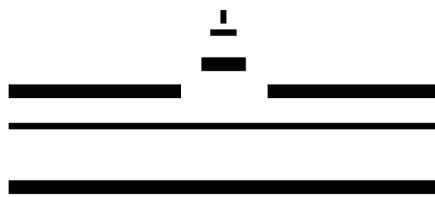


Modellierung zukünftiger Nachfrageentwicklungen im  
deutschen Strommarkt vor dem Hintergrund des neuen  
deutschen Energiekonzepts



Inauguraldissertation

zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Wirtschaftswissenschaft durch die  
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der  
Westfälischen Wilhelms-Universität Münster

vorgelegt von  
Markus Flaute  
aus Warendorf

Dekan: Prof. Dr. Christoph Watrin  
Erster Berichterstatter: Prof. Dr. Wolfgang Ströbele  
Zweiter Berichterstatter: Prof. Dr. Ulrich van Suntum  
Tag der mündlichen Prüfung: 02. Juli 2013



## Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster. Für das entgegengebrachte Vertrauen möchte ich ganz herzlich meinem Doktorvater Herr Prof. Dr. Wolfgang Ströbele danken, der mir alle notwendigen Freiheiten bei der Erstellung der Arbeit gewährte und mir jederzeit beratend zur Seite stand. Gleichzeitig möchte ich Herrn Prof. Dr. Ulrich van Suntum für die Übernahme des Zweitgutachtens herzlich danken.

Für die vielen Anregungen und Diskussionen danke ich meinen Kollegen und ehemaligen Kollegen Dr. Mark Andor, Dr. Kai Flinkerbusch, Dr. Björn Liebau, Dr. Jörg Lingens, Stefan Schramm, Daniel Schultz und Achim Voß. Ein besonderer Dank gilt der Sekretärin des Lehrstuhls, Frau Petra Voß, die mich bei allen organisatorischen Angelegenheiten unterstützt hat und bei Problemen immer ein offenes Ohr hatte.

Von besonderer Bedeutung während meiner Promotionszeit war auch mein privates Umfeld und meine Familie. Ihre Motivation und Inspiration waren für mich immer wieder ein Anreiz, das Projekt Dissertation umzusetzen.

*Markus Flaute*

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>I</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>V</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>VIII</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>XII</b>
<b>Symbolverzeichnis</b>	<b>XIV</b>
<b>1. Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2. Grundlagen zum deutschen Strommarkt</b>	<b>4</b>
2.1. Energiepolitische Rahmenbedingungen . . . . .	4
2.2. Teilnehmer auf dem liberalisierten deutschen Strommarkt . . . . .	9
2.2.1. Erzeugung . . . . .	9
2.2.1.1. Erzeugungstechnologien . . . . .	9
2.2.1.2. Struktur des deutschen Kraftwerksparks . . . . .	16
2.2.2. Netzbetreiber . . . . .	20
2.2.3. Endverbraucher . . . . .	21
2.3. Marktdesign und Preisfindung im deutschen Strommarkt . . . . .	24
2.3.1. Stromgroßhandel . . . . .	24
2.3.2. Preisfindung am Spotmarkt . . . . .	26
2.4. Das Energiekonzept der Bundesregierung . . . . .	30
2.4.1. Inhalte des Energiekonzepts . . . . .	30
2.4.2. Flexibilität bei Angebot und Nachfrage . . . . .	35
2.5. Wirtschaftlichkeit von Kraftwerks- und Speicherprojekten . . . . .	38

---

<b>3. Nachfrageseitige Potenziale für den deutschen Strommarkt</b>	<b>42</b>
3.1. Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland . . . . .	42
3.1.1. Historische Entwicklung . . . . .	42
3.1.2. Zukünftige Entwicklung . . . . .	45
3.1.2.1. Nachfragesenkende Faktoren . . . . .	46
3.1.2.2. Nachfragesteigernde Faktoren . . . . .	50
3.2. Energieeffizienz . . . . .	51
3.2.1. Theorie . . . . .	51
3.2.2. Einsparpotenziale . . . . .	55
3.3. Demand Side Management . . . . .	57
3.3.1. Grundlagen Demand Side Management . . . . .	57
3.3.1.1. Definition, Wirkung und zukünftige Notwendigkeit . . . . .	57
3.3.1.2. Ansätze zur Realisierung des nutzerseitigen Einsparpotenzials . . . . .	61
3.3.1.3. Anforderungen, Probleme und Hemmnisse . . . . .	63
3.3.2. Potenziale und Kosten von Demand Side Management . . . . .	69
3.3.2.1. DSM-Potenziale in privaten Haushalten . . . . .	71
3.3.2.2. DSM-Potenziale in der Industrie . . . . .	74
3.3.2.3. DSM-Potenziale im GHD-Sektor . . . . .	75
3.3.2.4. Kosten des Demand Side Managements . . . . .	76
3.4. Elektromobilität . . . . .	77
3.4.1. Grundlagen der Elektromobilität . . . . .	78
3.4.2. Einflussfaktoren und Potenzial . . . . .	81
3.4.2.1. Anforderungen an die Infrastruktur . . . . .	81
3.4.2.2. Struktur des deutschen Verkehrssektors . . . . .	83
3.4.2.3. Potenziale der Elektromobilität . . . . .	86
3.5. Stromspeicher-Technologien . . . . .	88
3.5.1. Pumpspeicherkraftwerke . . . . .	90

---

3.5.2.	Druckluftspeicher . . . . .	91
3.5.3.	Weitere Speichermöglichkeiten . . . . .	92
3.5.4.	Kosten der Stromspeichertechnologien . . . . .	94
<b>4.</b>	<b>Modellierung nachfrageseitiger Entwicklungen</b>	<b>95</b>
4.1.	Überblick über geleistete Modellierungsarbeiten und Einordnung	95
4.2.	Modellentwicklung . . . . .	98
4.2.1.	Modellbeschreibung . . . . .	99
4.2.2.	Zielfunktion . . . . .	102
4.2.3.	Nebenbedingungen . . . . .	105
4.2.4.	Modellierung Demand Side Management . . . . .	109
4.2.5.	Modellierung Stromspeicher . . . . .	112
4.3.	Eingangsdaten . . . . .	114
4.3.1.	Regelleistungsbedarf . . . . .	114
4.3.2.	Entwicklung des Kraftwerksparks . . . . .	115
4.3.3.	Entwicklung der Stromnachfrage . . . . .	119
4.3.4.	Entwicklung Demand Side Management, Stromspeicher und Elektromobilität . . . . .	122
<b>5.</b>	<b>Wirkungsanalyse der nachfrageseitigen Potenziale</b>	<b>123</b>
5.1.	Szenarien zur Analyse . . . . .	123
5.2.	Referenzszenario und Modellkalibrierung . . . . .	124
5.3.	Konstante Stromnachfrage und nachfrageseitige Flexibilitäten .	130
5.3.1.	Szenario I: Geringe Umsetzung . . . . .	131
5.3.2.	Szenario II: Mittlere Umsetzung . . . . .	142
5.3.3.	Szenario III: Hohe Umsetzung . . . . .	147
5.3.4.	Zwischenfazit der ökonomischen Implikationen . . . . .	152
5.4.	Sinkende Stromnachfrage und nachfrageseitige Flexibilitäten . .	159
5.5.	Steigende Stromnachfrage und nachfrageseitige Flexibilitäten . .	171

---

5.6. Zusammenfassung der Wirkungsanalyse und ökonomischen Implikationen . . . . .	181
<b>6. Schlussbetrachtung</b>	<b>191</b>
<b>A. Entwicklung eines Ladelastgangs für Elektrofahrzeuge</b>	<b>XV</b>
<b>B. Modellparameter und -eigenschaften</b>	<b>XXVI</b>
B.1. Modellparameter . . . . .	XXVI
B.2. Modelleigenschaften . . . . .	XXIX
<b>C. Modellergebnisse</b>	<b>XXXIII</b>
C.1. Entwicklung der Stromerzeugung . . . . .	XXXIII
C.2. Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Residuallast	XXXVII
C.3. Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Höhe der maximalen Residuallast . . . . .	XL
C.4. Diskussion der Wirkung nachfrageseitiger Flexibilitäten auf den Strompreis . . . . .	XLII
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>LI</b>



