	
	Σ	Ø	Σ	Ø	Σ	Ø	Σ	Ø	Σ	Ø	Σ	Ø
2010	33	-5,4	6	-7,3	73	-7,7	25	-6,2	33	-5,8	31	-6,5
2015	79	-20	3	-7,2	378	-37,9	47	-10	74	-21,7	344	-48,2
2020	238	-32	5	-8,0	1380	-67,5	205	-20	222	-32,2	1119	-117,2
2025	254	-57	0	0	2179	-95,7	149	-24	170	-46,0	1476	-165,2
2030	532	-81	0	0	4567	-142	411	-51	466	-68,9	1898	-180,8

Die Analyse der negativen Börsenpreise zeigt, dass mit Ausnahme des zurückhaltenden Szenarios vermehrt negative Großhandelspreise auftreten werden, die in ihrer Höhe mit zunehmender Zeit weiter fallen. Aus heutiger Sicht ist es nur schwer vorstellbar, dass unter diesen Voraussetzungen das heutige

Marktverständnis aufrecht gehalten werden kann. Vielmehr unterstreichen die ermittelten Werte die Dringlichkeit, eine Weiterentwicklung des bestehenden Energiemarktes voranzutreiben um der vermehrten Integration RES Rechnung zu tragen.

#### **7.4.2 Auswirkung der Szenarien auf den konventionellen Kraftwerkspark**

Nicht nur die simulierten Börsenpreise, sondern auch die Kraftwerkseinsatzzeiten und der darauf aufbauende Erzeugungsmix hängen von den hinterlegten Szenarien ab, wie Abb. 7.19 verdeutlicht. Im Referenzszenario sinkt die konventionell erzeugte Arbeit von 423 TWh im Jahr 2010 auf 306 TWh im Simulationsjahr 2030. Die Differenz wird durch zusätzliche RES-Kapazitäten gedeckt. Durch den beschlossenen Kernkraftausstieg verringert sich in allen Szenarien der Nukleare Anteil beständig von rund 119 TWh im Jahr 2010 auf 0 TWh nach dem Jahr 2021. Hinsichtlich des konventionellen Erzeugungsmix zeichnet sich das Referenzszenario durch eine annähernd gleichverteilte Erzeugung der Primärenergieträger Braun-, Steinkohle und Gas aus, wobei Gasturbinenkraftwerke ab 2025 aufgrund ihrer flexiblen Fahrweise zunehmend an Bedeutung gewinnen. Trotz des deutlichen Rückgangs der Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken sinkt der damit verbundene CO<sub>2</sub>-Ausstoß nur unterdurchschnittlich von 303 Mio. Tonnen im Jahr 2010 auf 286 Mio. Tonnen im Jahr 2030. Grund hierfür ist die fast unveränderte Zusammensetzung des verbleibenden Kraftwerksparks bestehend aus Braun-, Steinkohle und Gaskraftwerken, der für einen Großteil der Emissionen verantwortlich ist. Die Abschaltung der Kernkraftwerke wirkt sich kaum auf die Emissionswerte aus, da die nukleare Elektrizitätserzeugung nur geringe CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweist. Kaum nennenswerte Abweichungen zum Referenzszenario weisen die Szenarien „5 %-Kappung“ und „vermehrter Netzausbau“ auf. Die ermittelten Werte dieser Szenarien unterstreichen die Tendenzen aus dem Referenzszenario.

Im ambitionierten Szenario verliert die Rolle der konventionellen Kraftwerke deutlich an Bedeutung. Die konventionell erzeugte Arbeit sinkt von 417 auf



127 TWh im betrachteten Zeitraum. Wegen der niedrigen Nachfrage nach konventioneller Arbeit sinken die Einsatzzeiten der höherpreisigen Erzeugungstechnologien auf Basis der Energieträger Steinkohle und Gas beständig. Lediglich die Braunkohlekraftwerke werden weiterhin als Art Grundlastkraftwerk betrieben. Gasturbinenkraftwerke werden zwar vermehrt nachgefragt, jedoch ausgehend von einem niedrigen Niveau. Bedingt durch die verminderte Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken sinkt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß im ambitionierten Szenario von 298 auf 140 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> im betrachteten Zeitraum. Problematisch ist in diesem Szenario vor allen Dingen die Rolle der Steinkohlekraftwerke zu bewerten, deren jährliche Einsatzdauern bis zum Jahr 2030 auf unter 1.000 Volllaststunden sinken. Ein wirtschaftlicher Betrieb unter heutigen Voraussetzungen und heutigem Marktverständnis ist daher kaum vorstellbar.

Steigende Elektrizitätsnachfrage und ungünstige Entwicklungen auf dem Feld der regenerativen Energiesysteme führen im zurückhaltenden Szenario zu einer wachsenden Bedeutung konventioneller Erzeugungstechnologien. Die Abschaltung der Kernkraftwerke und die steigende Nachfrage werden zunehmend mit G&D und Gasturbinenkraftwerken ausgeglichen, sodass im Jahr 2030 die Primärenergieträger Kohle und Gas jeweils rund die Hälfte der konventionell erzeugten Arbeit ausmachen. Da die auf Gas basierenden Erzeugungstechnologien geringere spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen als Kohlekraftwerke haben, steigt die emittierte CO<sub>2</sub>-Menge nur moderat auf 385 Mio. Tonnen bis zum Jahr 2030 an.

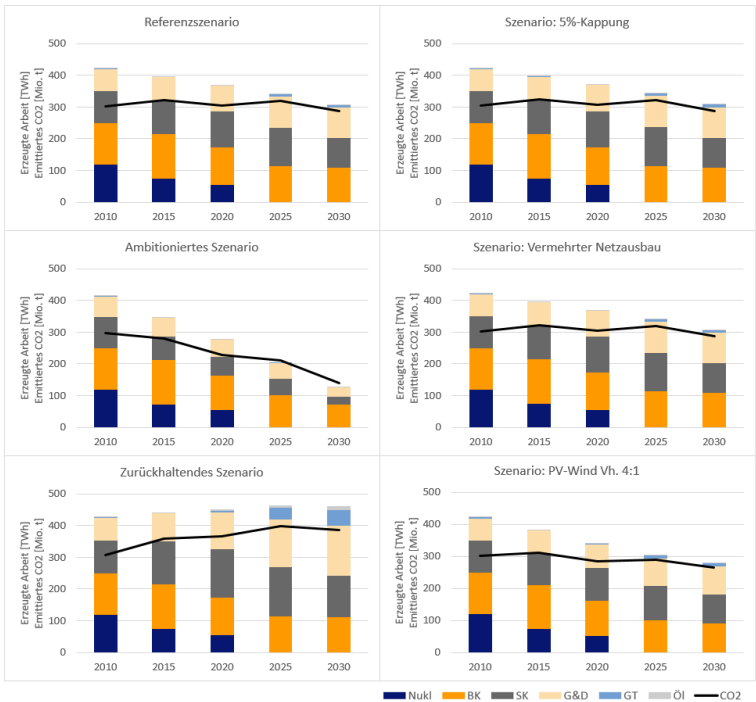


Abbildung 7.19: CO<sub>2</sub>-Emissionen und erzeugte Arbeit pro Erzeugungsklasse, Szenario und Simulationsjahr

Die Ergebnisse des Szenarios mit der höchsten installierten Leistung an regenerativen Erzeugungsanlagen überrascht mit der anhaltend dominanten Rolle der konventionellen Kraftwerke, die sich von der des Referenzszenarios nur unerheblich unterscheidet. Grund hierfür sind die vorzufindenden Bedingungen, die mit der angedachten Idealvorstellung nicht in Einklang zu bringen sind. Wie oben beschrieben, gibt Quaschnig (2012) ein Verhältnis von Photovoltaik zu Wind mit 4:1 als ideal zur Deckung der deutschen Elektrizitätsnachfrage an und bezieht sich dabei auf die saisonalen Erzeugungsmuster der RES, die in der Theorie durch hinreichend große Speicherleistungen und -kapazitäten ausgeglichen werden können. Da das vorgestellte Modell jedoch

nur mit den beschriebenen mäßigen Speichererweiterungen rechnet, ist der unbegrenzten Speicherung ein Riegel vorgeschoben. Somit muss in diesem Szenario ein Großteil der regenerativ erzeugten Leistung abgeregelt bzw. in andere Energieformen umgewandelt werden.

In den folgenden Abschnitten wird der Frage nachgegangen, wie sich der Speicherbedarf für die diskutierten Szenarien verhält und welche Rolle der Speicherfahrweise zuteilwird.

### **7.4.3 Auswirkung der Szenarien auf die Speicherfahrweise und Speicherbedarf**

Im vorangegangenen Abschnitt wurde die Rolle der konventionellen Kraftwerke diskutiert. Dabei fiel auf, dass eine hohe RES-Leistung nicht unbedingt niedrige Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke bedingt, da das Zusammenspiel der verschiedenen Erzeugungscharakteristika von übergeordneter Rolle ist. Das heißt, dass eine angedachte Versorgung mit einem dominanten PV-Anteil den konventionellen Kraftwerken zwar tagsüber Einsatzzeiten raubt, diese jedoch bei schlechten Wetterbedingungen oder nachts weiterhin zu hinreichend vielen Volllaststunden kommen können.

Um szenariospezifisch quantitative Abschätzungen hinsichtlich Speicherleistung und -arbeit vorzunehmen, wurden im Modell Variablen definiert, die darüber Aufschluss geben. Die Standardeinstellung der Speicherbewirtschaftung ist das Ausnutzen der ermittelten Preisdifferenzen. So wird zu Zeiten niedriger Großhandelspreise der Speicher gefüllt und zu Zeiten höherer Preise entleert. Die Preisdifferenz muss dabei mindestens die variablen Kosten und den Wirkungsgradverlust decken. Wenn jedoch systemkritische Zustände auftreten, werden die installierten Speicher zunächst für die Entschärfung der Situation eingesetzt und nur die nichtbenötigten Kapazitäten werden weiterhin für das Ausnutzen der Preisdifferenzen herangezogen. Systemkritische Zustände sind nach der hinterlegten Definition Situationen, in denen ein Überangebot von RES die Nachfrage übersteigt, wenn die Regelgeschwindigkeit der konventionellen Kraftwerke mit den Einspeisegradien der RES nicht

mithalten kann, oder der konventionelle Kraftwerkspark nicht genügend Leistung abrufen kann um die Nachfrage zu decken. Der Speichereinsatz nach diesen Kriterien kann im übertragenen Sinn als Teil der Regelleistung verstanden werden. In der Realität sind jedoch weitere Zustände für den Abruf von Regelleistung verantwortlich. Beispielsweise werden kurzfristige Kraftwerksausfälle oder unvorhergesehene Nachfrageverhalten mit Regelleistung ausgeglichen. Diese Vorkommnisse finden in der nachfolgenden Betrachtung keine Berücksichtigung.

Zusammenfassend sind in Abb. 7.20 die aggregierten maximale ermittelten Pumpen- und Turbinenleistungen für die betrachteten Szenarien aufgetragen. Im Referenzszenario steigt die benötigte Turbinenleistung von 4,4 GW im Jahr 2010 auf 10,8 GW im Simulationsjahr 2030 und die maximal benötigte Pumpleistung von 4,4 GW auf 17,4 GW im Jahr 2030. Die Szenarien „verstärkter Netzausbau“ und „5 %-Kappung“ kommen auf annähernd vergleichbare Ergebnisse.

Einen deutlich erhöhten Bedarf an Turbinenleistung weist das zurückhaltende Szenario auf. Bis zum Jahr 2020 werden demnach 20 GW Ausspeicherleistung zur Erhaltung der Netzstabilität benötigt. Das ambitionierte Szenario hingegen ergibt maximale Einspeicherleistungen von 62,5 GW im Jahr 2030, was einer ungefähren verzehnfachung der heute installierten Pumpspeicherleistung entspricht.

Der mit Abstand größte Einspeicherbedarf wird im Szenario „PV-Wind Verhältnis 4:1“ ermittelt. Demnach wird bereits im Jahr 2020 eine Einspeicherleistung von 31,6 GW benötigt, die sich bis 2025 auf 64,1 GW mehr als verdoppelt und im Simulationsjahr 2030 mit 98,6 GW zu Buche schlägt. Die ermittelten maximalen Pump- und Turbinenleistungen entsprechen den maximalen Über- bzw. Unterdeckungen der Nachfrage zu einem Simulationszeitpunkt und können sich aus allen hinterlegten Einsatzschemata zusammensetzen. Aus diesem Grund wird im Folgenden der Bedarf aufgrund einzelner Kriterien untersucht.

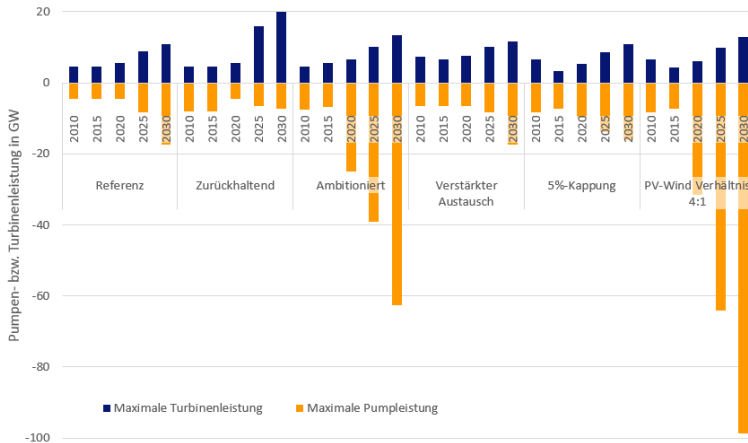


Abbildung 7.20: Maximale Pump- und Turbinenleistung der Szenarien

## Überangebot RES

Nach heutiger Rechtslage, wird jedem Betreiber bestimmter regenerativer Erzeugungseinheiten das Recht eingeräumt, Elektrizität in das öffentliche Netz einzuspeisen, wann immer seine Anlage dazu bereit ist. Dafür erhält er für einen bestimmten Zeitraum eine festgeschriebene Einspeisevergütung, die seiner Planungssicherheit dient. Auf absehbare Zeit wird dieses Privileg wohl nicht zu halten sein, da zu Sonnen- bzw. Windreichen Zeiten bereits heute die Systemstabilität durch Sondermaßnahmen wie dem Abschalten erneuerbarer Erzeugungseinheiten erkaufte wird.

Auch wenn die genannte Privilegierung der RES in Zukunft nicht mehr so stark wie heute ausfallen wird, stellt sich aus Rentabilitäts- und Netzstabilitätsgesichtspunkten die Frage, was bei einem Überangebot an Elektrizität mit den Überschüssen geschieht und welche Größe die Überschüsse aufweisen.

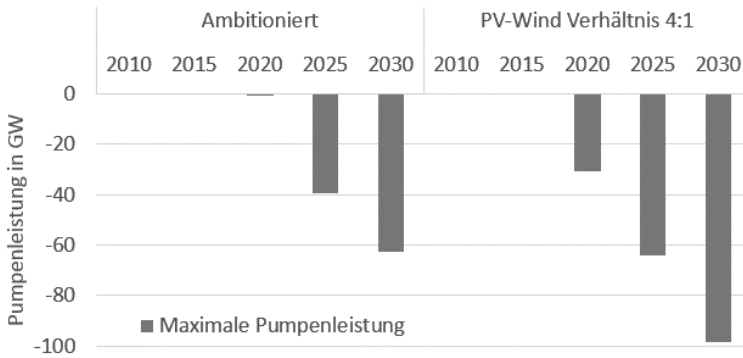


Abbildung 7.21: Ermittelte Pumpenleistung bei Überangebot RES

In den Simulationen betrifft diese Fragestellung nennenswert ausschließlich die Szenarien „ambitioniert“ und „PV-Wind Verhältnis 4:1“. Die Überspeisung der nachgefragten Last durch RES tritt im ambitionierten Szenario zum ersten Mal im Simulationsjahr 2020 mit 180 MW. Im Simulationsjahr 2030 liegt der maximal ermittelte Überschuss schon bei 62,3 GW (vgl. Abb 7.21). Deutlich größere Überschussleistungen werden im Szenario „PV-Wind Verhältnis 4:1“ erreicht. Hier beträgt die maximale Überschussleistung im Jahr 2020 bereits 30,9 GW und steigt bis zum Jahr 2030 auf 98,7 GW. Diese Zahlen sind jedoch für die jeweiligen Simulationen als konservative Werte anzusehen, da in diesen Fällen kein konventioneller Mindestkraftwerkspark zur Aufrechterhaltung der Spannungsqualität berücksichtigt wurde. Demnach kann der Überspeisung der Betrag des Mindestkraftwerksparks addiert werden.

### Trägheit

Ein weiterer Grund für den Einsatz von Speicherkraftwerken im Modell ist die begrenzte Regelbarkeit der konventionellen Erzeugungsanlagen. Wie in Kapitel 5.3 aufgeführt sind die Gradienten der Regelbarkeit konventioneller Anlagen unter anderem abhängig von der Technologie und dem jeweiligen Betriebszustand. Vor allem bei plötzlich aufkommenden oder abflachenden Windfronten

ergeben sich hohe Einspeisegradien in der RES-Erzeugung, die durch konventionelle Anlagen und Regelleistungseinheiten ausgeglichen werden müssen.

Für den Einsatz und die Verfügbarkeit der Speicher in solchen Situationen bedeutet dies, dass bei stark zunehmender Einspeisung ein Teil der Leistung durch Speicher aufgenommen werden muss, da die konventionellen Kraftwerke nicht schnell genug nach unten geregelt werden können. Umgekehrt muss bei stark abnehmender RES-Einspeisung ein Teil der Leistung durch Speicherkraftwerke gedeckt werden, da der konventionelle Kraftwerkspark erst zeitverzögert die nachgefragte Last decken kann.

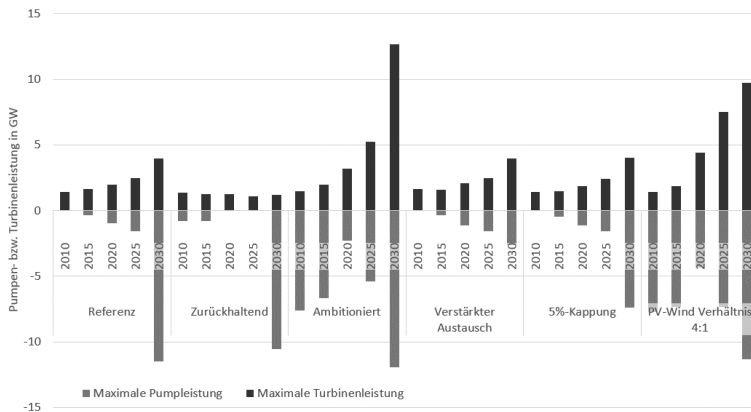


Abbildung 7.22: Pumpen- und Turbinenleistung auf Grund von Trägheit

Im Referenzszenario steigt die maximale Inanspruchnahme positiver Regelleistung aufgrund der Trägheit des konventionellen Kraftwerkspark von 1,4 auf 4 GW zwischen 2010 und 2030 an. Die Validierung des Wertes des Simulationsjahres 2010 ist mit öffentlichen Daten nicht durchführbar, da die Netzbetreiber keine Auskunft darüber geben, aus welchem Grund Regelleistung in Anspruch genommen wurde, sondern nur den absolut in Anspruch genommenen Betrag der jeweiligen Regelzone veröffentlichen. Der ermittelte Wert

scheint jedoch plausibel zu sein, da er im Rahmen der ausgeschriebenen PRL und SRL liegt (Vgl. Abschnitt 2.2). Die maximal benötigte Turbinenleistung auf Grund der Trägheit des Kraftwerkspark im Referenzszenario ist mit der heutigen Leistung an installierten Speicherkraftwerken im Gegensatz zur simulierten Pumpenleistung ohne Weiteres abdeckbar, da die Pumpenleistung bis zum Simulationsjahr 2030 auf 11,5 GW steigt. Verantwortlich hierfür ist das Zusammentreffen einer hohen Nachfrage bei zeitgleich einbrechender Windeinspeisung. Deutlich abgeschwächt präsentiert sich dieser Wert in den Szenarien „5 %-Kappung“ mit 7,4 GW und „Verstärkter Austausch“ mit 2,6 GW. Diese Resultate zeigen, dass ein verstärkter Netzausbau und die Schaffung neuer Speicherkapazitäten die Integration RES erleichtern.

Die mit Abstand größten Ausgleichsleistungen positiver und negativer Art werden im ambitionierten Szenario ermittelt. Darin steigen der positive Regelleistungsbedarf im Simulationsjahr auf 12,7 und der negative Regelleistungsbedarf auf 12 GW. Um diese Schwankungen auszugleichen bedarf es entweder dem vermehrten Zubau schnellregelnder Kraftwerkskapazitäten, einem weiteren Netzausbau oder der Verdopplung der bisher installierten Ein- und Ausspeicherleistung.

### **Speicherkapazität**

Bisher wurde die benötigte Speichererweiterung ausschließlich auf die installierte Leistung der Speicherkraftwerke bezogen. Im Folgenden wird eine Abschätzung der jeweiligen Szenarien hinsichtlich der Kapazität vorgenommen. Die Speicherbewirtschaftung der Simulation folgt generell der Devise, dass zur Optimierung des Kraftwerkspark 50 GWh Speicherkapazität zur Verfügung stehen, die bis zum Jahr 2030 auf rund 60 GWh erweitert werden und für alle Einsatzzwecke mit der verfügbaren Ein- und Ausspeicherleistung Verwendung finden sollen. Wird die verfügbare Kapazität aus erklärten Gründen übertroffen, so wird der Speicher mit einer Hilfsvariablen erweitert um die benötigte Kapazität ermitteln zu können.

Im Referenzszenario bleibt die im Jahr 2010 installierte Kapazität bis zum Jahr 2020 ausreichend, bevor in den Jahren 2025 und 2030 erheblich größere



Kapazitäten von 99 bzw. 127GWh beansprucht werden. Nur in Nuancen anders stellt sich die Situation bei vermehrtem Austausch mit den Nachbarländern dar.

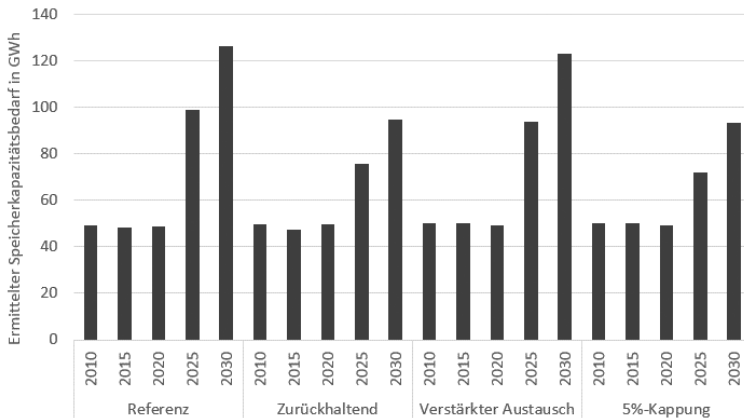


Abbildung 7.23: Ermittelte Speicherkapazität ausgewählter Szenarien

Das zurückhaltende Szenario kommt mit deutlich weniger zusätzlichen Kapazitäten aus, benötigt aber im Vergleich zu 2010 im Jahr 2030 fast das Doppelte an Speicherarbeit. Auch bei der Kappung der höchsten RES-Einspeisewerte liegen die Werte im Bereich des zurückhaltenden Szenarios. Diesen vier Szenarien ist gemein, dass bis zum Jahr 2020 kein weiterer Speicherkapazitätsbedarf ausgemacht wird. Anders verhält es sich bei den Szenarien mit deutlich erhöhter Integration RES. In diesen Szenarien wird bereits ab dem Simulationsjahr 2020 ein erhöhter Speicherkapazitätsbedarf ausgemacht, der im ambitionierten Szenario 79 GWh in um Szenario „PV-Wind Verhältnis 4:1“ 154 GWh beträgt. Im ambitionierten Szenario steigt die ermittelte maximal benötigte Speicherkapazität 324 GWh, was dem rund 6,5 fachen Bestand heutiger Speicherkraftwerke entspricht.

Der mit Abstand am größte ermittelte Speicherkapazitätsbedarf wird im Szenario „PV-Wind Verhältnis 4:1“ ermittelt. Im Simulationsjahr 2025 werden

demnach rund 2 TWh und 2030 2,7 TWh Speicherkapazität benötigt, was 4,4% der jährlich nachgefragten Strommenge entspricht. Hier ist deutlich zu sehen, dass das Konzept des saisonalen Ausgleichs hinsichtlich der Investitionen in Speichertechnologien am größten ausfällt.

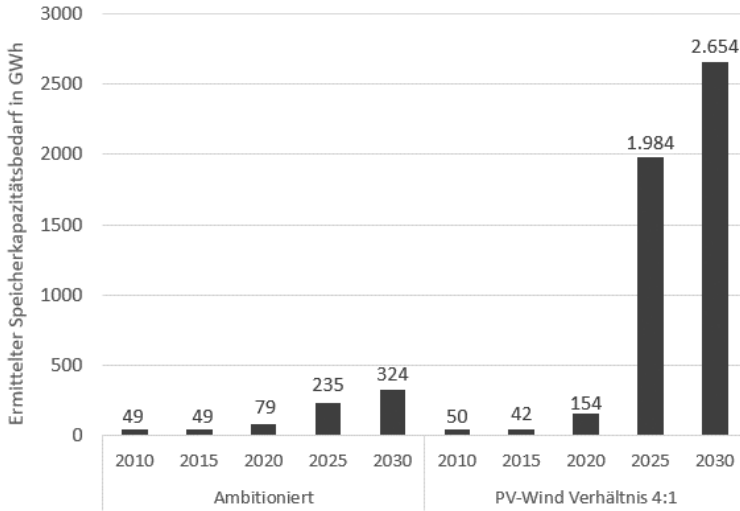


Abbildung 7.24: Ermittelte Speicherkapazität ausgewählter Szenarien

Die oben aufgeführten Ergebnisse müssen aufgrund der hinterlegten Algorithmen hinsichtlich der zu erwarteten Speicherebauten richtig bewertet werden, da die Sensitivität der Annahmen und Randbedingungen zu großen Abweichungen der Ergebnisse führt, wie oben gezeigt wird.

Auch Babrowski et al. (2014) kommen zum Schluss, dass die getroffenen Annahmen bei der Ergebnisdiskussion unbedingt berücksichtigt werden müssen. In ihrer Veröffentlichung erläutern sie, dass im Jahr 2040 rund 60 % der erzeugten Elektrizität in der betrachteten Region durch regenerative Energiequellen gedeckt wird. Ihre Berechnungen im Referenzszenario zeigen, dass im Sinne eines stabilen Transportnetzes bis zum Jahr 2040 etwa 8 % der installier-

ten Leistung Speichertechnologien jeglicher Art sein sollten. Dieser Wert kann jedoch um bis zur Hälfte reduziert werden, wenn strategische Entscheidungen, wie das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen bei einer hohen Durchdringung von 40 % des Fahrzeugbestands Berücksichtigung finden.

Die Studie von Agora Energiewende (Agora, 2014) bestätigt den Bedarf an Änderungen im Energiesystem für eine erfolgreiche Integration der volatilen Erzeugungstechnologien, jedoch sehen die Autoren in den nächsten 10-20 Jahren keinen Bedarf an neuen Speicherkraftwerken, da es kurzfristig andere Optionen der Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen gebe. Die Autoren prognostizieren einen dynamisch wachsenden Markt für neue Energiespeicheroptionen wie Batterien und Power to Gas bzw. Power to Liquids vor allem für den Verkehrs und Chemiesektor. Die Studie betrachtet verschiedene Szenarien bei denen 42 %, 60 % und 90 % der benötigten Elektrizität von regenerativen Energieträgern erzeugt wird. In den Szenarien mit 42 % und 60 % Durchdringung verursachen Speicher Mehrkosten. Nur im 90 % Szenario kommt es zu Einsparungen.



# 8 Zusammenfassung, Schlussfolgerung und Ausblick

## 8.1 Zusammenfassung

Die beschlossene Energiewende stellt die Energiewirtschaft und ihren Dreiklang bestehend aus sicherer, bezahlbarer und umweltgerechter Versorgung vor enorme Herausforderungen. Besonders ungeklärte Rahmenbedingungen, wie die Rentabilität konventioneller Kraftwerke, die für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung auch in Zukunft von Nöten sein werden, bei immer höheren Leistungen erneuerbarer Erzeugungseinheiten, sorgen bei den Marktteilnehmern für zunehmende Unsicherheiten bei der strategischen Ausrichtung und der Investitionsentscheidungen.