## Abbildungsverzeichnis

2.1. Wertschöpfungskette für Strom . . . . .	6
2.2. Einteilung der Kraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage . . .	12
2.3. Merit-Order der Stromwirtschaft . . . . .	14
2.4. Deutscher Kraftwerkspark in den Jahren 2000 und 2010 . . . . .	17
2.5. Bruttostromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 2010 . . . . .	18
2.6. Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Ener- gien von 1990 – 2011 . . . . .	19
2.7. Qualitativer Nachfrageverlauf eines Haushalts und des VDEW- Lastprofils . . . . .	23
2.8. Day-ahead-Gebotskurven an der EEX für Lieferung von 2 – 3 Uhr am 04. Oktober 2009 . . . . .	27
2.9. Stromgroßhandelspreise Phelix Day Base für die Jahre 2010 – 2012	28
2.10. Monatsdurchschnittswerte für Phelix Day Base, Phelix Day Peak sowie deren Differenz für die Jahre 2007 – 2012 . . . . .	29
2.11. Flexibilitäten im stromwirtschaftlichen System . . . . .	37
3.1. Bruttostromverbrauch in Deutschland von 1990 – 2011 . . . . .	43
3.2. Entwicklung des Stromverbrauchs in den verschiedenen Sekto- ren in den Jahren 1990 – 2010 . . . . .	45
3.3. Entwicklung der inflationsbereinigten Strompreise für Haushal- te und Industrie von 1970 – 2012 . . . . .	49
3.4. Kompensation von Effizienzsteigerungen durch zusätzliche Nach- frage für die EU-27 . . . . .	56
3.5. Problem einer zunehmenden Erzeugung aus Erneuerbaren Ener- gien . . . . .	59
3.6. Wirkungsweise von DSM-Maßnahmen zu Spitzenlastzeiten . . .	60
3.7. Beeinflussung von Lastkurven durch DSM-Maßnahmen . . . . .	62

3.8. Aufteilung des Stromverbrauchs privater Haushalte im Jahr 2004	71
3.9. Entwicklung der Anzahl zugelassener Elektrofahrzeuge . . . . .	83
3.10. Vierwöchiger Ladelastgang für eine optimistische und eine pes- simistische Entwicklung der Elektromobilität . . . . .	87
3.11. Preisbeeinflussung durch Stromspeicher . . . . .	90
4.1. Lastverlauf der vier repräsentativen Wochen im Jahr 2010 . . .	120
4.2. Last- und Residuallastverlauf am 08.02.2010 in 5-Minuten-Inter- vallen . . . . .	122
5.1. Szenarienübersicht . . . . .	123
5.2. (Residual-)Lastverläufe im Referenzszenario . . . . .	125
5.3. Stromproduktion und -nachfrage im Referenzszenario . . . . .	126
5.4. Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit im Referenzsze- nario . . . . .	128
5.5. Einsatzzeiten von DSM-Prozessen und Stromspeichern bei ge- ringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibili- täten im Jahr 2050 . . . . .	135
5.6. Speicherstand der Elektrofahrzeuge bei geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in der Sommer- woche des Jahres 2050 . . . . .	138
5.7. Residuallastverläufe für unterschiedlich hohe Umsetzungen der nachfrageseitigen Flexibilitäten bei konstanter Stromnachfrage .	152
5.8. Stromproduktion in den KONST-Szenarien . . . . .	153
5.9. Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Volllast- stunden in den KONST-Szenarien im Vergleich zum Referenz- szenario . . . . .	154
5.10. Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die CO <sub>2</sub> -Emis- sionen in den KONST-Szenarien . . . . .	156
5.11. Kosten-Nutzen-Analyse der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den KONST-Szenarien . . . . .	158
5.12. Vergleich der ungeglätteten Residuallasten für unterschiedliche Nachfrageverläufe für 24 Stunden im Jahr 2050 . . . . .	163
5.13. Residuallastverläufe für unterschiedlich hohe Umsetzungen der nachfrageseitigen Flexibilitäten bei sinkender Stromnachfrage . .	165

5.14. Stromproduktion in den EK-Szenarien . . . . .	166
5.15. Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Volllast- stunden in den EK-Szenarien im Vergleich zum Referenzszena- rio Referenz_EK . . . . .	168
5.16. Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die CO <sub>2</sub> -Emis- sionen in den EK-Szenarien . . . . .	169
5.17. Kosten-Nutzen-Analyse der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den EK-Szenarien . . . . .	170
5.18. Residuallastverläufe für unterschiedlich hohe Umsetzungen der nachfrageseitigen Flexibilitäten bei steigender Stromnachfrage .	175
5.19. Stromproduktion in den STG-Szenarien . . . . .	175
5.20. Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Volllast- stunden in den STG-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario	177
5.21. Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die CO <sub>2</sub> -Emis- sionen in den STG-Szenarien . . . . .	179
5.22. Kosten-Nutzen-Analyse der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den STG-Szenarien . . . . .	180
5.23. Vergleich der Überproduktion bei gemeinsamer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den einzelnen Szenarien für die Jahre 2010 bis 2050 . . . . .	181
5.24. Vergleich der nicht integrierbaren Arbeit bei gemeinsamer Um- setzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den einzelnen Szenarien für die Jahre 2010 bis 2050 . . . . .	183
5.25. Vergleich der Summen der variablen Kosten in den einzelnen Szenarien für die Jahre 2010 bis 2050 . . . . .	185
5.26. Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionen in den einzelnen Szenarien für die Jahre 2010 bis 2050 . . . . .	186
5.27. Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Höhe der maximalen Residuallast . . . . .	188

## Tabellenverzeichnis

2.1. Entwicklung der Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Kosten für ein Steinkohlekraftwerk . . . . .	15
2.2. Durchschnittliche Ausnutzungsdauer deutscher Kraftwerke im Jahr 2011 . . . . .	19
2.3. Anwendungsbilanz für den Energieträger Strom, differenziert nach Sektoren, im Jahr 2010 . . . . .	22
3.1. Wachstumsraten von Wirtschaftsleistung, Energie- und Stromverbrauch . . . . .	44
3.2. Einsparpotenziale im Energieverbrauch durch Energieeffizienz für die EU-27 . . . . .	55
3.3. Technisches DSM-Potenzial in privaten Haushalten in Deutschland . . . . .	72
3.4. Technisches DSM-Potenzial in der Industrie in Deutschland . . . . .	75
3.5. Technisches DSM-Potenzial im GHD-Sektor in Deutschland . . . . .	76
3.6. Rangfolge von Kundenpräferenzen beim Fahrzeugkauf . . . . .	84
3.7. Installierte Speicherleistung im Jahr 2010 . . . . .	89
3.8. Kostenvergleich für Stromspeicher . . . . .	94
4.1. Vorzuhaltender positiver Reservebedarf in den Stützjahren . . . . .	114
4.2. Angenommene Entwicklung der installierten Leistung bei Erneuerbaren Energien in Deutschland . . . . .	116
4.3. Angenommene Entwicklung der installierten konventionellen Leistung in Deutschland . . . . .	117
4.4. Angenommene Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland . . . . .	118
4.5. Angenommene Entwicklungen der (Brutto-)Stromnachfrage für die Stützjahre in Deutschland . . . . .	120
5.1. Speicherbilanz im Referenzszenario . . . . .	128

---

5.2. Kosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen im Referenzszenario . . . . .	129
5.3. Theoretisches DSM-Potenzial bei geringer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	131
5.4. Speicherpotenzial bei geringer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	132
5.5. Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit bei konstanter Stromnachfrage und geringer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	133
5.6. Speicherbilanz bei konstanter Stromnachfrage und geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	136
5.7. Verschobene und reduzierte DSM-Arbeit bei konstanter Stromnachfrage und geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	137
5.8. Stromproduktion im Referenzszenario und bei konstanter Stromnachfrage mit geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten für das Jahr 2050 . . . . .	140
5.9. Kosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen bei konstanter Stromnachfrage und geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	142
5.10. Theoretisches DSM-Potenzial bei mittlerer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	143
5.11. Speicherpotenzial bei mittlerer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	143
5.12. Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit bei konstanter Stromnachfrage und mittlerer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	144
5.13. Speicherbilanz bei konstanter Stromnachfrage und mittlerer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	145
5.14. Verschobene und reduzierte DSM-Arbeit bei konstanter Stromnachfrage und mittlerer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	145
5.15. Stromproduktion im Referenzszenario und bei konstanter Stromnachfrage mit mittlerer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten für das Jahr 2050 . . . . .	146
5.16. Kosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen bei konstanter Stromnachfrage und mittlerer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	147