Besonders der Bau von schnell regelbaren konventionellen Kraftwerken, Speicherkraftwerken, Transportnetzen und die Flexibilisierung der Nachfrage stehen im Fokus der Diskussion zur Schaffung einer weitreichend erneuerbaren Elektrizitätsversorgung. Welche Marktteilnehmer zu welchen Bedingungen für die nötigen Investitionen sorgen, ist nach heutigem Marktverständnis jedoch nicht abzusehen, da sich die Kraftwerkseinsatzzeiten konventioneller Einheiten bedingt durch den andauernden Zubau RES stetig verkürzen und die Rentabilität der konventionellen Anlagen erheblich darunter leidet.

In der vorliegenden Arbeit wurde eine Methodik zur Analyse der langfristigen Rolle von Speicherkraftwerken unter Berücksichtigung erheblicher Leistungen regenerativer Energieträger entwickelt und auf das deutsche Energieversorgungssystem angewendet. Die verwendete Methodik soll Aufschluss über die Entwicklung der Speicherfahrweisen unter definierten Rahmenbedingungen geben. Dabei gilt es auch, die Wechselwirkung zwischen den erzielbaren Marktpreisen und den Einsätzen der Speicherkraftwerke zu beleuchten. Diese Informationen geben Aufschluss über nötige Technologieeigenschaften künfti-

ger Speicherentwicklungen und die Rentabilität dieser unter den gegebenen Voraussetzungen.

Mittelpunkt der Arbeit ist die Beschreibung des entwickelten systemdynamischen Modells, welches die Auswirkungen hoher volatiler Erzeugungsleistungen auf die untertägige Preisstrukturen des Spotmarktes, den Bedarf an Regelleistung und die Fahrweise als auch die benötigte Arbeit und Leistung von Speicherkraftwerken quantitativ ermittelt. Die Simulation basiert auf einem Bottom-Up-Ansatz, der den deutschen Kraftwerkspark nach Erzeugungstechnologien clustert und den Kraftwerkseinsatz nach gängigen gesetzlichen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten organisiert. Um den Einfluss der erneuerbaren Erzeugungseinheiten möglichst detailgetreu abzubilden wurde eine Simulationsauflösung von 15 Minuten gewählt, was 35040 Simulationsschritten pro Jahr entspricht. Um die Datensätze handhabbar zu halten wurde auf eine Simulation jedes einzelnen Jahres verzichtet. Vielmehr wurden Stützjahre mit einem 5jährigen Abstand definiert.

Der entwickelte Modellansatz beschreibt verschiedene Ausbauszenarien erneuerbarer Energieträger für Deutschland mit einem Betrachtungshorizont von dem Jahr 2010, das als Validierungsjahr herangezogen wird, bis zum Jahr 2030. Die Situation der Anrainerstaaten wird zusammenfassend für die Regionen Nord, Ost, Süd und West analysiert und mögliche Auswirkungen auf Deutschland beschrieben. Auf eine explizite Implementierung der Nachbarländer wurde im Referenzszenario verzichtet und lediglich im Szenario „verstärkter Austausch“ wurden die Nachbarländer als potentieller Abnehmer in Zeiten geringer inländischer Nachfrage implementiert. Die vermehrte Möglichkeit des Leistungsaustausches mit den Nachbarländern wird in einem separaten Szenario betrachtet.

Die implementierten Speicherkraftwerke entsprechen allen am deutschen Netz angeschlossenen Einheiten. Ihre Einsatzcharakteristika werden aufgrund verschiedener Vorkommnisse gesteuert. Zum einen werden die Kraftwerkskapazitäten in Anspruch genommen, um Preisschwankungen auszugleichen. Bei deutlich erhöhten Spotmarktpreisen agieren die Kraftwerke als zusätzliche

Erzeugungseinheiten und senken in einem gewissen Rahmen die Spotmarktpreise durch ihr zusätzliches Angebot. Umgekehrt sind Betreiber von Speicherkraftwerken zu niederpreisigen Zeiten als Preisnehmer aktiv. Sie füllen durch das Anfahren der Pumpen ihre Speicher und erzeugen dadurch eine erhöhte Nachfrage, die sich auf den gehandelten Spotmarktpreis auswirkt.

Zudem wurden weitere Einsatzkriterien für die implementierten Speicher definiert. Hohe Einspeisegradien erneuerbarer Erzeugungsanlagen werden künftig nur begrenzt von dem tendenziell kleiner werdenden konventionellen Kraftwerkspark ausgeglichen werden können. Hierfür werden im entwickelten Ansatz auch Speicherkraftwerke herangezogen und eine quantitative Abschätzung vorgenommen, wie sich der Speicher- und Regelleistungsbedarf aufgrund dessen entwickeln wird. Außerdem wird mit zusätzlichen Kapazitäten volatil einspeisender Technologien die nachgefragte Last bei bestimmten Erzeugungskonstellationen zunehmend überschritten. Um die überschüssig erzeugte Arbeit nicht abregeln zu müssen wird zudem eine Variable eingeführt, die den Speicherbedarf hinsichtlich Leistung und Arbeit aufgrund von Überangebot ermittelt.

Der simulierte Einsatz der Speicherkraftwerke zeigt gute Übereinstimmungen mit den historischen Fahrweisen der Anlagen, wie auch die Simulation der Spotmarktpreise, die Einsatzmuster und -zeiten der konventionellen Kraftwerke und die ermittelten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dadurch sind künftige Strategien zum Einsatz aller Kraftwerkstechnologien ableitbar. Darauf aufbauend können Investitionsentscheidungen getroffen werden, wobei hier der Schwerpunkt auf Investitionen in Speichertechnologien liegt.

Aufbauend auf dem Referenzszenario wurde der Einfluss der stochastischen Windmodellierung auf die Simulationsergebnisse mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse bewertet. Mit zunehmender Simulationsdauer und Integration volatil einspeisender Erzeugungstechnologien konnte eine zunehmende Streuung der Ergebnisse verzeichnet werden, die im Referenzjahr immer unter 30 % des ermittelten Durchschnittswert lag und bis zum Simulationsjahr 2030 auf bis zu 90 % anstieg. Trotz der zunehmenden Schwankungen konnte gezeigt werden,

dass sich das Profil der unterjährigen Spotmarktpreise nachhaltig verändern wird. Neben höheren nächtlichen Großhandelspreisen werden künftig tagsüber zunehmend sehr niedere Preise gehandelt werden. Dies bedingt, dass die heutige Preisstruktur mit Peakpreisen zwischen 8 und 20 Uhr und Off-Peakpreisen zwischen 20 und 8 Uhr ab spätestens dem Jahr 2020 umgekehrt aufkommen wird. Hauptverantwortlich dafür ist die zunehmend starke Rolle der Photovoltaik. Zudem zeigen die Ergebnisse, dass die Häufigkeit und der Betrag negativer Spotmarktpreise unabhängig der Windgüte in Zukunft deutlich zunehmen werden.

Die Verschiebung der untertägigen Preisstruktur führt zu einer mittelfristigen Abnahme der Inanspruchnahme der Speicher bis zum Simulationsjahr 2015. Erst mit zunehmender Ausprägung der Niedrigpreise zur Mittagszeit wird die Ein- und Ausspeicherung aufgrund von Kostenvorteilen wieder wirtschaftlich werden. Bei nur geringen Spotmarktpreisschwankungen kann aufgrund der Wirkungsgradverluste kein Geschäftsmodell Gewinne abwerfen.

Was die Entwicklung der Großhandelsmarktpreise und der Stabilität des Marktes anbelangt, so zeigt sich, dass vieles an der Größenordnung des Zubaus regenerativer Erzeugungseinheiten festgemacht werden kann. Während im Referenzszenario die Spotmarktpreise bis 2030 weitgehend stabil bleiben, sinkt im ambitionierten Szenario der Durchschnittspreis pro MWh auf -56 € im Jahr 2030. Ob unter diesen Randbedingungen ein stabiler Markt beibehalten werden kann ist mit einem großen Fragezeichen zu versehen. Jedoch sinken im ambitionierten Szenario die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf ein historisch niedriges Niveau. In Anbetracht der Tatsache, dass die CO<sub>2</sub>-Einsparungen wohl mit einem neuen Marktdesign verbunden wären, ist der Preis dafür aus heutiger Sicht nicht zu beziffern. Im Vergleich zur installierten Leistung volatiler Erzeugungseinheiten haben die Szenarien mit der Kappung der höchsten Einspeisewerte volatiler Anlagen und der zusätzlichen Möglichkeit, Kuppelstellen zum Ausland in Anspruch zu nehmen nur untergeordnete Auswirkungen auf die Entwicklung der Spotmarktpreise und die Stabilität des Marktes.



Auch die in Zukunft benötigte Speicherleistung und –arbeit hängt stark von den zugrunde gelegten Szenarien ab. Während bei den meisten Szenarien eine Pumpen- und Turbinenleistung von 20 GW bis zum Jahr 2030 nicht überschritten wird, wurde bei den Szenarien „ambitioniert“ und „PV Wind-Verhältnis 4:1“ eine benötigte Pumpenleistung von über 60 GW bzw. fast 100 GW ermittelt. Diese Werte kommen durch die Vorgabe zustande, dass überschüssig erzeugte Leistung aus regenerativen Erzeugungsanlagen in die Netze eingespeist werden soll und es dadurch zu temporären Überspeisungen der Nachfrage kommt.

Die Speicherkapazität betreffend wurde in den meisten Szenarien ein Wert kleiner 125 GWh ermittelt, wobei zusätzlicher Bedarf erst nach dem Simulationsjahr 2020 aufkommt. Die beiden Szenarien mit höherer RES-Penetration weisen schon ab dem Jahr 2020 einen erhöhten Kapazitätsbedarf auf. Dieser steigt bis zum Jahr 2030 auf deutlich erhöhte 324 GWh im ambitionierten Szenario und auf 2.654 GWh im Szenario „PV Wind-Verhältnis 4:1“.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die vorliegende Arbeit als methodisches Hilfsmittel für Entscheidungsträger Verwendung finden kann, und anstehende Investitionsentscheidungen mit den Simulationsergebnissen bewertet werden können.

## 8.2 Schlussfolgerungen

Nach der Beschreibung des Modells und der ausführlichen Darstellung der verwendeten Datenbasis wurde das Referenzszenario des ersten Simulationsjahres 2010 mit den historischen Daten von 2010 verglichen, um die Ergebnisse des entwickelten Modells zu validieren und Abschätzungen für die implizierten Fehler vorzunehmen. Dabei ergaben sich für alle simulierten Datenreihen zufriedenstellende Ergebnisse. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden für jede der betrachteten Erzeugungstechnologien spezifisch ermittelt. Ein Vergleich mit den historischen Daten ergab eine mittlere Abweichung von 2,2 %. Auch die Simulation des untertägigen, wöchentlichen und saisonalen Verlaufs der

Spotmarktpreise, die daraus abgeleitete Dauerlinie und deren Standardabweichungen bestätigen die gute Ergebnisqualität. Die simulierte Bewirtschaftung der vorhandenen Speicherkraftwerke zeigte dank der hohen Auflösung sehr gute untertägige als auch saisonale Übereinstimmungen, verglichen mit den historischen Daten. Die Validierungssimulationen wurden mit dem historischen Windeinspeiseprofil des Jahres 2010 durchgeführt. Der hinterlegte konventionelle Kraftwerkspark bildet die derzeitig betriebsbereiten Kraftwerke ab. Technologiespezifisch werden nach vordefinierter Anzahl an Betriebsjahren einzelne Kraftwerke abgeschaltet und im Modell nicht mehr berücksichtigt. So ist auch der beschlossene Ausstieg aus der Kernkraft berücksichtigt und kraftwerksscharf hinterlegt. Für die Schließung der entstehenden Lücke wurde eine Recherche der sich im Bau befindlichen, genehmigten und geplanten Kraftwerke durchgeführt. Die ermittelten Zubauten wurden auf Plausibilität der Fertigstellung überprüft und implementiert. In vorläufigen Simulationen wurde eine fehlende schnell regelbare Kraftwerksleistung ab 2020 ermittelt, die durch zusätzlich implementierte Gaskraftwerke gedeckt wurde.

Im nächsten Schritt wurde die Sensitivität stochastisch ermittelter Windeinspeiseprofile ermittelt, indem 20 synthetische viertelstündliche Windprofile separat ausgewertet wurden und ihr Einfluss auf die Ergebnisse ausgewertet wurde. Mit zunehmender Simulationsdauer konnte eine immer größere Abweichung der Ergebnisse festgestellt werden. Jedoch konnte für jede Auswertung eine klare Tendenz ausgemacht werden. Die Güte der Windjahre hat demnach einen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse des simulierten Energiesystems. Für die darauffolgenden Szenarien wurde daher ein mittleres Windprofil ermittelt um die verschiedenen Szenarien vergleichend darstellen zu können.

Die Szenarien betrachten unterschiedlich starke Ausbauziele regenerativer Erzeugungseinheiten, die Möglichkeit des erhöhten Austauschs mit den Nachbarländern und die Kappung der Stunden höchster Einspeiseleistungen durch RES. Sowohl die Kappung als auch der erhöhte Austausch erfordern merklich niedrigeren Leistungen und Kapazitäten, was den Zubau neuer Speicherkraftwerke betrifft. Jedoch zeigen die Ergebnisse der restlichen

Szenarien sehr deutlich, dass die größten Schwankungen durch die unterschiedlich angenommenen Ausbauszenarien volatiler Erzeugungstechnologien zustande kommen. Ein verhältnismäßig zurückhaltender Ausbau bewirkt beständig steigende Spotmarktpreise, während der exzessive Ausbau von Photovoltaik und Windenergieanlagen zu größtenteils niedrigen und negativen Preisen führt. Aus diesem Grund sind große Investitionen in konventionelle Kraftwerkstechnologien, deren Finanzierung über lange Zeiträume hinweg getilgt werden muss, heute aufgrund des grundlegenden Systemumbaus mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

Der systematische Umbau des Energieerzeugungssystems, von konventionellen zu regenerativen Erzeugungseinheiten, wird die Spotmarktpreisstruktur in den kommenden Jahren deutlich verändern. Während heute die Spotmarktpreise in den nachfragestarken Mittagsstunden Höchstwerte erreichen, werden künftig durch erhöhte Photovoltaikeinspeisung besonders über die Mittagsstunden negative Spotmarktpreise auftreten. Dies bewirkt eine sich ändernde Rolle der Speicherkraftwerke und ihren Fahrweisen.

Alle Szenarien haben gemein, dass ab dem Jahr 2020 zusätzliche Speicherleistung und –kapazität zur Integration der RES von Nöten sein werden. Während die errechnete Turbinenleistung auf maximal rund 20GW ausgebaut werden muss, dominiert die berechnete maximale Pumpenleistung von nahezu 100 GW im Szenario mit 200 GW installierter Photovoltaikleistung. Das ambitionierte Szenario ermittelt einen Einspeicherbedarf von rund 60 GW. Alle anderen Szenarien kommen mit deutlich weniger als 20 GW aus. Der Ausbau der heutigen Pump- und Turbinenleistung auf 20 GW bis zum Jahr 2030 scheint mit heute verfügbaren Technologien durchführbar zu sein, während der exzessive Speicherkraftwerksausbau auf über 60 GW wohl nur mit neuartigen Technologien erreichbar sein wird. Zu beachten ist, dass der durch den Wind bedingte Speichereinsatz vornehmlich mit Speicherkraftwerken in nördlichen Gefilden ausgeglichen werden sollte, da ansonsten ein zusätzlicher Leitungsausbau sehr wahrscheinlich wird.

Die angesprochene Änderung der Spotmarktpreisstruktur wirkt sich bereits ab 2015 auf die Fahrweise der Speicher aus. Steigende Preise über Nacht und sinkende Preise tagsüber führen zu deutlich kleineren untertägigen Spreads. Ein Großteil der Speichereinsätze beruht heutzutage jedoch auf dem Ausnutzen des Spreads, was mittelfristig zu niedrigeren Einsatzzeiten der Speicherkraftwerke bis 2020 führt. Erst anschließend werden Speicherkraftwerke wieder vermehrt nachgefragt, da die Schere aus Hoch- und Tiefpreisen wieder auseinandergehen wird. Mit dieser Entwicklung einher geht der Trend zu vermehrt negativen Spotmarktpreisen. Obwohl im Referenzszenario die durchschnittlichen Spotmarktpreise über das Jahr gemittelt stabil bleiben, steigt zum einen die jährliche Anzahl der Stunden, an denen negative Preise vorherrschen, als auch ihr Betrag. Diese Entwicklung ist für Betreiber konventioneller Kraftwerke, die auf einen funktionierenden Markt angewiesen sind existenzbedrohend. Die Simulationsergebnisse zeigen auf, dass in bestimmten Szenarien das vorherrschende Marktmodell versagt und eine langfristige Versorgungssicherheit nur durch das Ändern wichtiger Randbedingungen aufrecht zu erhalten ist. In diesem Zusammenhang wird neben Konzepten wie des Kapazitätsmarktes auch der Handel mit volatil erzeugter Elektrizität ohne garantiertem Einspeiserecht verstärkt diskutiert werden.

Des Weiteren wurde bis 2030 ein zunehmender Bedarf an Regelleistung aufgrund der bedingten Regelbarkeit des konventionellen Kraftwerkparks und des temporären Überangebots an RES ermittelt. Es wird darauf hingewiesen, dass die durch schnell regelbare Speicherkraftwerke auszugleichende Regelleistung nicht an anderen Handelsplätzen zur Verfügung steht und somit konkurrierende Märkte für Speicherkraftwerke existieren.

Mit dem entwickelten Modell wurde erstmals eine Methodik zur detaillierten Abbildung der Windeinspeisecharakteristik auf den Kraftwerkspark und die Rolle der Speicherkraftwerke entwickelt. Die Besonderheit liegt neben der Auswertung synthetischer Windprofile in der Rückkopplung des Speicherkraftwerkeinsatzes auf die Spotmarktpreise und umgekehrt. Durch die hochaufgelöste, realitätsnahe Abbildung des Speichereinsatzes, kann eine Investi-

tionsplanung aufbauend auf diesem Modell in Abhängigkeit der angenommenen RES-Ausbauten vorgenommen werden.

## 8.3 Weiterführende Überlegungen

Das entwickelte Modell zur künftigen Rolle der Speicherkraftwerke in einem Energieversorgungssystem mit hoher Durchdringung von volatilen Erzeugungseinheiten kann auf weitere Fragestellungen angepasst und erweitert werden. Im Folgenden werden exemplarische Erweiterungen diskutiert.

### 8.3.1 Abbildung der Übertragungskapazitäten

Deutschlands Elektrizitätserzeugungsanlagen sind technologiespezifisch regional sehr unterschiedlich aufgeteilt. Bedingt durch lokale Braunkohlevorkommen, sonnenreiche oder windreiche Räume variierte die Erzeugungsstruktur teilweise erheblich (Vgl. Abb. 2.7). Dies führt in Zeiten starker Einspeisung RES zu temporären Überkapazitäten, die mit der heutigen Netzinfrastruktur nicht in die Verbrauchszentren transportiert werden können. Solche Situationen führen zu niedrigeren integrierbaren RES-Leistungen und erhöhen die Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke.

Im vorgestellten Modell wird davon ausgegangen, dass der beschriebene Netzengpass vernachlässigbar sei. Mit zunehmenden Ungleichgewichten in der Erzeugungslandschaft wird diesem Argument die Schlagkraft genommen. Eine Betrachtung von Netzrestriktionen ist aus diesen Gründen wünschenswert. Hierfür ist es nötig, den hinterlegten, nach Technologien geclusterten Kraftwerkspark regional zu ordnen. Jeder betrachtete Raum muss die nachgefragte Last demnach annähernd decken und darf nur um einen Betrag abweichen, den der benachbarte Raum mit der angeschlossenen Übertragungskapazität ausgleichen kann. Solange eine Referenzregion mit nur mit einer Nachbarregion in Verbindung steht, ist die Darstellung im entwickelten Modell möglich. Sobald eine Region mit mehreren benachbarten Nachbarregionen

interagiert, ist dies nur über die Kopplung spezialisierter Netzmodelle zu empfehlen.

### **8.3.2 Entwicklung des Kraftwerksparks exogen gesetzt**

Der Kraftwerkspark wird im vorgestellten Modell exogen vorgegeben. Abgeleitet werden die Annahmen von veröffentlichten Listen über sich im Bau befindliche, genehmigte und geplante Kraftwerksprojekte (BDEW, 2011a). Ob die geplanten und genehmigten Kraftwerksprojekte jedoch wirklich gebaut werden ist fraglich. Die weitere Entwicklung der Energiewirtschaft bei einer hohen Durchdringung von regenerativen Energieträgern ist mit großen Unsicherheiten verbunden, die Investoren von großen Projekten mit jahrzehntelangen Abschreibungsdauern möglichst meiden. Aus diesem Grund wäre ein bedarfsgetriebener endogen implementierter Kraftwerkszubau als nächster Entwicklungsschritt anzustreben.

### **8.3.3 Endogenisierung der Nachfrage**

Die Nachfrage ist in stündlicher Auflösung im entwickelten Modellansatz hinterlegt. Tageszeitliche und saisonale Einflüsse werden daher detailliert abgebildet. Durch die Wahl unterschiedlicher Szenarien ist zudem eine steigende bzw. sinkende Nachfrage über der Zeit simuliert, die Wachstumsstrategien bzw. Effizienzstrategien Rechnung tragen soll. Durch die exogene Modellierung der Nachfrage sind Elastizitäten des Verbraucherverhaltens nicht dargestellt. Mit zunehmender volatiler Erzeugung gewinnt die Steuerung der Nachfrage zunehmend an Bedeutung, da dadurch ein gewisser Teil der Schwankungen direkt durch stimulierte Nachfrageschwankungen ausgeglichen werden kann. Eine geeignete Weiterentwicklung des entwickelten Modells wäre daher die endogene Modellierung der Nachfrage mit Sensitivitäten hinsichtlich des Spotmarktpreises.

### **8.3.4 Betrachtung der Preisentwicklung mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten**

Seit der Einführung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatemarktes als Mittel zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Verminderungsziele können Emissionsrechte gehandelt werden. Seit dem Jahr 2013 gehört die kostenlose Zuteilung der Zertifikate der Vergangenheit an und die Zertifikate werden durch Auktionen vergeben. Emissionsintensive Industrien und Elektrizitätserzeugungstechnologien werden durch die zusätzliche Abgabe belastet und zu Effizienzsteigerungen und Neuinvestitionen angeregt. Wie im Abschnitt 6.13.3 erläutert wurde von politischer Seite ein Zertifikatspreis von 17-20 €/t CO<sub>2</sub> erwartet. Die Höhe der Zertifikatspreise ist ausschlaggebend für den Anreiz in effizientere Technologien zu investieren. Auch würde es bei hohen Zertifikatspreisen zu Verschiebungen in der Merit-Order kommen, was Auswirkungen auf den Erzeugungsmix mit sich bringen würde. Da sich das gehandelte Preisniveau der Verschmutzungsrechte bisher stabil auf niedrigem Niveau hält, stimmte das EU-Parlament über eine Verknappung der Zertifikate ab. Nachdem sich das Parlament gegen eine Verknappung aussprach, sank der Zertifikatspreis auf ein historisches Tief von 3,10 €/t CO<sub>2</sub>. Somit sind die Auswirkungen der Sonderbelastung bisher zu gering, um sie in dem entwickelten Modell aufzuführen. Sollte das Preisniveau wider Erwarten in den nächsten Jahren deutlich ansteigen, kann der Handel mit Zertifikaten nachträglich in das Modell integriert werden und die Auswirkungen der Entwicklung im Modell analysiert werden. Da außerhalb Europas dieses Modell bisher jedoch keine Nachahmer findet, ist vorerst nicht davon auszugehen, dass die europäische Politik ihren Mitgliedsstaaten zusätzliche Belastungen zumutet und einen neuen Anlauf zur Verknappung der Emissionsrechte nimmt.

### **8.3.5 Betrachtung des Zusammenhangs von Solar- und Windstromerzeugung**

Es ist naheliegend, dass es zwischen der Solar- und Windstromerzeugung einen Zusammenhang gibt. Vermutlich weisen Tage hoher Windeinspeisung eine eher niedrige PV-Einspeisung auf. Dieser Zusammenhang kann in einer Weiterentwicklung des El-Sto Modells ermittelt und implementiert werden. Derzeit ist neben der stochastisch ermittelten Windenergieeinspeisung ein normiertes PV-Einspeiseprofil hinterlegt, welches mit realen Daten des Jahres 2010 ermittelt wurde. Durch zufällig hohe Einspeisegradien beider volatiler Erzeugungstechnologien oder anderer extremer Charakteristika, kann der kurzfristige Speicherbedarf einen deutlich erhöhten Wert aufweisen, der durch die kombinierte Betrachtung von Solar- und Windenergieerzeugung niedriger ausfallen würde.



# Literaturverzeichnis

50hertz (2012). Windenergie. Abgerufen am 11. November 2012 von <http://www.50hertz.com/de/151.htm>

50hertz (2014). Eingesetzte Sekundärregelleistung. Von [http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm\\_de/hs.xsl/139.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-1E339F5C-94C64C16](http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/139.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-1E339F5C-94C64C16) abgerufen am 20.06.2014

Acevedo & Aramburo (2009). Capacity utilization in electricity market behavior: an experimental analysis. Proceedings of the 27th International Conference of the System Dynamics Society.

AGEB (2012). Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2011 nach Energieträgern. Abgerufen am 12. November 2012 von <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65>

AGEB (2014). Stromerzeugung 1990-2013. Von <http://www.ag-energiebilanzen.de/> abgerufen am 25.06.2014

Agentur für erneuerbare Energien (2013). Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland. Von [http://www.energiestudien.de/uploads/media/AEE\\_Dossier\\_Studienvergleich\\_Volllaststunden\\_juli13.pdf](http://www.energiestudien.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Volllaststunden_juli13.pdf) abgerufen am 09.12.2013

Agora (2014). Stromspeicher in der Energiewende, Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz, Berlin.

Amprion (2012). Windenergieeinspeisung. Abgerufen am 11. November 2012 von <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung>

Amtsblatt der Europäischen Union (2009). Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates. Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Straßburg.

Andersson, G., Boulouchos, K., Bretschger, L., (2011). Energiezukunft Schweiz. Zürich: ETH.

Arango, S. (2007). Simulation of alternative regulations in the Colombian electricity market. *Socio-Economic Planning Sciences*, Volume 41, Issue 4, S. 305-319.

Arango, S., Smith, R. A., Dyer, I., & Osorio, S. (2002). A System Dynamics Model to Analyze Investments in Power Generation in Colombia. *Proceedings of the 20th System Dynamics Conference of the System Dynamics Society*. Palermo, Italy.

Arch, A. (2012). Übersicht über derzeitige PSW-Projekte in Europa und Deutschland. 20. Symposium für Felsmechanik und Tunnelbau, 6. & 7. März 2012. Stuttgart.

Ardone, D. A. (2008). Produktionsplanung und -steuerung bei Energieversorgungsunternehmen. München: E.ON Energie AG.

AREVA. (2010). Regenerative Energieträger und Kernkraftwerke - passt das zusammen? Unternehmenskommunikation der AREVA NP GmbH, Erlangen.

Assili, M., Javidi, D. H., & Ghazi, R. (2008). An improved mechanism for capacity payment based on system dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment. *Energy Policy*, Elsevier, Vol. 36, No. 10.

bac/dpa/dpad (2012). Eisiges Europa, Dezember startet mit Rekordkälte. Abgerufen am 12. 12 2012 von <http://www.spiegel.de/panorama/eisiges-europa-dezember-startet-mit-rekordkaelte-a-732268.html>

Backus, G. (2009). A History of Making Energy Policy. *Proceedings of the 27th International Conference of the System Dynamics Society*.

Balling, L. et al. (2011). Flexiblen Kraftwerken gehört die Zukunft. energy2.0 Kompendium 2011.

Balnac, K., Bokhoree, C., Deenanaray, P., & Bassi, A. M. (2009). A System Dynamics Model of the Mauritian Power Sector. Conference Proceedings 27th International Conference of the System Dynamics Society. Albuquerque, New Mexico, USA.