---

5.17. Theoretisches DSM-Potenzial bei hoher Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	148
5.18. Speicherpotenzial bei hoher Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	148
5.19. Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit bei konstanter Stromnachfrage und hoher Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	149
5.20. Speicherbilanz bei konstanter Stromnachfrage und hoher gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	149
5.21. Verschobene und reduzierte DSM-Arbeit bei konstanter Stromnachfrage und hoher gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	150
5.22. Stromproduktion im Referenzszenario und bei konstanter Stromnachfrage mit hoher gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten für das Jahr 2050 . . . . .	151
5.23. Kosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen bei konstanter Stromnachfrage und hoher gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten . . . . .	152
5.24. Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit bei sinkender Stromnachfrage in den Szenarien IV – VI . . . . .	160
5.25. Speicherbilanz der Szenarien IV – VI im Vergleich zu Referenz_EK für das Jahr 2050 . . . . .	162
5.26. Verschobene und reduzierte DSM-Arbeit bei sinkender Stromnachfrage und gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den Szenarien IV – VI . . . . .	162
5.27. Stromproduktion Referenz_EK und bei sinkender Stromnachfrage mit geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten für das Jahr 2050 . . . . .	164
5.28. Kosten bei sinkender Stromnachfrage in den Szenarien IV – VI .	167
5.29. Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit bei steigender Stromnachfrage in den Szenarien VII – IX . . . . .	172
5.30. Speicherbilanz der Szenarien VII – IX im Vergleich zu Referenz_STG für das Jahr 2050 . . . . .	173
5.31. Verschobene und reduzierte DSM-Arbeit bei steigender Stromnachfrage und gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den Szenarien VII – IX . . . . .	173

---

5.32. Stromproduktion Referenz_STG und bei steigender Stromnachfrage mit geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten für das Jahr 2050 . . . . .	174
5.33. Kosten bei steigender Stromnachfrage in den Szenarien VII – IX	176

## Abkürzungsverzeichnis

AtG	Atomgesetz
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien
BET	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BfEE	Bundesstelle für Energieeffizienz
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
c.p.	ceteris paribus
dena	Deutsche Energie-Agentur
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
EEFA	Energy Environment Forecast Analysis
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
GAMS	General Algebraic Modeling System
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KBA	Kraftfahrtbundesamt
kV	Kilovolt



---

kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
Mtoe	Million Tonnes of Oil Equivalent
OTC	Over-the-Counter
P2G	Power-to-Gas
Pkw	Personenkraftwagen
RTP	Real-Time Pricing
SUV	Sport Utility Vehicle
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattstunde
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
V	Volt
V2G	Vehicle to Grid
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VoLL	Value of Lost Load
W	Watt
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr

## Symbolverzeichnis

$AK_{t,kw}$	Faktor für Anfahrkosten
$AMP_{dsm}$	Aktivierungshäufigkeit pos. Leistungsshift
$BK_{t,kw}$	Brennstoffkosten im Intervall $t$ je Kraftwerk
$C\_CO_2$	Obergrenze für CO <sub>2</sub> -Emissionen
$DMP_{dsm}$	maximale Dauer pos. Leistungsshift
$DSM$	DSM-Prozesse
$EM_{kw}$	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor je Kraftwerk
$KM_{t,kw}$	max. Kapazität je Kraftwerkstechnologie im Intervall $t$
$KW$	Kraftwerkspark mit verschiedenen Technologien
$K_{dsm}$	variable Kosten je DSM-Prozess
$K_{sp}$	variable Kosten je Speichertechnologie
$LF_t$	(fixe) Last im Intervall $t$
$P\_CO_2_t$	CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis im Intervall $t$
$SL_{sp}$	maximale Speicherleistung je Speichertechnologie
$SMP_{dsm}$	maximaler pos. Leistungsshift
$SM_{t,sp}$	maximale Speicherkapazität je Speichertechnologie
$SP$	Speichertechnologien
$T$	1,...,8064 5-Minuten-Intervalle
$\eta_{kw}$	Wirkungsgrad je Kraftwerk
$\eta_{sp}$	Wirkungsgrad je Speichertechnologie
$dn_{t,dsm}$	negativer DSM-Einsatz je DSM-Prozess im Intervall $t$
$dp_{t,dsm}$	positiver DSM-Einsatz je DSM-Prozess im Intervall $t$
$ke_{t,kw}$	variabler Kraftwerkseinsatz im Intervall $t$ je Kraftwerk
$kh_{t,kw}$	zwischen zwei Intervallen zugeschaltete Kapazität
$kt_{t,kw}$	zwischen zwei Intervallen abgeschaltete Kapazität
$l_t$	Last im Intervall $t$
$ld_t$	variabler Lastanteil durch DSM im Intervall $t$
$sa_{t,sp}$	Ausspeicherung je Speichertechnologie im Intervall $t$
$sb_{t,sp}$	Speicherstand je Speichertechnologie im Intervall $t$
$se_{t,sp}$	Einspeicherung je Speichertechnologie im Intervall $t$
$tk$	Zielvariable; Summe der im Modell anfallenden Kosten

---

$vk^{an}$	Summe der Anfahrkosten der Kraftwerke
$vk^d$	Summe der DSM-Kosten
$vk^g$	Summe der variablen Kosten der Stromproduktion
$vk^{sp}$	Summe der Speicherkosten

# 1. Einleitung

*„We are like the classical blind men feeling different parts of an elephant. We have a lot of information but still are not certain what the overall elephant looks like. However, we do know that it is big.“*

Schweppe et al. (2000), S. 15.

Mit dem im Oktober 2010 verabschiedeten Energiekonzept hat die Bundesregierung ihre energiepolitischen Ziele bis zum Jahr 2050 vorgestellt und ihre Strategie zum Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Stromnetze und zur Energieeffizienz festgelegt. Ziel des Energiekonzepts ist eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Nach dem schwersten Erdbeben der Geschichte Japans im März 2011 kam es im Atomkraftwerk von Fukushima zu einem sog. Super-GAU, in dessen Folge die Bundesregierung sich dazu entschied, die Rolle der Kernenergie neu zu bewerten. Mit der Energiewende 2011 wurde beschlossen, die sieben ältesten Kernkraftwerke sowie das Kernkraftwerk Krümmel dauerhaft stillzulegen und bis zum Jahr 2022 vollständig auf die Stromerzeugung aus Kernkraft zu verzichten. Die ursprünglich der Kernkraft zugewiesene Brückenfunktion über Jahrzehnte wurde mit der Energiewende 2011 somit hinfällig und auf das Enddatum 2022 gesetzt.

Um auch ohne Kernenergie an dem Ziel festhalten zu können, den Ausstoß von Treibhausgasen bis 2020 um 40 % und bis 2050 um mindestens 80 % im Vergleich zum Jahr 1990 zu senken, bedarf es eines forcierten Ausbaus klimafreundlicher Stromerzeugungstechnologien. So soll der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Deckung des Bruttostromverbrauchs bis 2020 auf 35 % und bis 2050 auf 80 % steigen.

Mit der im Zeitverlauf zunehmenden fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien kommt es jedoch zu neuen Herausforderungen im deutschen und europäischen Stromversorgungssystem. Wind- und Sonnenenergie sind dargebotsabhängig und können nicht immer gleich viel Leistung liefern. Vielmehr kommt es zu einer stark volatilen Residuallast sowie zu Situationen, in denen die Stromerzeugung aus fluktuierender Einspeisung die jeweils vor-

liegende Last übersteigen kann. Neben der Dargebotsabhängigkeit stellt das regionale Auseinanderfallen von Produktion und Nachfrage ein Problem der zunehmenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien dar. Um den im Norden produzierten Strom aus Offshore-Windkraftanlagen zu den Verbrauchszentren im Süden zu transportieren, bedarf es eines umfangreichen Ausbaus der Stromnetze auf Übertragungs-, Verteilnetz- und Grenzkuppelenebene.

Um in Zeiten einer negativen oder stark volatilen Residuallast die Systemstabilität und Versorgungssicherheit wahren zu können, bedarf es einer erhöhten Flexibilität auf der Angebots- und Nachfrageseite. Als Flexibilitäten kommen dispositive Kraftwerke, Stromspeicher, Demand Side Management (DSM) sowie Im- und Exporte in Frage. Bei den konventionellen Kraftwerken eignen sich insbesondere moderne, hocheffiziente Gas- und Kohlekraftwerke für einen Ausgleich der Schwankungen von fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Neben der flexibleren Leistungsabgabe der konventionellen Kraftwerke werden Stromspeicher benötigt, die in Zeiten einer Überproduktion den Strom einspeichern können und bei Bedarf wieder in das Netz einspeisen. Zusätzlich können Im- und Exporte genutzt werden, um den jederzeitigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu realisieren. Ein Austausch mit dem Ausland erfordert jedoch ausreichend dimensionierte Grenzkuppelstellen sowie entsprechende Angebots- und Nachfragesituationen, die eine Abgabe oder Aufnahme von Strom im Ausland ermöglichen.