Babrowski, S.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2014a): The need for electricity storage systems and their allocation in the German power system, in: Selected Proceedings of Operations Research conference, Rotterdam, Netherlands

Babrowski, S.; Heinrichs, H.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2014b): Load shift potential of electric vehicles in Europe: chances and limits, Journal of Power Sources 255, pp. 283-293, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.01.019

Barney, G. O., Eberlein, R., Qui, W., & Sharma, P. (1995). The Threshold 21: Sustainable Development Model. Conference Proceedings of the 13th International Conference of the System Dynamics Society. Tokyo, Japan.

Bassi, A. M. (2006). Modeling U.S. Energy with Threshold21 (T21). Von <http://www.millennium-institute.org/resources/elibrary/papers/Modeling%20US%20Energy%20with%20T21.pdf> abgerufen

Bassi, A. M. (2007). Threshold 21 (T21) USA: Behavior Description. Conference Proceedings, the 2007 International Conference of the System Dynamics Society and 50th Anniversary Celebration, July 29 – August 2. Boston, Massachusetts, USA.

Bassi, A. M. (2008). Understanding Energy Issues and Informing the U.S. Energy Policy Debate with T21, an Integrated Dynamic Simulation Tool. VDM.

BDEW (2010). Stromzahlen. Berlin: BDEW.

BDEW (2011a). 51 Kraftwerke bis 2019 geplant. Berlin: bdew.

BDEW (2011b). Anlage zur Presseinformation "Strom- und Gas-verbrauch um vier Prozent gestiegen" - 51 Kraftwerke bis 2019 geplant. Berlin: BDES.

BDEW (2011c). Positionspapier - Vorschläge zur EEG-Novelle 2012. Von [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/F3FD58DFC7AA9F13C12578710032B6CA/\\$file/Vorschlaege%20zur%20EEG-Novelle%202012%20-%20final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/F3FD58DFC7AA9F13C12578710032B6CA/$file/Vorschlaege%20zur%20EEG-Novelle%202012%20-%20final.pdf)

BDEW (2012). Anteil der Erneuerbaren Energien steigt auf 23 %. Von <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20121218-pi-anteil-der-erneuerbaren-energien-steigt-auf-23-prozent.de> abgerufen

BDEW (2012). Brutto-Stromerzeugung nach Energieträgern. Berlin.

BEE und Agentur für Erneuerbare Energien (2009). Stromversorgung 2020 - Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Berlin.

Beurskens, Hekkenberg, Vethman (2011). Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States. European Environment Agency.

Biair, P. (1991). The role of analytical models: issues and frontiers. EMF WP, Stanford Energy Modeling Forum. Stanford.

BMU (2009). FORSA-Umfrage: Mehrheit lehnt Atomkraft ab. Von <http://www.bmu.de/bmu/pressereden/pressemitteilungen/pm/artikel/forsa-umfrage-mehrheit-lehnt-atomkraft-ab-1/>

BMU (2010). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Berlin.

BMW (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin.

- BMWi (2012). Exportinitiative Erneuerbare Energien. Abgerufen am 14. 11 2012 von Spanien setzt Förderung für erneuerbare Energien vorübergehend aus: <http://www.exportinitiative.de/nachrichten/nachrichten0/back/81/article/spanien-setzt-foerderung-fuer-erneuerbare-energien-voruebergehend-aus/>
- BNetzA (2010). Positionspapier zur verbesserten Prognose und Bilanzierung von Solarstromeinspeisungen. Berlin.
- BNetzA (2011a). Bundesnetzagentur legt neue Ausschreibungsbedingungen für die Minutenreserve. Bonn.
- BNetzA (2011b). Höhe der EEG-Umlage verändert sich 2012 nur geringfügig. Abgerufen am 22. Juni 2012 von [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Pressemitteilungen/2011/111014\\_EEG\\_Umlage\\_pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Pressemitteilungen/2011/111014_EEG_Umlage_pdf.pdf?__blob=publicationFile)
- BNetzA (2012a). PV-Meldeportal. Abgerufen am 30. 04 2012 von <https://app.bundesnetzagentur.de/pv-meldeportal>
- BNetzA (2012b). Gesamtausbau nach EEG geförderter PV-Anlagen. Berlin.
- BNetzA (2012c). EEG-Umlage beträgt im kommenden Jahr 5,277 ct/kWh. Abgerufen am 12. November 2012 von [http://www.polsoz.fu-berlin.de/polwiss/forschung/systeme/ffu/presse/presse-files/TPEC\\_Newsletter\\_September.pdf](http://www.polsoz.fu-berlin.de/polwiss/forschung/systeme/ffu/presse/presse-files/TPEC_Newsletter_September.pdf)
- BNetzA (2013). Monitoringbericht 2013. Von [http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2013.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2013.pdf?__blob=publicationFile) abgerufen am 01.06.2014
- Botschaft von Finnland (2008). Energie. Abgerufen am 04. 06 2012 von <http://www.finnland.de/public/default.aspx?nodeid=37121&contentlan=33&culture=de-DE>

Botterud, A. (2003). Long Term Planning in Restructured Power Systems: Dynamic Modelling of Investments on New Power Generation under Uncertainty. Oslo: The Norwegian University of Science and Technology (NTNU).

Botterud, A., Korpas, M., & Vogstad, K. (2002). A dynamic simulation model for long-term analysis of the power market. Proceedings 14th Power System Computation Conference. Sevilla.

Brandt, G. (2012). Die Rolle von Speichern im Energiesystem der Zukunft. BWK Das Energie-Fachmagazin Bd. 64, Nr. 10.

Bremer, J. (2011). Italien stimmt gegen Atomkraft - und gegen Berlusconi. Abgerufen am 07. 08 2012 von <http://www.faz.net/aktuell/politik/ausland/referendum-italien-stimmt-gegen-atomkraft-und-gegen-berlusconi-1656325.html>

Brückl, O., Neubarth, J., & Wagner, U. (2006). Regel- und Rserveleistungsbedarf eines Übertragungsnetzbetreibers. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56 (1-2), S. 50-55.

Brunner, C., Teufel, F. (2013). The Competition of Different Measures to Increase Flexibility in Energy Systems with a High Share of Fluctuating Renewable Energy Sources. Green.

Bundesgesetzblatt Teil I, S. 2. (1990). Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz. Bonn.

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2010). Regionale Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien. Von [http://www.bbsr.bund.de/cIn\\_032 /nn\\_499620/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/lzR/2011/5\\_\\_6/karte1,property=poster.jpg](http://www.bbsr.bund.de/cIn_032 /nn_499620/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/lzR/2011/5__6/karte1,property=poster.jpg) abgerufen am 27.01.201

Bundeskanzleramt (2000). Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000. Berlin.

Bundesministerium der Justiz (2005). Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Berlin.

Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (2011a). Erneuerbare Energie in Zahlen - Die Entwicklung erneuerbarer Energie in Österreich im Jahr 2010. Wien.

Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (2011b). Entwurf zum Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz. Berlin: Bundesregierung.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011). Förderung der erneuerbaren Energien in Schweden. Abgerufen am 03.06.2012 von <http://res-legal.de/suche-nach-laendern/schweden/mehr-zum-thema/land/schweden/ueberblick/foerderung.html>

Bundesregierung (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin.

Bundesregierung (2011). Regierungsprogramm Elektromobilität. Berlin.

Bundesverband der Solarwirtschaft e.V. (2012). Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik).

Bunn, D. W., & Larsen, E. R. (1992). Sensitivity of reserve margin to factors influencing investment behaviour in the electricity market of England and Wales. *Energy Policy*, Volume 20, Issue 5, S. 420-429.

Bunn, D. W., & Larsen, E. R. (1994). Assessment of the uncertainty in future UK electricity investment using an industry simulation model. *Utilities Policy*, Volume 4, Issue 3, S. 229-236.

Bunn, D. W., Dyner, I., & Larsen, E. R. (1997). Modelling Latent Market Power across Gas and Electricity Markets. *System Dynamics Review*, (S. 271-288).

Bunn, D. W., Larsen, E., & Vlahos, K. (1993). Complementary Modeling Approaches for Analysing Several Effects of Privatization on Electricity Investment. *The Journal of the Operational Research Society*. Vol. 44, No. 10, S. 957-971.

BWE (2011). Statistiken. Abgerufen am 12.07.2012 von <http://www.windenergie.de/infocenter/statistiken>

BWE (2012). Windjahrprozent zum langjährigen Mittel. Abgerufen am 6.8.2012 von [www.windenergie.de/infocenter/statistiken/deutschland/windjahr-prozent-zum-langjaehrigen-mittel](http://www.windenergie.de/infocenter/statistiken/deutschland/windjahr-prozent-zum-langjaehrigen-mittel)

BWE (2013). Installierte Windenergieleistung in Deutschland. Von <http://www.windenergie.de/infocenter/statistiken/deutschland/installierte-windenergieleistung-deutschland> abgerufen am 22.02.2014

CO2-Handel.de (2012). Abgerufen am 19.11.2012 von EU-Parlament fordert CO2-arme Wirtschaft bis 2050: [http://www.co2-handel.de/article185\\_17974.html](http://www.co2-handel.de/article185_17974.html)

Cole, S., De Jonge, C., & Belmans, R. (2008). Die elektrotechnischen Grundlagen für die Planung der 380 kV-Höchstspannungsleitung. Heverlee: Department of electrical engineering, KULeuven.

Danish Ministry of Climate and Energy (2011). Energy Strategy 2050 - from coal, oil and gas to green energy. Copenhagen.

DENA (2008a). Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 mit Ausblick auf 2030, Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Berlin.

DENA (2008b). Untersuchung der elektrowirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Berlin.

DENA (2010a). Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025.

DENA (2010b). Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien, Abschlussbericht. Berlin.



DENA (2010c). Pumpspeicherwerke und ihr Beitrag zum Ausbau erneuerbarer Energien. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

DENA (2012). Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Berlin.

DENA (2014). Energiewende, Pumpspeicherwerke - Partner der, Pressemitteilung vom 15.04.2014. Von <http://www.pumpspeicher.info/71/> abgerufen am 06.06.2014

Deutsches Atomforum (2012). Informationen zur friedlichen Nutzung der Kernenergie. Abgerufen am 16.11.2012 von [www.kernenergie.de/kernenergie/the-men/kernkraftwerke/kernkraftwerke-in-deutschland.php](http://www.kernenergie.de/kernenergie/the-men/kernkraftwerke/kernkraftwerke-in-deutschland.php)

Desertec Foundation (2012). Abgerufen am 15. 11 2012 von <http://www.desertec.org/de/>

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013). Netzentwicklungsplan Strom 2013. Berlin: CB.e Clausecker Bingel AG.

Dimitrovski, A., Tomsovic, K., & Ford, A. (2007a). Comprehensive Long Term Modeling of the Dynamics of Investment and Network Planning in Electric Power Systems. *International Journal of Critical Infrastructures*, Vol. 3, No. 1/2, (S. 235-264).

Dimitrovski, A., Ford, A., & Tomsovic, K. (2007b). An interdisciplinary approach to long-term modelling for power system expansion, (S. 235-264).

Dimitrovski, A., Gebremichaela, M., Tomsovic, K., Ford, A., & Vogstad, K. (2004). Comprehensive modeling of the long term dynamics of investment and growth in electric power systems. EPNES Workshop, Puerto Rico.

dpa/kami (2010). Dezember war so kalt wie seit 41 Jahren nicht mehr. Abgerufen am 12.12.2012 von <http://www.welt.de/vermischtes/article11899379/Dezember-war-so-kalt-wie-seit-41-Jahren-nicht-mehr.html>

DVGW Regelwerk (2011). Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 262 (A). Bonn.

Dyner I., B. D. (1997). A System Simulation Platform to Support Energy Policy in Columbia. In D. W. Bunn, & E. R. Larsen, *Systems Modelling for Energy Policy*. Chichester: John Wiley & Sons.

Dyner, I. (2001). From planning to strategy in the electricity industry. *Energy Policy*, 1145-1154.

Dyner, I. L. (2003). Simulation for Organisational Learning in Competitive Electricity Markets. (*Risk and Flexibility in Energy Markets* (S. 205-234).

Dyner, I., Arango, S., & C., F. (2007). Can a Reliability Charge Secure Electricity Supply? An SD- based assessment of the Colombian power market.

Dyner, I., Larsen, E. R., & Franco, C. J. (2009). Games for electricity traders: Understanding risk in a deregulated industry. *Energy Policy*, Elsevier, vol. 37 No 2, (S. 465-471).

Dyner, I., Larsen, E. R., & Lomi, A. (2003). Simulation for Organisational Learning in Competitive Electricity Markets. (*Risk and Flexibility in Energy Markets*. Risk Books.

Dyner, I., Ochoa, C., & Franco, C. (2011). SD for assessing electricity market integration. The 29th International Conference of the System Dynamics Society.

Dyner, I., Rendon, L., Arango, S., Hines, J. H., Diker, V. G., Langer, R., & Rowe, J. I. (2001). Simulation for Alternative Regulations in the Power-Supply Industry: Lessons for California. *Proceedings of the 2001 System Dynamics Conference*. System Dynamics Society. Atlanta.

Dyner, I., Smith, R. A., & Pena, G. E. (1993). System Dynamics Modeling For Energy Efficiency Analysis. *Conference Proceedings of the 11th International Conference of the System Dynamics Society*, Cancun, Mexico.

e-control (2010). (Nicht)Verfügbarkeitskennzahlen der Lauf-, Speicher- und Wärmekraftwerke in Österreich. Wien.

e-mobil BW (2011). Structure Study BWe mobile 2011 - Baden-Württemberg on the way to electromobility. Stuttgart.

EEG (2009, 2010, 2011, 2012). Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien. Berlin: Bundesgesetz.

EEX (2009). OTC-Clearing-Bedingungen. Abgerufen am 7. Mai 2012 von [http://cdn.eex.com/document/74008/OTC%20Clearing%20Bedingungen\\_4b\\_d.pdf](http://cdn.eex.com/document/74008/OTC%20Clearing%20Bedingungen_4b_d.pdf)

EEX (2012a). eex connecting markets. Abgerufen am 07. 02 2012 von [www.eex.com/en/](http://www.eex.com/en/)

EEX (2012b). Tatsächliche Produktion Solar. Abgerufen am 12. 08 2012 von [http://www.transparency.eex.com/de/daten\\_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-solar](http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-solar)

EEX (2012c). Tatsächliche Produktion von Erzeugungseinheiten größer 100 MW. Abgerufen am 07. 02 2012 von [www.transparency.eex.com/de/daten\\_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-vonernzeugungseinheiten%20MW](http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-vonernzeugungseinheiten%20MW)

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) (2011). Eidgenössischer Energiebericht. UVEK.

Elberg, et al. (2012). Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Abgerufen am 12. November 2012 von [http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Studien/Politik\\_und\\_Gesellschaft/laufend/EWI\\_Studie\\_Strommarktdesign\\_Endbericht\\_April\\_2012.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/laufend/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf)

Ellerman, A., & Buchner, B. (2007). The European Union Emissions Trading Scheme: Origins, Allocation and Early Results. *Tecview of Environmental Economics and Policy*, S. 66-87.

EnBW AG (2011). Rheinlifendampfkrakftwerk Karlsruhe, Kraftwerkserweiterung Block RDK 8.

EnBW AG (2012). Potentialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden-Württemberg. Karlsruhe.

ENERGINET.dk (2010a). Download of market data. Abgerufen am 11. November 2012 von <http://www.energinet.dk/EN/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>

ENERGINET.dk (2010b). The wholesale market. Abgerufen am 7. 2 2012 von [www.energinet.dk/en/el/engrosmarked/udtraek-af-markedsdata/sider/default.aspx](http://www.energinet.dk/en/el/engrosmarked/udtraek-af-markedsdata/sider/default.aspx)

Enßlin, C. et al. (1998). Online-Ermittlung der eingespeisten Windleistung für definierte Versorgungsgebiete. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik.

ENTSO-E. (2008). Statistical Yearbook.

ENTSO-E. (2012a). 10 year network development plan 2012 project for consultation.

ENTSO-E (2012b). European Network of Transmission System Operators for Electricity. Abgerufen am 19. 11 2012 von Consumption Data: <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/>

Enzensberger, N. (2003). Sektorenspezifische Analysen zu den Konsequenzen eines europäischen Emissionsrechtehandels - Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatemarktmodells für den europäischen Energiesektor. Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Universität Karlsruhe (TH), VDI, Düsseldorf.

Erdmann, G. & Zweifel, P. (2008). Energieökonomik. Berlin: Springer.

Ess, F., Haefke, L., Hobohm, J., Peter, F. & Wunsch, M., (2012). Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende. Berlin: Weltenergierat Deutschland e.V.

Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung (2011). Deutschlands Energiewende. Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft.

Europäische Kommission (2007). DG Competition Report on Energy Sector Inquiry Part II. Abgerufen am 9. September 2012 von [http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/full\\_report\\_part2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/full_report_part2.pdf)

Europäische Kommission (2009). EU-Maßnahmen gegen den Klimawandel - Das Emissionshandelssystem der EU.

Europauniversität Viadrina Frankfurt Oder (2010). Pumpspeicherwerke im liberalisierten Strommarkt. Von <http://www.wiwi.europa-uni.de/> abgerufen am 14.08.2014

European Commission (2003). World energy, technology and climate policy outlook. Luxembourg.

European Commission (2010). EU energy trends to 2030. Luxembourg.

European Renewable Energy Council (2009). Belgium - Renewable Energy Policy Review.

European Renewable Energy Council (2011). Mapping Renewable Energy Pathways towards 2020, EU Roadmap. Brüssel.

FAZ (2006). Schweden will das erste ölfreie Land werden. FAZ Nr. 39, 13.

Fichtner, W., Möst, D., Wietschel, M., Weinhardt, C., & Rentz, O. (2003). Zur strategischen Planung bei Energieversorgern in liberalisierten Energiemärkten. WiSt - Wirtschaftswissenschaftliches Studium, 32, S. 707-713.

Fiddaman, T. (1997). Feedback Complexity in Integrated Climate-Economy Models. Ph.D. Thesis. MIT Sloan School of Management.

Fiddaman, T. (1998). A Feedback-Rich Climate-Economy Model. In Proceedings of the 16th International Conference of the System Dynamics Society. Quebec.

Focus Online (2011). Von Deutsche Energie-Agentur kritisiert Adhoc-Ausstieg aus Kernkraft: [http://www.focus.de/panorama/vermishtes/atomkraft-deutsche-energie-agentur-kritisiert-adhoc-ausstieg-aus-atomkraft\\_aid\\_611111.html](http://www.focus.de/panorama/vermishtes/atomkraft-deutsche-energie-agentur-kritisiert-adhoc-ausstieg-aus-atomkraft_aid_611111.html) abgerufen am 02.02.2013

Ford, A. (1983). Using simulation for policy evaluation in the electric utility industry. *Simulation*, Vol. 40 No.3, S. 85-92.

Ford, A. (1997). The Changing Role of Simulation models: the Case of the Pacific Northwest Electricity System. In Bunn, D. W., Larsen, E. R. *Systems Modeling for Energy Policy*. Chichester.

Ford, A. (1999). Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western United States. *Energy Policy*, Volume 27, Issue 11, S. 637-658.

Ford, A. (2001). Waiting for the boom: a simulation study of power plant construction in California. *Energy Policy*, Elsevier, Volume 29, No. 11, S. 847-869.

Ford, A. (2006). Simulating the Impact of a Carbon Market on the Electricity System in the Western USA. 24 International Conference of the System Dynamics Society.

Ford, A., Bull, M., & Naill, R. F. (1987). Bonneville's conservation policy analysis models. *Energy Policy*, Volume 15, Issue 2, S. 109-124.

Ford, A., Vogstad, K., & Hilary, F. (2007). Simulating price patterns for tradable green certificates to promote electricity generation from wind. *Energy Policy*, Volume 35, No. 1, (S. 91-111).

Forest, J. (2006). Revisiting Classic Energy Models for Evolutionary System Insights. International Conference of the System Dynamics Society. Nijmegen, Netherlands.

Forrester, J. (1961). Industrial Dynamics. Boston, Massachusetts: MIT Press.

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V. (2012). Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Mannheim.

Franco, C. J. (2000). Microworlds for training traders in the Colombian electricity markets. International System Dynamics Conference, Bergen, Norway.

Franco, C. J. (2001). EnerBiz II: strategy and risk management in electricity trading. International System Dynamics Conference, Atlanta, USA.

Frankfurter Rundschau (2012). Kein tschechisches Energieultimatum an Deutschland. Abgerufen am 08.06.2012 von <http://www.fr-online.de/energie/premier-neas-kein-tschechisches-energie-ultimatum-an-deutschland,1473634,14583940.html>

Fraunhofer IFAM (2012). Multi Grid Storage. Von <http://www.bremer-energie-institut.de/mugristo/de/results/power-to-gas/elektrolyse> abgerufen

Fraunhofer IWES (2009a). Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche. Kassel.

Fraunhofer IWES (2009b). Windmonitor. Abgerufen am 14. 03 2012 von Prognose der Windstromeinspeisung: <http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/>

Fraunhofer IWES (2010). Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Kassel.

Fraunhofer IWES (2012). Windmonitor. Abgerufen am 11. 05 2012 von [windmonitor.ewes.fraunhofer.de/windwebdad/www\\_reisi\\_page\\_new.show\\_page?lang=de](http://windmonitor.ewes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?lang=de)

Frey, M. (2013). Druckluftspeicher werden aktuell. *Sonne Wind & Wärme* 13/2012, S. 52-54.

FTD (2012). Hanwha legt Angebot für Q-Cells vor. *Financial Times Deutschland*.

Gaidosch, L. (2007). *Zyklen bei Kraftwerksinvestitionen in liberalisierten Märkten - Ein Modell des deutschen Stromerzeugungsmarktes*. Berlin: Technische Universität Berlin.

Gantzkow, S. (2012). Energiewende mit Speicherkraftwerken. Abgerufen am 15.11.2012 von [Wasser marsch fürs Projekt Pumpspeicher: http://www.wdr.de/wissen/wdr\\_wissen/themen/natur\\_umwelt/aktuell/2012/02/wasserspeicherkraftwerke.php5](http://www.wdr.de/wissen/wdr_wissen/themen/natur_umwelt/aktuell/2012/02/wasserspeicherkraftwerke.php5)

García-Álvarez, M. T., García-Rodríguez, R., & Mariz-Pérez, R. (2005). Effects of liberalization in Spanish electricity market: a simulation model. *Proceedings of 6ieme Congrès Européen de Science des Systèmes*.

Gärtner, E. (2012). Deutschlands Nachbarn wollen Windstrom-Überschüsse abwehren. Abgerufen am 29.08.2012 von <http://info.kopp-verlag.de/hintergruende/deutschland/edgar-gaertner/deutschlands-nachbarn-wollen-windstrom-ueberschuesse-abwehren.html>

Gary, S., & Larsen, E. R. (2000). Improving firm performance in out-of-equilibrium, deregulated markets using feedback simulation models. *Energy Policy*, Volume 28, Issue 12, S. 845-855.

Genoese, M. (2011). *Agentenbasierte Simulation des deutschen Strommarkts*. Doktoranden-Workshop EnBW AG. Karlsruhe.



Genoese, M., Genoese, F., Möst, D., & Fichtner, W. (2010). Price Spreads in Electricity Markets: What are fundamental Drivers? 7th International Conference on the European Energy Market. Madrid.

Germany Trade and Invest (2011). Energiewirtschaft 2010/2011 Tschechische Republik. Bonn.

Gerth, M. (2012). Zocker treiben den Strompreis. Von Wirtschaftswoche: <http://www.wiwo.de/finanzen/boerse/stromboerse-zocker-treiben-den-strompreis-seite-all/6247432-all.html>

Giesecke, J. (1986). Entwicklungsstufen von PSW in Baden-Württemberg. Schriftenreihe des DVWK, Band 78.

Giesecke, J., & Mosonyi, E. (2009). Wasserkraftanlagen. Stuttgart: Springer-Verlag.

Grobbel, C. (1999). Competition in Electricity Generation in Germany and Neighboring Countries from a System Dynamics Perspective. Dissertation. Frankfurt am Main: Peter Lang Europäischer Verlag der Wissenschaften.

Handelsblatt (2014). Windanlagenbauer leiden unter Übertragungskapazitäten. Von <http://www.handelsblatt.com/finanzen/aktien/aktien-im-fokus/aktie-im-fokus-windanlagenbauer-leiden-unter-ueberkapazitaeten/9067736-2.html>

Hasani, M., & Hosseini, S. H. (2011). Dynamic assessment of capacity investment in electricity market considering complementary capacity mechanisms. *Energy*, Volume 36, No. 1, S. 277-293.

He, S., Xiao, L., Zhang, J., Liu, G., & Zeng, M. (2008). Capacity mechanism analysis based on dynamic simulation of generation investment. IEEE International Conference on Service Operations and Logistics, and Informatics. Volume 1, S. 265-269.

Tretter, H., Pauritsch, G. (2010). Energiewirtschaftlicher Bedarf regelfähiger Kraftwerke mit Schwerpunkt auf Pumpspeicherkraftwerke. Wien: Österreichische Energieagentur - Austrian Energy Agency.

Hering, G. (2012). Das Jahr des Drachen. Photon, S. 42-75.

Hillemacher, L.; Hufendiek, K.; Bertsch, V.; Wiechmann, H.; Gratenau, J.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2013): Ein Rollenmodell zur Einbindung der Endkunden in eine smarte Energiewelt, Zeitschrift für Energiewirtschaft 37(3), pp. 195-210, doi: 10.1007/s12398-013-0110-z

Hoffmann (2011). Systemverträglichkeit von Photovoltaik - neue Herausforderungen für die ÜNB.

Hui, Y. (2009). Systems dynamics modeling for understanding transmission investment incentives. Washington State University, School of Electrical Engineering and Computer Science.

IEA (2011). World Energy Outlook. Paris: International Energy Agency.

IPCC (2013), Intergovernmental panel on climate change, der fünfte IPCC-Sachstandsbericht

IWR (2013a). Deutschland knackt 2012 erneut Zubau-Rekord bei Photovoltaik-Anlagen. <http://www.iwr.de/news.php?id=22931>

IWR (2013b). EU-Parlament löst Preissturz bei CO<sub>2</sub>-Zertifikaten aus. Von <http://www.iwr.de/news.php?id=23453> abgerufen am 21.06.2014

Jaburová, I. (2012). Slowakei: 50 Mio. Euro für Ausbau des Stromnetzes. Abgerufen am 23. 05 2012 von Stromversorger VSE plant 2012 weitere Investitionen: [http://portal.wko.at/wk/format\\_detail.wk?angid=1&stid=654449&dstdid=596](http://portal.wko.at/wk/format_detail.wk?angid=1&stid=654449&dstdid=596)

Jäger, T., Schmidt, S., & Karl, U. (2009). Ein System Dynamics Modell des deutschen Strommarktes - Modellentwicklung und Anwendung in der Unternehmenspraxis. *Energiesystemanalyse*, S. 79-97.

Jäger, T., Schmidt, S., & Karl, U. (2009). Ein System Dynamics Modell des deutschen Strommarktes - Modellentwicklung und Anwendung in der Unternehmenspraxis. In D. Möst, *Energiesystemanalyse - Tagungsband des Workshops "Energiesystemanalyse"* vom 27. November 2008. Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe.

Janzing, B. (2010). *Kraft auf Vorrat. Neue Energie.*

Jungbluth, R. (2011). *Das Märchen von den Reichen. Die Zeit.*

Kadoya, T., Sasaki, T., Ihara, S., Larose, E., Sanford, M., Graham, A., Stephens, C. & Eubanks, C. (2005). Utilizing System Dynamics Modeling to Examine Impact of Deregulation on Generation Capacity Growth. *Proceedings of the IEEE*, Volume 93, No. 11, (S. 2060-2069).

Kaschub, T., Jochem, P., Fichtner, W. (2014): Steigerung des Elektrizitätseigenverbrauchs von Heim-Fotovoltaikanlagen durch Elektrofahrzeuge, *umf Umwelt Wirtschaftsforum* 21 (3-4), pp. 243-250, doi: 10.1007/s00550-013-0291-2.

Keles, D., Genoese, M., Möst, D., Ortlieb, S., & Fichtner, W. (2012). A combined modeling approach for wind power feed-in and electricity spot prices. Karlsruhe.

Kellermann, E. & Ermert, M., (2011). Ein Kraftwerk mit großer Fallhöhe. in *Südthüringen.*

Klobasa, M. (2007). *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten.* Zürich.