Auf der Nachfrageseite kann DSM dazu genutzt werden, große Leistungen fluktuierender regenerativer Erzeugung in das Stromsystem zu integrieren. Mittels Lastverschiebungen und -reduktionen kann in einem gewissen Umfang die Stromnachfrage an die fluktuierende Erzeugung angepasst werden und so der Ausgleich von Angebot und Nachfrage sichergestellt werden.

Insgesamt müssen die genannten Flexibilitäten eine möglichst vollständige Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem sicherstellen, um die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung erreichen zu können. Dazu bedarf es einer zunehmend bedarfsgerechten Erzeugung der Erneuerbaren Energien, welche mit Stromspeichern und DSM gewährleistet werden kann.

Die modelltheoretische Untersuchung von energiewirtschaftlichen Problemen hat eine lange Tradition und lässt sich in zahlreichen Veröffentlichungen wiederfinden. Die hohe Kapitalintensität der getätigten Investitionen, die hohe Komplexität der Zusammenhänge in der Energiewirtschaft sowie die Verzahnung der Energiewirtschaft mit anderen Märkten und Sektoren verlangen nach

Simulationsrechnungen zur Entscheidungsunterstützung und zur besseren Abschätzung von zu erwartenden Ergebnissen.

Ein Großteil der relevanten Literatur und Modellierungsarbeit behandelt die Entwicklung der Angebotsseite im Strommarkt unter der Annahme einer preisunelastischen Stromnachfrage. Dies ist insbesondere dem jeweiligen Modellzweck geschuldet. Mit grober zeitlicher Auflösung können so Aussagen über die zukünftige Entwicklung und Zusammensetzung eines Kraftwerksparks gemacht werden.

Das Hauptziel dieser Arbeit besteht darin, die Annahme einer unelastischen Stromnachfrage aufzuheben. In einem computergestützten Simulationsmodell werden mögliche nachfrageseitige Entwicklungen für den zukünftigen deutschen Strommarkt umgesetzt und in einer unterständlichen Modellierung untersucht, welche Potenziale sich durch die nachfrageseitigen Entwicklungen in Bezug auf die Integration einer steigenden fluktuierenden Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ergeben. Veränderungen auf der Nachfrageseite ergeben sich dabei insbesondere durch eine unterschiedlich starke Umsetzung von Effizienzsteigerungen, DSM, Elektromobilität sowie Stromspeichern.

Die Arbeit gliedert sich wie folgt:

In Kapitel 2 werden die einzelnen Akteure sowie die Wertschöpfungskette des Strommarktes dargestellt. Darauf aufbauend wird in Kapitel 3 die Nachfrageseite des Strommarktes ausführlich untersucht. Nach einer Darstellung der Entwicklung der Stromnachfrage und dessen Einflussfaktoren werden die nachfrageseitigen Potenziale für den zukünftigen Strommarkt analysiert. Dazu zählen insbesondere Energieeffizienz, DSM, Elektromobilität und Stromspeicher. Für die Untersuchung der Auswirkungen und Potenziale der nachfrageseitigen Flexibilitäten wird in Kapitel 4 schrittweise ein numerisches Simulationsmodell entwickelt. Mit Hilfe des Modells werden in Kapitel 5 in einer Szenarioanalyse die Wirkungen verschiedener Annahmen bzgl. der Umsetzung der einzelnen Flexibilitäten untersucht. Kapitel 6 zieht ein Fazit.

## 2. Grundlagen zum deutschen Strommarkt

### 2.1. Energiepolitische Rahmenbedingungen

Die Bedeutung von Strom für das Leben der Menschen hat seit der Entdeckung im frühen 19. Jahrhundert bis heute ständig zugenommen. Trotz der besonderen physikalischen Eigenschaften ist der elektrische Strom seit seiner Entdeckung zur wichtigsten Sekundärenergie gereift. In der heutigen hoch technisierten und industrialisierten Welt ist Strom ein wichtiges Gut, welches für das tägliche Leben auf der Erde unentbehrlich geworden ist. Kurzfristig ist Strom heute nicht substituierbar. Für Haushalte und Unternehmen ist es wichtig, dass ihre Nachfrage nach Strom zu jedem Zeitpunkt befriedigt werden kann.<sup>1</sup>

Strom ist eine universell einsetzbare Form der Energie, welche in der heutigen Zeit von den Endverbrauchern relativ einfach genutzt werden kann. Der Anwendungsbereich ist vielfältig, unterscheidet sich stark nach den jeweiligen Sektoren und reicht vom Einsatz für Wärmezwecke über den Einsatz für Haushaltsgeräte bzw. EDV-Einrichtungen bis hin zu komplexen Anwendungen wie dem Antrieb von Maschinen. Der nachgefragte Strom wird auch als Last bezeichnet und kann in Watt (W) bzw. Kilowatt (kW) gemessen werden. Wird die Leistung über einen bestimmten Zeitraum in Anspruch genommen, so handelt es sich um elektrische Arbeit, welche in Kilowattstunde (kWh) gemessen werden kann.

Physikalisch steht die Bezeichnung „elektrischer Strom“ für die gerichtete Bewegung von Ladungsträgern (Elektronen, Ionen) durch einen definierten Bereich eines bestimmten Körpers.<sup>2</sup> Volkswirtschaftlich von Bedeutung ist neben dem Nutzen aus elektrischer Energie insbesondere der Schaden, welcher bei

<sup>1</sup> Vgl. Bellarmine (2000), S. 139.

<sup>2</sup> Die Bezeichnung „Elektrizität“ kommt aus dem Griechischen: bereits Thales von Milet (600 v. Chr.) experimentierte mit Bernstein und fand heraus, dass ein geriebener (elektrierter) Bernstein leichte Körper anziehen kann. Fast 2500 Jahre später wählte William Gilbert für die Kraft des Bernsteins die Bezeichnung *vis electrica*, „elektrische Kraft“, abgeleitet aus dem griechischem Wort *Elektron* für „Bernstein“.

der Produktion von elektrischer Energie entsteht. Der Nutzen ergibt sich nicht durch einen Verbrauch der elektrischen Energie, sondern durch die Umwandlung der elektrischen Energie in andere Energieformen.<sup>3</sup> Als Schaden können z.B. die Emission von CO<sub>2</sub> und eine Abgabe von Wärme an die Umgebung angesehen werden, die bei der Stromproduktion anfallen können.

Auch heute, über 130 Jahre nach der Einführung der Glühlampe durch Edison, steht die Stromversorgung vor ähnlichen Problemen wie zur damaligen Zeit.<sup>4</sup> Mit dem Energiekonzept möchte die Bundesregierung mit verschiedenen Maßnahmen dafür sorgen, dass die in Deutschland bestehenden erheblichen Potenziale zur Energie- und Stromeinsparung im Rahmen der wirtschaftlichen und technischen Möglichkeiten stärker genutzt werden. Auch im Bereich der Mobilität sind in Zukunft zunehmende Aktivitäten zu erwarten. Die Einführung von Elektrofahrzeugen sorgt für zusätzliche Nachfrage, welche durch die Angebotsseite befriedigt werden muss. Auch die schwankende Auslastung der Kraftwerke sowie die Notwendigkeit der Zwischenspeicherung von Strom gehörten damals wie heute zu den Kernproblemen der Energiewirtschaft, welche es auch in Zukunft zu lösen gilt.

Die Entwicklung des deutschen Strommarktes war seit jeher von umfassenden staatlichen Eingriffen geprägt. Die Liberalisierung des deutschen Elektrizitätsmarktes begann mit der Novellierung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahre 1998. Bis zu diesem Zeitpunkt wurde der deutsche Markt für Elektrizität von integrierten Gebietsmonopolisten bestimmt, welche alle stromwirtschaftlichen Systemfunktionen in einem Unternehmen erfüllten.<sup>5</sup> Durch das Nebeneinander von mehreren Gebietsmonopolisten konnte sich kein gesamtwirtschaftlich optimaler Kraftwerkseinsatz einstellen, da jeder Gebietsmonopolist sich nur für sein eigenes abgegrenztes (Teil-)Gebiet optimal verhalten hat und kein kostenminimaler Kraftwerkseinsatz für das gesamte Gebiet stattgefunden hat. Die einzelnen vertikal integrierten Versorgungsunternehmen hatten insgesamt ein rechtlich zugesichertes Versorgungsgebiet und waren somit vor einem Wettbewerb mit anderen Stromanbietern vollkommen geschützt.<sup>6</sup>

Hohe Skalenerträge in der Stromerzeugung und beim Betrieb des Netzes haben in der Vergangenheit dazu geführt, dass die gesamte Elektrizitätsversorgung

---

<sup>3</sup> Die Summe der verschiedenen Energien bleibt stets konstant. Energie ist somit eine Erhaltungsgröße: sie kann nicht erzeugt, sondern nur gewandelt werden.