Konstantin, P. (2009). *Praxisbuch Energiewirtschaft.* Berlin: Springer.

Köpke, R. (2011). Die deutsche Renaissance der Pumpspeicher. VDI Nachrichten.

Kruck (2008). Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluftspeicherkraftwerken. Stuttgart.

Lambertz, D. J. (2011). Politischer Energiekonsens mit weitreichenden Konsequenzen - eine Analyse. Abgerufen am 16. August 2012 von [http://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/B836452CBA9B03CFC12578DC00337EBA/\\$file/lambertz.pdf](http://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/B836452CBA9B03CFC12578DC00337EBA/$file/lambertz.pdf)

Larsen, E. R., & Bunn, D. W. (1999). Deregulation in electricity: understanding strategic and regulatory risk. The Journal of the Operational Research Society, Volume 50, No. 4, S. 337 - 344.

Lechner, M. (2009). Dow Jones TradeNews Energy. Von Systemkonflikt zwischen EEG- und konventionellem Strom erwartet: [http://www.djnewsletters.de/news/article\\_detail.php5?bnllid=1153791&productId=10](http://www.djnewsletters.de/news/article_detail.php5?bnllid=1153791&productId=10)

Lindberg, M. (2012). Possibilities for electricity exchange between Norway and Germany. Abgerufen am Mai 2012 von <http://www.zero.no/publikasjoner/Possibilities%20for%20electricity%20exchange%20between%20Norway%20and%20Germany.pdf>

Lund, H., & Mathiesen, B. V. (2007). Energy System Analysis of 100 per cent Renewable Energy Systems, The Case of Denmark year 2030 and 2050. Aalborg, Denmark: Aalborg University.

Lyneis, J. M., Bespolka, C. B., & Tucker, B. (1993). Preparing for a Competitive Environment - The Prospects for America's Electric Utilities. Proceedings of the 1994 International Conference of the System Dynamics Society. Stirling, Scotland.

- Maier, F. (2010). Systems Thinking und System Dynamics, Mit Simulationen zur Problemlösung. Simcon.
- Meadows, D. H., Meadows, D. L., Randers, J., & Behrens, W. W. (1972). The Limits to Growth. Universe Books.
- Meadows, D. H., Meadows, L., Randers, J., & Behrends, W. W. (1972). Limits to Growth. Universe.
- Meister, U. (2008). Die Rolle des internationalen Handels bei der Zukunft der Schweizer Elektrizitätsversorgung. Die Volkswirtschaft.
- Mihm, A. (2009). Verbraucher zahlen für Überangebot an Öko-Strom. Frankfurter Allgemeine.
- Ministry of Economy (2009). Energy Policy of Poland until 2030. Warschau.
- Ministry of Employment (2011). Energy. Abgerufen am 04. 06 2012 von <http://www.tem.fi/index.phtml?l=en&s=2070>
- Mosonyi, E. (1966). Wasserkraftwerke Bd. 1+2. Düsseldorf: VDI-Verlag.
- Möst, D. (2006). Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten. Frankfurt am Main: Peter Lang GmbH.
- Möst, D., & Fichtner, W. (2009). Einführung zur Energiesystemanalyse. Möst, D.; Fichtner, W.; Grundwald, A. (Hrsg.): Energiesystemanalyse, Universitätsverlag Karlsruhe.
- Möst, D., Fichtner, W., & Grunwald, A. (. (2009). Energiesystemanalyse - Tagungsband des Workshops "Energiesystemanalyse" vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie. Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe.
- Naill, R. F. (1972). Managing the Discovery Life Cycle of a Finite Resource: A Case Study of U.S. Natural Gas. Alfred P. Sloan School of Management, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge.

Nails (1976). COAL 1: A Dynamic Model for the Analysis of United States Energy Policy. Thayer School of Engineering, Dartmouth College.

Neubauer, F., Westman, E., & Ford, A. (1997). Applying planning models to study new competition: Analysis for the Bonneville Power Administration. *Energy Policy*, Volume 25, Issue 3, S. 273-280.

Nitsch et al. (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht. Abgerufen am 12. November 2012 von [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf)

Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2008). Electricity Generation. Abgerufen am April 2012 von [http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Faktaheftet/EV fak-ta08/EV Facts08\\_kap02\\_eng.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Faktaheftet/EV fak-ta08/EV Facts08_kap02_eng.pdf)

Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2011). Annual Report. Oslo.

n-tv (2013). Zu viel Ökostrom und fallende Preise - RWE denkt an Stilllegungen. Von <http://www.n-tv.de/wirtschaft/RWE-denkt-an-Stilllegungen-article9994251.html> abgerufen am 01.06.2014

Ochoa, & Ackere, V. (2009). Policy changes and the dynamics of capacity expansion in the Swiss electricity market. *Energy Policy* Volume 37, No.5, (S. 1983-1998).

Ochoa, J. P. (2007). Policy Changes in the Swiss Electricity Market: Analysis of Likely Market Responses. In *Socio-Economic Planning Sciences*, Volume 41, Issue 4 (S. 336-349).

Ochoa, J. P., & Van Ackere, A. (2007). The dynamics of the Swiss electricity market: three essays. Université de Lausanne, Faculté des hautes études commerciales.

- Ochoa, P., Dyer, I., & Franco, C. (2002). The Dynamics of Strategic Electricity Trading. Proceedings of the 2002 System Dynamics Conference, (S. 1-20).
- Oertel, D. (2008). Energiespeicher - Stand und Perspektiven. Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag.
- Ojeda, O. A., & Garcés, F. (2007b). Modelling Long-Term Market Evolution under Various Energy Scenarios. XII ERIAC- Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE Foz do Iguazú- Paraná -Brasil.
- Ojeda, O., & Garces, F. (2007a). Modelling the Dynamic of a Merchant Interconnection under Various Energy Scenarios. The International Conference on "Computer as a Tool", (S. 2096-2103).
- Ojeda, O., Olsina, F., & Garces, F. (2009). Simulation of the long-term dynamic of a market-based transmission interconnection. Energy Policy, Volume 37, Issue 8, (S. 2889-2899).
- Olsina, F. (2005). Long-term dynamics of liberalized electricity markets, Dissertation. San Juan, Argentina: Institute of Electrical Energy, National University of San Juan.
- Olsina, F., Garces, F., & Haubrich, H.-J. (2006). Modeling long-term dynamics of electricity markets. Energy Policy, Volume 34, No. 12, S. 1411-1433.
- Osgood N, K. G. (2003). A hybrid model architecture for strategic renewable resource planning. Proceedings of the 21st International Conference of System Dynamics Society. New York, USA.
- Park, J., Ahn, N., Yoon, Y., Koh, K., & Bunn, D. (2007). Investment Incentives in the Korean Electricity Market. Energy Policy, Volume 35, No. 11, S. 5819-5828.
- Pasaoglu, G. (2006). A simulation model for the long-term analysis of decentralized electricity market. Boğaziçi University.

Pasaoglu, G. (2011). Using the decentralized and liberalized electricity market microworld (LEMM) as an educational tool. *Energy Policy*, Volume 39, Issue 1, (S. 187-199).

Pasaoglu, G., & Or, I. (2006). A system dynamics model for the decentralized electricity market. *International Journal of Simulation Systems, Science and Technology*. Volume 7, No. 7, S. 40-55.

Pasaoglu, G., & Or, I. (2008). A decision support tool for the analysis of pricing, investment and regulatory processes in a decentralized electricity market. *Energy Policy*, Volume 36, Issue 8, (S. 3036-3044).

Pereira, A. J., & Saraiva, J. T. (2009). A decision support tool for generation expansion planning in competitive markets using System Dynamics models. *PowerTech*, (S. 1-7). Bucharest.

Pereira, A. J., & Saraiva, J. T. (2010). Building generation expansion plans - A decision aid approach to use in competitive electricity markets. *Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion*. 7th Mediterranean Conference and Exhibition, S. 1-9.

Pereira, A. J., & Saraiva, J. T. (2011). Generation expansion planning (GEP) – A long-term approach using system dynamics and genetic algorithms (GAs). *Energy*.

Petersdorff, W. v. (2011). Der große Stromausfall kommt. *Frankfurter Allgemeine Zeitung (FAZ)*.

Photon (2011a). Installierte Leistung in Megawatt pro Bundesland bis Ende 2010. Abgerufen am 13. 07 2011 von [http://www.photon.de/presse/mitteilungen/Installierte\\_leistung\\_in\\_MW\\_pro\\_bundesland\\_2010.pdf](http://www.photon.de/presse/mitteilungen/Installierte_leistung_in_MW_pro_bundesland_2010.pdf)

Photon (2011b). Zubau und globale Produktion von PV-Anlagen. *Photon. Das Solarstrom-Magazin*.



Plattform Energiewende (2012). Abgerufen am 24. August 2012 von [http://www.polsoz.fu-berlin.de/polwiss/forschung/systeme/ffu/presse/presse-files/TPEC\\_Newsletter\\_September.pdf](http://www.polsoz.fu-berlin.de/polwiss/forschung/systeme/ffu/presse/presse-files/TPEC_Newsletter_September.pdf)

Power in Europe (2010). PiE's new power plant project tracker - September 2010. Power in Europe, Issue 583, S. 9-53.

Pöyry Energy Consulting (2010). The Impact of Wind Generation on North West European Electricity Markets. Oxford.

PV magazine (2014). Photovoltaik-Zubau 2013 bei 3,3 Gigawatt. Von [http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/photovoltaik-zubau-2013-bei-33-gigawatt\\_100013942/](http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/photovoltaik-zubau-2013-bei-33-gigawatt_100013942/)

Quaschnig, V. (2011). Regenerative Energiesysteme, 7. Auflage. München: Carl Hanser Verlag.

Quaschnig, V. (2012). Würde da nicht das Licht ausgehen? Sonne, Wind & Wärme, S. 10-12.

Qudrat-Ullah, H. (2005). MDES RAP: a model for understanding the dynamics of electricity supply, resources and pollution. International Journal of Global Energy Issues, Volume 23, S. 1-14.

Qudrat-Ullah, H., & Davidsen, P. (2001). Understanding the dynamics of electricity supply, resources and pollution: Pakistan's case. Energy, Volume 26, Issue 6, S. 595-606.

Radgen, P. (2011). Die Rolle der Druckluftspeicherkraftwerke beim Umbau der Energieversorgung. Nürnberg: Bayern Innovativ.

regelleistung.net. (2012 a). Präqualifikation für die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung. Abgerufen am 25.10.2012 von <https://www.regelleistung.net>

regelleistung.net (2012 b). Allgemeines zur Regelleistung - Technische Aspekte. Abgerufen am 6. 11 2012 von <https://www.regelleistung.net>

Rego, J. (1989). Schedule delays and new financing for the Argentine electricity sector growth. In P. Milling, & E. (. Zahn, Computer-based management of complex system (S. 434–441). Berlin: Springer-Verlag.

Reich, K., Auer, H., Lettner, G., Zach, K., (2011). Entwicklung zukünftiger Stromversorgungsstrukturen in Europa - Implikationen für Übertragungsnetze allgemein bzw. das APG Netz im Speziellen. Wien.

REN21 (2011). Renewables 2011, Global Status Report. Abgerufen am 12. November 2012 von <http://germanwatch.org/klima/gsr2011.pdf>

Repetzki, B. (2012). Polen setzt auf Offshore-Windenergie. Abgerufen am 03.06.2012 von [www.gtai.de/gtai/navigation/de/trade/maerkte,did=550034.html](http://www.gtai.de/gtai/navigation/de/trade/maerkte,did=550034.html)

Réseau de transport d'électricité (2012). Bilan électrique 2011. Paris: RTE.

Rohrig (2005). Online-Erfassung und Prognose der Windenergieeinspeisung für Versorgungsgebiete. Kassel: ISET.

Sanchez, J. J. (2009). Strategic analysis of the long-term planning of electric generation capacity in liberalised electricity markets. Universidad Pontificia Comillas.

Sanchez, J. J., Barquin, J., & Centeno, E. (2007a). System Dynamics models for generation expansion planning in a competitive framework; oligopoly and market power representation. Energy.

Sanchez, J., Barquín, J., Centeno, E., & Lopez-Pea, A. (2008). A multidisciplinary approach to model long-term investments in electricity generation: Combining System Dynamics, credit risk theory and game theory. Power and Energy Society General Meetin - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 1-8.

Sanchez, J., Barquín, J., Centeno, E., & López-Peña, A. (2007b). System dynamics models for generation expansion planning in a competitive framework: Oligopoly and market power representation.

Scheuten, F.-J. (2012). Die Optimierung der Nachbetriebsphase. atw 57. Jg. Heft 3, S. 156-162.

Schierenbeck et al. (2010). Ein distanzbasiertes Hochrechnungsverfahren für die Einspeisung aus Photovoltaik. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60. Jg, Heft 12.

Schlamp, H.-J. (2011). Berlusconi versucht die Rolle rückwärts. Abgerufen am 10.08.2012 von <http://www.spiegel.de/politik/ausland/atomenergie-in-italien-berlusconi-versucht-die-rolle-rueckwaerts-a-750892.html>

Schöneborn, F. (2004). Strategisches Controlling mit System Dynamics. Heidelberg: Physica-Verlag.

Schubert, T. (2009). Daten zu Goldisthal. Vattenfall.

Schulenberg, T. (2008). Vorlesungsskript Kohlekraftwerkstechnik. Karlsruhe: Institut für Kern- und Energietechnik, KIT.

Schwab, A. J. (2012). Elektroenergiesysteme, 3., neu bearbeitete und erweiterte Auflage. Heidelberg: Springer.

Solon SE (2011). Solon SE stellt Antrag auf Eröffnung des Insolvenzverfahrens.

Seidler, C. (2012). Norwegen will Europas Akku werden. Abgerufen am 04.06.2012 von <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/erneuerbare-energien-norwegen-will-europas-akku-werden-a-834472.html>

Sensfuß (2008). Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector. An agent-based simulation approach. Dissertation. Universität Karlsruhe (TH). Fortschritts-Berichte Reihe 16 Nr. 188. VDI Verlag, Düsseldorf.