<sup>4</sup> Vgl. Chao (2010), S. 7. Für eine detaillierte Darstellung der Entwicklung des Gutes Strom, vgl. z.B. Fischer (1992), Kühl (1996) und Wolter und Reuter (2005).

<sup>5</sup> Vgl. Schiffer (2010), S. 236.

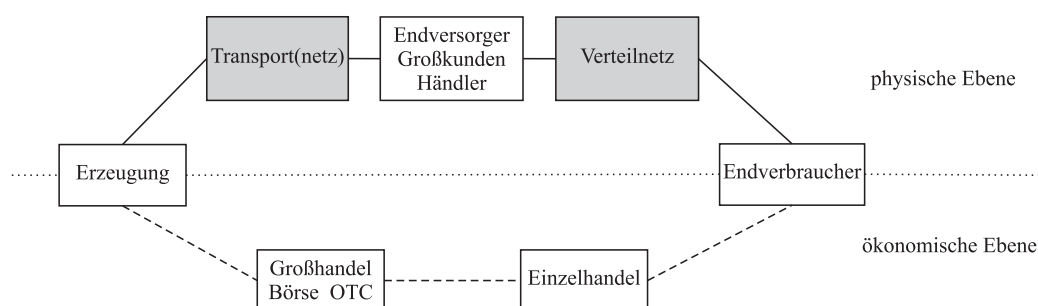
<sup>6</sup> Vgl. Dannischewski (2003), S. 37.



als natürliches Monopol betrachtet wurde.<sup>7</sup> Technische Gründe für ein solches Verhalten können in der Gleichzeitigkeit von Einspeisung und Entnahme des Stroms, der schlechten Substituierbarkeit, der Leitungsgebundenheit und der fehlenden Speicherbarkeit gesehen werden. Betriebswirtschaftliche Gründe resultieren aus der hohen Kapitalintensität von Kraftwerks- und Netzinvestitionen.<sup>8</sup>

Ein natürliches Monopol liegt vor, wenn ein einzelnes Unternehmen die Nachfrage in einem bestimmten Bereich zu geringeren Kosten bedienen kann als eine Kombination von mehreren in Wettbewerb stehender Unternehmen.<sup>9</sup> Ökonomisch kann von subadditiven Kostenstrukturen gesprochen werden, d.h. die Produktion von Teilmengen ist kostenintensiver als die Produktion der Gesamtmenge. Typischerweise kann bei leitungsgebundenen Industrien ein natürliches Monopol identifiziert werden, wenn zur Leistungserbringung auch ein Leitungsnetz erforderlich ist, wie es auch bei der Verteilung von elektrischem Strom über Transport- und Verteilungsnetze der Fall ist.

Mit der Verabschiedung der EU-Binnenmarktrichtlinie 96/92/EG für Elektrizität wurde die Liberalisierung sowie die Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Elektrizität angestoßen. Ziel war eine schrittweise Öffnung der Märkte in den europäischen Mitgliedsstaaten sowie eine Erhöhung des Wettbewerbs auf den Strommärkten. Die Umsetzung der Richtlinie in deutsches Recht erfolgte mit dem EnWG von 1998.<sup>10</sup> Im Kern verfolgt die Liberalisierung eine differenzierte bzw. desintegrierte Betrachtung der Wertschöpfungskette auf dem Strommarkt.



**Abbildung 2.1.:** Wertschöpfungskette für Strom. Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 2.1 zeigt die Wertschöpfungskette für Strom, welche in eine physische und eine ökonomische Ebene unterteilt werden kann. Die physische Ebene

<sup>7</sup> Vgl. Hunt (2002), S. 24f und Bartsch et al. (2008), S. 2.

<sup>8</sup> Vgl. Dinand und Reuter (2006), S. 3.

<sup>9</sup> Vgl. Schumann et al. (2011), S. 38.

<sup>10</sup> Vgl. Schiffer (2010), S. 236.

stellt die rein technische Wertschöpfung dar, die ökonomische Ebene beschreibt den Handel mit Strom.<sup>11</sup>

Bei der Erzeugung von Strom ist grundsätzlich ein Wettbewerb möglich. Zur Befriedigung der Stromnachfrage in einem begrenzten Gebiet sind typischerweise mehrere Kraftwerke nötig. Zwar existieren beim Kraftwerksbau hohe Skalenerträge und mit zunehmendem Kraftwerkeinsatz auch sinkende Durchschnittskosten, jedoch sorgt die notwendige Verfügbarkeit von mehreren Kraftwerkstechnologien dafür, dass kein natürliches Monopol vorliegt.

Im Vertrieb von Strom liegt ebenfalls kein natürliches Monopol vor, sodass auch hier grundsätzlich Wettbewerb möglich ist. Durch Wettbewerb im Vertrieb können die Kunden ihren Versorger frei wählen und so aus einer differenzierten Produktpalette aus verschiedenen Erzeugungsquellen wählen.<sup>12</sup>

Anders verhält es sich bei den Stromnetzen. Die in Abbildung 2.1 grau markierten Stufen der Wertschöpfungskette stehen zum einen für den Transport des erzeugten Stroms über das Hochspannungsnetz sowie zum anderen für die Verteilung des Stroms zum Endverbraucher über das Verteilnetz. Auf Netzebene ist ein Wettbewerb und damit ein Nebeneinander mehrerer konkurrierender Netze nicht sinnvoll, da der Netzaufbau mit hohen *sunk costs* verbunden ist und gegen einen parallelen Netzaufbau und -betrieb auch ökologische Bedenken bestehen. Die Netze werden somit auch nach der Liberalisierung als natürliches Monopol betrachtet.<sup>13</sup>

Die in Abbildung 2.1 dargestellte ökonomische Ebene der Wertschöpfungskette beschreibt die Handelsbeziehungen zwischen den einzelnen Teilnehmern auf einem liberalisierten Strommarkt. Auf dem Großhandelsmarkt treffen die Erzeuger von Strom auf die Großverbraucher und Weiterverteiler. Diese Weiterverteiler treffen auf dem Einzelhandelsmarkt schließlich auf die Endkunden. Die Preisbildung auf einem liberalisierten Strommarkt erfolgt durch einen wettbewerblichen Prozess. Die Nicht-Speicherbarkeit von Strom in relevanten Mengen sorgt dafür, dass Angebot und Nachfrage nach Strom zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen müssen. Durch die Interaktion der Anbieter und Nachfrager auf

---

<sup>11</sup> Vgl. Dieckmann (2008), S. 5.

<sup>12</sup> Vgl. Schiffer (2010), S. 241.

<sup>13</sup> Vgl. Monopolkommission (2011), S. 62 sowie Dieckmann (2008), S. 30f. Eine detaillierte Darstellung zum Unbundling im deutschen Energierecht sowie zur Regulierung des deutschen Elektrizitätsmarktes findet sich z.B. bei Dannischewski (2003), Brunekreft (2003) und Bartsch et al. (2008).

den durch die Liberalisierung geschaffenen Handelsplätzen für Strom ergeben sich marktorientierte Preise.<sup>14</sup>

Das heutige deutsche Stromversorgungssystem wird durch Richtungsvorgaben der Bundesregierung, der Europäischen Kommission sowie durch internationale Vereinbarungen beeinflusst. Das Kyoto-Protokoll als global wirkendes Abkommen hat maßgeblichen Einfluss auf die europäische Energiepolitik und somit auch auf die Energiemärkte in Deutschland. Die Energiewirtschaft als ein wesentlicher Emittent von Treibhausgasen muss ihren Beitrag leisten, damit Deutschland seine vertraglich zugesicherten Reduktionsziele realisieren kann. Die Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005 auf europäischer Ebene dient der Unterstützung bei der kostenoptimalen Reduktion der Treibhausgase.<sup>15</sup> Im April 2009 wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen für die dritte Handelsphase (2013 – 2020) des Emissionshandels fixiert. Ein wesentlicher Unterschied zu den vorangegangenen Handelsphasen ist die zentrale Vorgabe einer EU-weiten Gesamtobergrenze für CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie die zentrale Vergabe von Emissionszertifikaten durch die Europäische Kommission.

Mit der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen wurde ein verbindlicher Anteil von 20 % Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für die Anwendungsgebiete Strom, Wärme und Mobilität bis zum Jahr 2020 festgelegt. Zur besseren Erreichung dieses und weiterer Ziele hat die EU-Kommission im November 2010 die Energiestrategie 2020 vorgelegt. Schwerpunkte sind u.a. die Steigerung der Energieeffizienz, die Durchsetzung eines EU-Energiebinnenmarktes sowie die Weiterentwicklung und Erforschung von Energietechnologien.<sup>16</sup>

Weiteren Einfluss von europäischer Ebene ergibt sich durch die *EU Energy Roadmap 2050*, welche im Dezember 2011 von der Europäischen Kommission veröffentlicht wurde. Als Ziel wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 50 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 ausgegeben. Bereits im März 2011 hatte die Europäische Kommission mit ihrer *2050 Low Carbon Economy Roadmap* die EU-Klimaschutzziele für die nächsten 40 Jahre ausgegeben. Für die einzelnen Sektoren ergeben sich sehr unterschiedliche Reduktionsziele für Treibhausgase. Insbesondere für die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Elektrizitätssektors wurden mit einem Reduktionsziel von -93 % bis -99 % besonders hohe Reduktionsvorgaben ausgegeben.<sup>17</sup>

<sup>14</sup> Vgl. Monopolkommission (2011), S. 60.

<sup>15</sup> Vgl. Schiffer (2010), S. 502ff.

<sup>16</sup> Vgl. Schiffer (2010), S. 521f.

<sup>17</sup> Vgl. Boßmann et al. (2012), S. 2.

Auf nationaler Ebene haben neben dem oben bereits genannten EnWG die Ablösung des Stromeinspeisungsgesetzes durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2000 sowie die Novellen in den Jahren 2004, 2009 und 2012 wesentlichen Einfluss auf die deutsche Energiepolitik genommen. Mit dem EEG wird das Ziel verfolgt, „im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern“.<sup>18</sup> Konkret regelt es unter anderem den Vorrang und die bevorzugte Einspeisung von Erneuerbaren Energien sowie deren Vergütung.

Das im Oktober 2010 beschlossene Energiekonzept der Bundesregierung hat einen wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung der deutschen Stromversorgung.<sup>19</sup> Mit der Novellierung des Atomgesetzes (AtG) wurde im August 2011 der Atomausstieg rechtlich fixiert und die Energiewende 2011 beschlossen.

## 2.2. Teilnehmer auf dem liberalisierten deutschen Strommarkt

Die Wertschöpfungskette in Abbildung 2.1 hat die einzelnen Teilnehmer auf dem deutschen Strommarkt bereits benannt. Im Folgenden werden die einzelnen Teilnehmer und ihre wesentlichen Eigenschaften dargestellt.

### 2.2.1. Erzeugung

#### 2.2.1.1. Erzeugungstechnologien

Elektrischer Strom wird in Kraftwerken produziert. Das Grundprinzip der Stromerzeugung entspricht bei den meisten Erzeugungstechnologien auch heute noch dem dynamoelektrischen Prinzip. Da eine Speicherung von Strom in relevanten Mengen heute noch nicht möglich ist, muss der installierte Kraftwerkspark in Deutschland und seinen Nachbarländern so dimensioniert sein, dass die Nachfrage nach Strom zu jedem beliebigen Zeitpunkt durch eine zeit-

---

<sup>18</sup> Vgl. §I Abs. 1 EEG.

<sup>19</sup> Für eine genaue Darstellung der Inhalte des Energiekonzepts, vgl. Abschnitt 2.4.

gleich stattfindende Stromproduktion durch den Kraftwerkspark gedeckt werden kann.

Als Erzeugungstechnologien können thermische Kraftwerke (Wärme- und Wasserkraftwerke), Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen unterschieden werden. Je nach Technologie erfolgt die Umwandlung eines primären Energieträgers (Kohle, Öl, Gas, Uran, Wind, Sonne, Wasser, Erdwärme, Biomasse) in elektrischen Strom auf verschiedene Art und Weise.<sup>20</sup> Wärme- und Wasserkraftwerke decken heute mit Abstand den größten Teil der Stromerzeugung ab. Durch die Verbrennung eines Brennstoffs (Primärenergieträger) wird dessen chemische Energie freigesetzt und in thermische Energie umgewandelt. Die thermische Energie wird dazu genutzt, einen Wärmeträger (z.B. Wasser, Dampf) zu erhitzen und über diesen eine Dampfturbine anzutreiben (mechanische Energie), welche wiederum einen Generator zur Stromerzeugung (elektrische Energie) antreibt. Bei Wasserkraftwerken wird die mechanische Energie des Primärenergieträgers genutzt, um über eine Wasserturbine den Generator anzutreiben. Bei Windkraftwerken wird der Generator direkt durch die mechanische Energie des Windes angetrieben. In Photovoltaikanlagen wird die Strahlungsenergie des Sonnenlichtes direkt in elektrische Energie umgewandelt.

Die konventionellen Erzeugungstechnologien (Braunkohle, Steinkohle, Gas, Öl, Uran) werden zunehmend durch eine regenerative Stromerzeugung ergänzt bzw. ersetzt. Als regenerative Energieträger werden solche Energiequellen bezeichnet, welche sich kurzfristig von selbst erneuern bzw. deren Nutzung nach menschlichen Maßstäben nicht zu einer Erschöpfung führt. Die für die Stromerzeugung relevanten regenerativen Energieträger sind Sonnenstrahlung, Wasserkraft, Windkraft, Erdwärme und Biomasse. Ein entscheidendes Merkmal dieser Energieträger ist die CO<sub>2</sub>-freie bzw. -neutrale Stromerzeugung.

Die sog. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beschreibt die gleichzeitige Gewinnung von mechanischer Energie, die in Strom umgewandelt wird, und nutzbarer Wärme für Heizzwecke oder für Produktionsprozesse.<sup>21</sup> So ergibt sich insgesamt ein geringerer Bedarf an Brennstoff. Gleichzeitig können die Anlagen besser ausgelastet werden.<sup>22</sup> In Abgrenzung zum (elektrischen) Wirkungsgrad,

---

<sup>20</sup> Für eine detaillierte Darstellung der regionalen Bedeutung der einzelnen Erzeugungstechnologien sowie deren technische Umsetzung, vgl. Voß (2010), S. 35ff.

<sup>21</sup> KWK-Anlagen können in strom- und wärmegeführte KWK-Anlagen unterschieden werden. Die stromgeführten Anlagen optimieren den Stromertrag, die wärmegeführten Anlagen optimieren den Wärmeertrag. Wärmegeführte KWK-Anlagen speisen im Sinne einer Must-run-Erzeugung Strom in das Stromnetz ein. Stromgeführte KWK-Anlagen können hingegen flexibel zur Lastdeckung eingesetzt werden (vgl. Abbildung 2.11).

<sup>22</sup> Vgl. Erdmann und Zweifel (2008), S. 318.

der nur die Stromproduktion berücksichtigt, ergeben sich bei KWK-Anlagen Nutzungsgrade von über 80 %.<sup>23</sup>

Grundlastkraftwerke werden, wenn möglich, rund um die Uhr unter Volllast betrieben. Aufgrund von geringen variablen Erzeugungskosten haben sie eine hohe Einsatzpriorität und stehen links in der Merit-Order. Die Ausnutzungsdauer ist dementsprechend hoch. Die Steuerbarkeit dieser Kraftwerke ist nur gering. Zur Grundleistung zählen typischerweise Laufwasser-, Braunkohle- und Kernkraftwerke sowie, bedingt durch eine vorrangige Einspeisung, Biomasse und Geothermie.

Mittellastkraftwerke sind diejenigen Kraftwerke eines Kraftwerksparks, welche für einen Betrieb mit häufig wechselnder Leistung und für tägliches An- und Abfahren ausgelegt sind. Sie variieren ihre Leistung entsprechend dem vorhersehbaren Strombedarf nach einem vorher festgelegten Tagesfahrplan. Die Steuerbarkeit dieser Kraftwerke ist über einen bestimmten Leistungsbereich gegeben, allerdings mit einer gewissen Trägheit. Die Kostenstruktur dieser Kraftwerke verhindert bei einer kostenminimalen Erzeugung einen Einsatz als Grundlastkraftwerk, sodass Mittellastkraftwerke nur eine nachgeordnete Einsatzpriorität haben. Typische Mittellastkraftwerke sind vor allem Steinkohle-, Gas- und Speicherwasserkraftwerke. Biomasse- und Biogaskraftwerke können ebenfalls hinzugezählt werden.