Siemens (2014). Gasturbinenkraftwerke. Von <http://www.siemens.com/sustainability/de/umweltportfolio/produkte-loesungen/fossile-energieerzeugung/gasturbinenkraftwerke.htm>

SMA (2012). Das leistet Photovoltaik in Deutschland. Abgerufen am 30.07 2012 von [www.sma.de/unternehmen/pv-leistung-in-deutschland.html](http://www.sma.de/unternehmen/pv-leistung-in-deutschland.html)

sonnen-ertrag.de (2011). Sonnenertrag Globalstrahlung. Abgerufen am 22.08.2011 von <http://www.sonnen-ertrag.de/index.php?entry=globalstrahlung>

Société Electrique de l'Our (2012). Technische Daten. Abgerufen am 15.11.2012 von <http://www.seo.lu/de/Hauptaktivitaeten/Projekt-Maschine-11/Technische-Daten>

Sorin, F. (2008). Weshalb Frankreich die Atomkraft liebt. Stern.

SRU (2010). 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar- Stellungnahme. Berlin.

Stadtwerke Mainz AG (2012). PSW Heimbach. Abgerufen am 15. 11 2012 von Das Projekt: <http://www.psw-heimbach.de/>

Stadtwerke Trier (2012). Pumpspeicherkraftwerk (PSKW) RIO. Abgerufen am 15. 11 2012 von <http://www.swt.de/swt/Integrale>

Statista (2011). Entwicklung der EEX-Handelsvolumina seit 2002. Abgerufen am 18. Juni 2012 von <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/12489/umfrage/entwicklung-der-eex-handelsvolumina-seit-2002>

Sterman, J. (1986). Expectation formation in behavioral simulation models, (S. 1826-86). Massachusetts Institute of Technology (MIT), Sloan School of Management.

Sterman, J. (2000). Business Dynamics: Systems thinking and modeling for a complex world. McGraw Hill.

Sterner. (2009). Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems, Limiting global warming by transforming energy systems, Dissertation.

Sterner, M., Jentsch, M., & Holzhammer, U. (2011). Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Kassel: Fraunhofer IWES.

Süddeutsche (2012). Hollande lässt AKW Fessenheim 2016 abschalten. Süddeutsche Zeitung.

Sunfire (2014). Power to gas. Von <http://www.sunfire.de/kreislauf/power-to-gas>

Swissgrid (2011). Neue Energiepolitik - Erneuerungen und Ausbauten des Übertragungsnetzes. Laufenburg.

SWEDE energy (2011), The electricity year & operations, Stockholm

SWU (2012). Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH, Informationsplattform zum Pumpspeicherkraftwerk Blautal. Abgerufen am 15. 11 2012 von Eckdaten: <http://www.psw-blautal.de/psw/vorhaben/eckdaten.html>

Syed Jalal, Bodger, T. (2010). The Development of a System Dynamics Model to Evaluate Electricity Generation Expansion in New Zealand. Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2010), S. Paper 68.

Tan, B., Anderson, E., Dyer, J., & Parker, G. (2010). Evaluating system dynamics models of risky projects using decision trees: alternative energy projects as an illustrative example. System Dynamics Review, Volume 26, S. 1-17.

TenneT (2012). Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung. Abgerufen am 11. November 2012 von [http://www.tennetso.de/site/EEG\\_KWK-G/eeg/windenergie/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergie-einspeisung](http://www.tennetso.de/site/EEG_KWK-G/eeg/windenergie/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergie-einspeisung)

Teufel, B. (2010). Workshop 2: Szenarienmethodik für robuste Innovationsstrategien. Von [http://www.spectaris.de/uploads/tx\\_ewscontent\\_pi1/Benjamin\\_Teufel\\_FraunhoferISI\\_Innovationsf.pdf](http://www.spectaris.de/uploads/tx_ewscontent_pi1/Benjamin_Teufel_FraunhoferISI_Innovationsf.pdf) abgerufen

Teufel, F. (2011). German electricity system and the need of storage. Stockholm: eit ict Labs, Smart Energy Summer School.

Thyen, E. (2011). Trianel startet Behördenverfahren für Speicherkraftwerke in NRW. Abgerufen am 15. 11 2012 von Scopingunterlagen für Wasserkraftwerke: <http://www.trianel.com/de/pressearchiv/details/article//trianel-startet-behoerdenverfa.html>

Tippelt, C. (2010). Norwegen und Schweden legen Richtlinien für gemeinsame "grüne" Stromzertifikate fest. Abgerufen am 12.11.2012 von <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=73366.html>

TransnetBW (2012). Windeinspeisung. Abgerufen am 11.11.2012 von <http://www.transnetbw.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windeinspeisung/>

Turk, A. L., & Weijnen, M. P. (2002). Modeling and Analyzing Market Performance in Infrastructures. Proceedings of the 2002 System Dynamics Conference.

UCTE (2004). UCTE Operation Handbook. Abgerufen am 2010 von <http://www.ucte.org/resources/publications/ophandbook/>

Uken, M. (2011). Deutschland nervt Polen mit der Energiewende. Die Zeit.

Ulseth, O. (2010). Als erstes muss das Netz ausgebaut werden. (n. energie, Interviewer)

Umweltbundesamt (2011a). Datenbank "Kraftwerke in Deutschland". Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Umweltbundesamt (2011b). Kraftwerke und Windleistung in Deutschland. Abgerufen am 13.07.2011 von [http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke\\_mit\\_windleistung.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_mit_windleistung.pdf)

Umweltbundesamt (2012). Datenbank "Kraftwerke in Deutschland", Stand: 15.08.2012. Dessau-Roßlau.

University of Manchester (2011). Project EU CO2 80/50 Summary - 350 European stakeholders develop consensual roadmaps for mitigation. Manchester.

U.S. Department of Energy (1993). Overview of the Ideas Model - A Dynamic Long-Term Policy Simulation Model of U.S. Energy Supply and Demand. (The AES Corporation) Abgerufen am 5.2.2012 von [www.onlocationinc.com/ideas-so.pdf](http://www.onlocationinc.com/ideas-so.pdf)

U.S. Department of Energy (1997). Introduction to system dynamics. A systems approach to understanding complex issues. Von [www.system-dynamics.org/DL-IntroSysDyn/index.html](http://www.system-dynamics.org/DL-IntroSysDyn/index.html)

U.S. EIA (2012). International Energy Statistics. Abgerufen am 05. 11 2012 von <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=3>

Van Ackere, A., & Ochoa, P. (2010). Managing a Hydro-energy reservoir: A Policy approach Managing a Hydro-energy reservoir: A Policy approach. Energy Policy, (S. 1-38).

VDE (2008). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Frankfurt am Main.

VDE ETG (2012). Energiespeicher für die Energiewende, Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Frankfurt am Main: VDE ETG.

VDEW (2007a). TransmissionCode 2007. Von Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: <http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf>

VDEW (2007b). TransmissionCode Anhang D 3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung. Berlin.

VDEW (2009). TransmissionCode 2007, Anhang D2, Teil 1, Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB. Berlin.

VDN (2006). Das Übertragungsnetz in Deutschland. Abgerufen am 17.10.2010 von [http://www.vdn-berlin.de/das\\_uebertragungsnetz\\_in\\_deutschland.asp](http://www.vdn-berlin.de/das_uebertragungsnetz_in_deutschland.asp)

Ventosa, M., Baillo, A., Ramos, A., & Rivier, M. (2005). Electricity market modeling trends. *Energy Policy*, Volume 33, Issue 7, S. 897-913.

VGB Powertech, (2012). *Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerken 2002-2011*. Essen.

Vlahos, K. (1998). *The Electricity Markets Microworld*. London: London Business School.

Vogstad, K. (2004a). Counterproductive environmental policies: Long term versus short term substitution effects of natural gas in a liberalised electricity market. *Proceedings, 22nd International Conference of the System Dynamics Society*. Oxford, UK.

Vogstad, K. (2004b). *A system dynamics analysis of the Nordic electricity market: the transition from fossil fuelled toward a renewable supply within a liberalised electricity market*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, Department of Electrical Power Engineering (NTNU).

Vogstad, K. (2005a). *A system dynamics analysis of the Nordic electricity market: The transition from fossil fuelled toward a renewable supply within a liberalised electricity market*. Dept. of Electrical Engineering, NTNU.

Vogstad, K. (2005b). *Combining System Dynamics and Experimental Economics to Analyse the Design of Tradable Green Certificates*. *Proceedings of the 38th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*.

Vogstad, K., Botterud, A., Maribu, K. M., & Jensen, S. G. (2002). *The transition from fossil fuelled to a renewable power supply in a deregulated electricity market*. *Science and Technology*.

Voß, A. (2012). *ExternE - External Costs of Energy*. Von [http://www.externe.info/externe\\_d7/](http://www.externe.info/externe_d7/) abgerufen am 20.05.2014

Vrana, N. (2012). *Interkonnectoren im Europäischen Binnenmarkt*. Baden-Baden: Nomos.



Wagner et al. (2007). CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung. Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken. BWK Bd. 59, Nr. 10.

Wägner, N. (2010). Grid stability by engine based power plants. European Anvillary Service & Grid Integration Forum, Berlin.

Wallstreet Online (2012). Rohstoffe Ölpreis. Abgerufen am 10.08.2012 von [wallstreet-online.de/rohstoffe/oelpreis](http://wallstreet-online.de/rohstoffe/oelpreis)

Weber, P. D. (2010). Sind die Grenzen des Systembetriebs erreicht? Security of Supply - Konferenz zur Systemsicherheit in der Regelzone von 50Hertz Transmission. Rostock.

Weltbank (2012). Weltentwicklungsindikatoren - Schweden. Abgerufen am 03. 06 2012 von <http://www.google.de/publicdata/explore>

Weltenergieat Deutschland (2011). Energie für Deutschland 2011, Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext. Berlin: Weltenergieat - Deutschland e.V.

Wirth, H. (2012). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Abgerufen am 23. Juli 2012 von <http://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Fakten%20zur%20PV%20120202.pdf>

Wissel et al. (2010). Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015. Stuttgart: Universität Stuttgart.

Wissen, R., & Nicolosi, M. (2007). Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order Effekt der erneuerbaren Energien. Abgerufen am 22.5.2012 von [http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Working\\_Paper/EWI\\_WP\\_07-03\\_Merit-Order-Effekt-der-Erneuerbaren.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_07-03_Merit-Order-Effekt-der-Erneuerbaren.pdf)

World Nuclear Association (2012a). Nuclear Power in Hungary. Abgerufen am 05.04.2012 von <http://www.world-nuclear.org/info/default.aspx?id=334&terms=Nuclear>

World Nuclear Association (2012b). Nuclear Power in Belgium. Abgerufen am 14. 11 2012 von <http://www.world-nuclear.org/info/inf94.html>

Wulff, T. (2006). Integration der Regelenergie in die Betriebsoptimierung von Erzeugungssystemen. Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal.

Zahn, U. (2008). Zielmarkt Tschechien. Berlin: Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung.

ZSW (2010). Speicherung erneuerbarer Energien. Stuttgart.





## PRODUKTION UND ENERGIE

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)



Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion  
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung

---

ISSN 2194-2404

---

Die Bände sind unter [www.ksp.kit.edu](http://www.ksp.kit.edu) als PDF frei verfügbar  
oder als Druckausgabe zu bestellen.

- Band 1**    **National Integrated Assessment Modelling zur Bewertung  
umweltpolitischer Instrumente.**  
Entwicklung des otello-Modellsystems und dessen Anwendung  
auf die Bundesrepublik Deutschland. 2012  
ISBN 978-3-86644-853-7
- Band 2**    **Erhöhung der Energie- und Ressourceneffizienz und  
Reduzierung der Treibhausgasemissionen in der Eisen-,  
Stahl- und Zinkindustrie (ERESTRE).** 2013  
ISBN 978-3-86644-857-5
- Band 3**    Frederik Trippe  
**Techno-ökonomische Bewertung alternativer Verfahrens-  
konfigurationen zur Herstellung von Biomass-to-Liquid (BtL)  
Kraftstoffen und Chemikalien.** 2013  
ISBN 978-3-7315-0031-5
- Band 4**    Dogan Keles  
**Uncertainties in energy markets and their  
consideration in energy storage evaluation.** 2013  
ISBN 978-3-7315-0046-9
- Band 5**    Heidi Ursula Heinrichs  
**Analyse der langfristigen Auswirkungen von  
Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem  
im europäischen Energieverbund.** 2013  
ISBN 978-3-7315-0131-2



- Band 6** Julian Stengel  
**Akteursbasierte Simulation der energetischen  
Modernisierung des Wohngebäudebestands  
in Deutschland.** 2014  
ISBN 978-3-7315-0236-4
- Band 7** Sonja Babrowski  
**Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im  
zukünftigen deutschen Energiesystem.** 2015  
ISBN 978-3-7315-0306-4
- Band 8** Marius Wunder  
**Integration neuer Technologien der  
Bitumenkalthandhabung in die Versorgungskette.** 2015  
ISBN 978-3-7315-0319-4
- Band 9** Felix Teufel  
**Speicherbedarf und dessen Auswirkungen auf  
die Energiewirtschaft bei Umsetzung der politischen  
Ziele zur Energiewende.** 2015  
ISBN 978-3-7315-0341-5





Die zunehmende Integration regenerativer Energieerzeugungssysteme stellt die Energiewirtschaft vor grundlegende Herausforderungen. Dies betrifft nicht nur die Energieversorgungsunternehmen sondern auch etablierte Simulationsmodelle zur Analyse der Märkte. In der vorliegenden Arbeit wird ein systemdynamisches bottom-up Modell beschrieben, welches den deutschen Elektrizitätmarkt in einer 15-minütigen Auflösung und einer hohen Integration der erneuerbaren Energien abbildet.

Die oben beschriebenen Entwicklungen wirken sich zunehmend auf die Fahrweise von Speicherkraftwerken aus. Ein Resultat des vorgestellten Modells ist, dass sich der Betrieb von Speicherkraftwerken in naher Zukunft zunehmend nicht mehr lohnen wird. Nach 2020 werden jedoch tagsüber die Preise deutlich niedriger sein als die Nachtpreise, wodurch sich neue wirtschaftliche Einsatzszenarien für Speicherkraftwerke ergeben. Auch wird im vorgestellten Modell ein Ausblick auf die Dauer der künftigen Speichereinsatzzeiten gegeben, wonach zunehmend kürzere Zyklen unter 4 Stunden und längere Zyklen mit mehr als 32 Stunden erheblich nachgefragt sein werden.