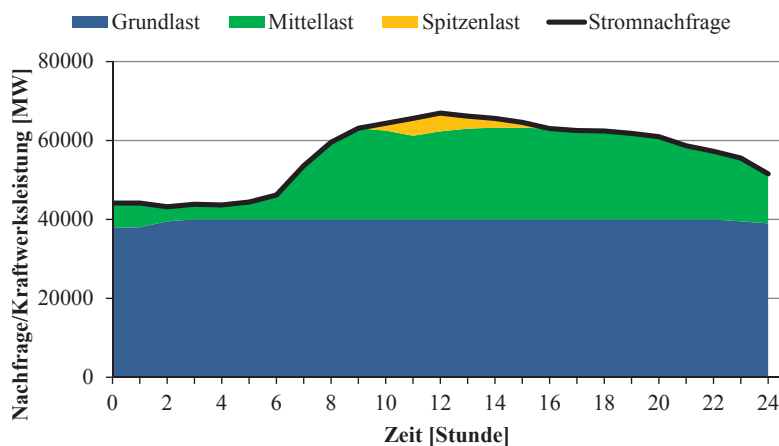
Zur Deckung von Bedarfsspitzen werden Spitzenlastkraftwerke eingesetzt. Spitzenlastkraftwerke müssen spezielle technische Eigenschaften erfüllen, um Verbrauchsspitzen, starke Lastanstiege oder ungeplante Schwankungen im Stromverbrauch ausregeln zu können. Sie müssen den Leistungsänderungen im Netz sehr schnell folgen können. Nur Kraftwerke, welche mehrmaliges Anfahren am Tag, kurze Anfahrzeiten und hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten zulassen, können als Spitzenlastkraftwerk eingesetzt werden. Die Kraftwerke, welche diese Fähigkeiten besitzen, haben typischerweise hohe variable Erzeugungskosten und werden nur dann eingesetzt, wenn diese Eigenschaften auch tatsächlich gefragt sind. Die Ausnutzungsdauer ist deshalb gering. Als Spitzenlastkraftwerk werden Pumpspeicherkraftwerke, Gasturbinen und Öl- und Gaskraftwerke eingesetzt. Biogaskraftwerke erfüllen ebenfalls die Eigenschaften.

Die fluktuierende Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen sorgt dafür, dass diese Anlagen keiner Kategorie zugeordnet werden können, da ih-

---

<sup>23</sup> Der Nutzungsgrad beschreibt das Verhältnis der gesamten genutzten Energieabgabe (Summe von Strom- und Wärmeabgabe) zum Energieeinsatz.

re Erzeugung von der Witterung sowie den Jahres- und Tageszeiten abhängig ist. Die rechtlichen Rahmenbedingungen sorgen jedoch dafür, dass Strom aus Erneuerbaren Energien vorrangig eingespeist werden muss und somit bei dargebotsabhängiger Verfügbarkeit bereits einen Teil der Grundlast deckt. Eine schwankende Stromerzeugung dieser Kraftwerke kann mit Mittel- und Spitzenlastkraftwerken ausgeglichen werden.



**Abbildung 2.2.:** Einteilung der Kraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage. Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 2.2 verdeutlicht die Kraftwerkseinteilung in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Die Stromnachfrage entspricht beispielhaft dem Verbrauch am 12. Juli 2010.<sup>24</sup> Die Grundlastkraftwerke laufen in diesem Beispiel nahezu unter Vollast. Die erhöhte Stromnachfrage in den Stunden 6 bis 24 wird durch das An- und Abfahren von Mittellastkraftwerken befriedigt. Die Nachfragespitzen in den Stunden 10 bis 14 werden durch das Anfahren von Spitzenlastkraftwerken abgedeckt.

Für eine Kostenoptimierung sind bei der Investitionsplanung für Kraftwerke die fixen und die variablen Kosten zu berücksichtigen. Es können nur solche Kraftwerkstypen wirtschaftlich effizient sein, bei denen die Investitionskosten in einem umgekehrten Verhältnis zu den jeweiligen variablen Brennstoffkosten stehen.<sup>25</sup> Grundlastkraftwerke haben typischerweise hohe fixe Investitionskosten und niedrige Brennstoffkosten. Aufgrund der hohen Ausnutzungsdauern kann so eine Vollkostendeckung erreicht werden. Genau anders verhält es sich bei Spitzenlastkraftwerken: hier sind die fixen Investitionskosten gering und die Brennstoffkosten hoch. In den wenigen Betriebsstunden des Spitzenlastkraftwerks müssen die Vollkosten gedeckt werden.<sup>26</sup>

<sup>24</sup> Zur näheren Betrachtung der Stromnachfrage, vgl. Abschnitt 2.2.3 bzw. Kapitel 3.1.

<sup>25</sup> Vgl. Ströbele et al. (2012), S. 245.

<sup>26</sup> Vgl. Dieckmann (2008), S. 7 sowie Voß (2010), S. 100.

Die Fixkosten eines Kraftwerks fallen unabhängig vom Einsatz des Kraftwerks an und setzen sich aus den Kosten für die Anschaffung der Anlage sowie den Kosten für Abbruch und Entsorgung der Anlage zusammen.<sup>27</sup> Hinzu kommen die sog. abbaubaren Fixkosten wie z.B. Personalkosten und Kosten für turnusmäßige technische Prüfungen.

Die variablen Kosten der Stromerzeugung hängen vom Kraftwerkseinsatz zur Stromerzeugung ab und stellen somit verbrauchsgebundene Kosten dar. Im Wesentlichen beinhalten die variablen Kosten die Brennstoffkosten sowie die CO<sub>2</sub>-Kosten. Ebenfalls hierunter fallen die Kosten für Betriebsmittel und Kosten für Kühlwasser, welche jedoch vernachlässigbar sind. Die Abhängigkeit der Brennstoffkosten von den jeweiligen Preisen für Primärenergieträger sorgt dafür, dass je nach im Kraftwerk eingesetztem Primärenergieträger die variablen Erzeugungskosten unterschiedlich hoch sind. Weiteren Einfluss auf die variablen Kosten hat der Wirkungsgrad eines Kraftwerks. Der Wirkungsgrad gibt an, in welchem Verhältnis der jeweils eingesetzte Primärenergieträger als Nutzenergie verfügbar gemacht werden kann. Je höher der Wirkungsgrad eines Kraftwerks ist, desto weniger Brennstoff muss pro zu erzeugender Strom-einheit eingesetzt werden und dementsprechend geringer sind die variablen Erzeugungskosten pro Stromeinheit.<sup>28</sup>

In der kurzen Frist muss ein installierter Kraftwerkspark als gegeben angenommen werden, welcher nicht verändert werden kann. Das kurzfristige Angebot und somit ein eventueller Einsatz der einzelnen Kraftwerke erfolgt unabhängig von investierten Kapitalkosten oder anderen Fixkosten.<sup>29</sup> Die Fixkosten fallen unabhängig davon an, ob ein Kraftwerk eingesetzt wird oder nicht und sind somit in der kurzfristigen Angebotsplanung nicht entscheidungsrelevant.<sup>30</sup> In einem wettbewerblichen Markt ist es für die Anbieter sinnvoll, Strom in Höhe der variablen Erzeugungskosten anzubieten.<sup>31</sup>

Gesamtwirtschaftlich wird die Nachfrage optimal befriedigt, wenn in jeder Lastsituation die kostengünstigsten Kraftwerke zum Einsatz kommen: bei Angeboten zu Grenzkosten sollten die Kraftwerke also in aufsteigender Reihenfolge ihrer Grenzkosten eingesetzt werden.<sup>32</sup> Eine solche Reihenfolge der Kraft-

<sup>27</sup> Für eine detaillierte Darstellung der einzelnen Kostenarten und -bestandteile, vgl. Hofer (2002), S. 258ff sowie Pruscek (2002), S. 211ff.

<sup>28</sup> Vgl. Erdmann und Zweifel (2008), S. 303.

<sup>29</sup> Vgl. Voß (2010), S. 101.

<sup>30</sup> Vgl. Schiffer (2010), S. 256. Bei einer Entscheidung über den Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten werden demgegenüber die finanzmathematischen Durchschnittskosten berücksichtigt, welche aus fixen und variablen Kosten bestehen.

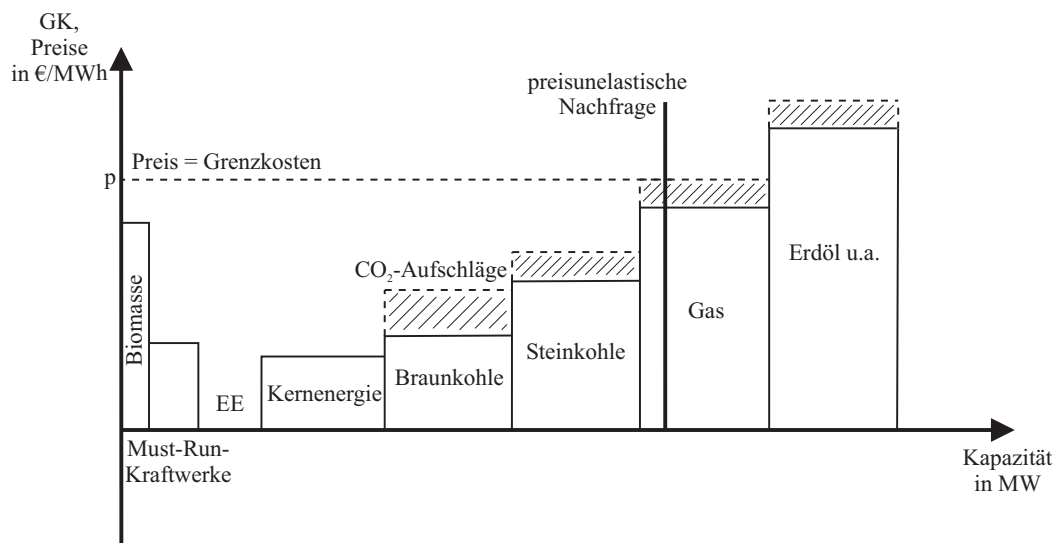
<sup>31</sup> Vgl. Stoff (2002), S. 67 und Andor et al. (2010), S. 93 sowie Kapitel 2.3.

<sup>32</sup> Vgl. Voß (2010), S. 97.



werke kann mit Hilfe einer Merit-Order dargestellt werden. Die entstehende Merit-Order dient somit als kurzfristige Angebotsfunktion.<sup>33</sup>

Abbildung 2.3 zeigt beispielhaft die Merit-Order des deutschen Kraftwerks-parks. Es wird unterstellt, dass sich alle Kraftwerke im Wettbewerb zueinander befinden. Die einzelnen Kraftwerke unterbieten sich so weit wie möglich in ihren Produktionskosten, um zur Deckung der preisunelastischen Nachfrage zum Einsatz zu kommen.<sup>34</sup> Die Untergrenze der Produktionskosten der einzelnen Kraftwerke besteht aus der Summe der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten.



**Abbildung 2.3.:** Merit-Order der Stromwirtschaft. Quelle: eigene Darstellung.

In der Merit-Order werden die Kraftwerke nach ihren kurzfristigen Grenzkosten aufsteigend sortiert. Das letzte noch zur Deckung der Stromnachfrage notwendige Kraftwerk (Grenzkraftwerk) bestimmt den Marktpreis, welcher für alle Kraftwerke gilt, die zum Einsatz kommen.<sup>35</sup> Günstige Kraftwerke können somit Deckungsbeiträge erwirtschaften und so ihre Fixkosten decken.

Zu den Must-Run-Kapazitäten zählen diejenigen Kraftwerke, welche aufgrund von hohen An- und Abfahrkosten am Netz bleiben sollen.<sup>36</sup> Auch diejenigen Kraftwerke, die bei der Stromproduktion keine kurzfristigen Grenzkosten aufweisen, gehören zu den Must-Run-Kraftwerken. Insbesondere werden die regenerativen Energien wie Windenergie, Wasserkraft und Photovoltaik hierzu gezählt: bei der Stromproduktion wird kein Brennstoff benötigt und es wird kein CO<sub>2</sub> emittiert. Die Position der regenerativen Energien vorne in der Merit-

<sup>33</sup> Vgl. Dieckmann (2008), S. 8.

<sup>34</sup> Vgl. Kreuzberg (2001), S. 16.

<sup>35</sup> Vgl. Stoft (2002), S. 220.

<sup>36</sup> Vgl. Ströbele et al. (2012), S. 252.

Order entspricht auch der vorrangigen Einspeisung nach dem EEG.<sup>37</sup> Auch wärmegeführte KWK-Kraftwerke zählen zu den Must-Run-Anlagen, die durch die gleichzeitige Bereitstellung von Wärme zwingend in Betrieb sein müssen.

Nach den Must-Run-Kraftwerken folgen die Kernkraftwerke. Da diese ebenfalls kein CO<sub>2</sub> emittieren, müssen auf die günstigen Brennstoffkosten keine CO<sub>2</sub>-Kosten aufgeschlagen werden. In Abhängigkeit der Brennstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Preise folgen die weiteren konventionellen Kraftwerke. Die Reihenfolge von Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerken kann durch die fluktuierenden Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise unterschiedlich sein. Je nach Alter und Wirkungsgrad der einzelnen Kraftwerke ist eine genaue Trennung nach einzelnen Technologien wie in Abbildung 2.3 in der Realität nicht gegeben. Vielmehr liegen neue Steinkohlekraftwerke mit hohen Wirkungsgraden in der Merit-Order vor alten Braunkohlekraftwerken mit niedrigen Wirkungsgraden. Tabelle 2.1 verdeutlicht beispielhaft die Entwicklung der Steinkohle- und durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise. Sowohl die Preise für Kraftwerkssteinkohle als auch für CO<sub>2</sub>-Zertifikate weisen im Vergleich zum Jahr 2008 heute ein niedrigeres Niveau auf. Der früher bei hohen Steinkohlepreisen aufgetretene Kostennachteil gegenüber Braunkohlekraftwerken ist somit verschwunden und der Wirkungsgradvorteil macht sich voll bemerkbar.

		2008	2009	2010	2011	2012	2013
Kraftwerkssteinkohle	[€/MWh <sub>th</sub> ]	13,82	9,68	10,48	13,14	11,43	10,32
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis	[€/t CO <sub>2</sub> ]	17,22	13,22	14,32	12,96	7,25	3,50
Gesamtbrennstoffkosten	[€/MWh <sub>el</sub> ]	46,82	34,24	36,93	41,99	33,65	28,22

**Tabelle 2.1.:** Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten für ein Steinkohlekraftwerk (Netto-Wirkungsgrad: 43,5 %; CO<sub>2</sub>-Emissionen: 0,771 t CO<sub>2</sub>/MWh<sub>el</sub>). Datenquelle: BAFA, Datastream.

Je nach Wirkungsgrad und Beschaffenheit der einzelnen Anlagen fallen entsprechend unterschiedlich hohe Brennstoffkosten an. Je nach CO<sub>2</sub>-Emissionen der einzelnen Anlagen fallen unterschiedlich hohe CO<sub>2</sub>-Kosten an. Bei Braunkohle sind die Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate am höchsten, gefolgt von Steinkohle und Gas. Bei sehr hohen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen können Gaskraftwerke in der Merit-Order sogar vor Steinkohlekraftwerken liegen. Insgesamt sorgt der CO<sub>2</sub>-Aufschlag für einen höheren Marktpreis für Strom.

Die zunehmende Erzeugung aus Erneuerbaren Energien führt zum sog. Merit-Order-Effekt. Die vorrangige Einspeisung der Erneuerbaren Energien sorgt da-

<sup>37</sup> Vgl. Dieckmann (2008), S. 8.

für, dass ein immer größer werdender Anteil der Stromnachfrage bereits mit Erneuerbaren Energien befriedigt werden kann. Für die konventionellen Kraftwerke bleibt somit eine immer kleiner werdende Residuallast zur Befriedigung über. Je nach Windgeschwindigkeit, Sonneneinstrahlung und Laufwasser fällt der Effekt größer oder kleiner aus.

Die Stromnachfrage ist in Abbildung 2.3 als preisunelastische Nachfrage dargestellt: es wird davon ausgegangen, dass sich die Stromnachfrage bei steigenden (fallenden) Marktpreisen nicht verringern (erhöhen) wird. Vielmehr ist die Stromnachfrage eine Funktion der Tageszeit, des Wochentages, der Ferien und Feiertage und der Jahreszeiten. Je nach Lastsituation schneiden sich die kurzfristige Angebots- und Nachfragefunktion in einem anderen Punkt, sodass ein jeweils anderes Kraftwerk das Grenzkraftwerk bildet und dementsprechend den Markträumungspreis bestimmt.

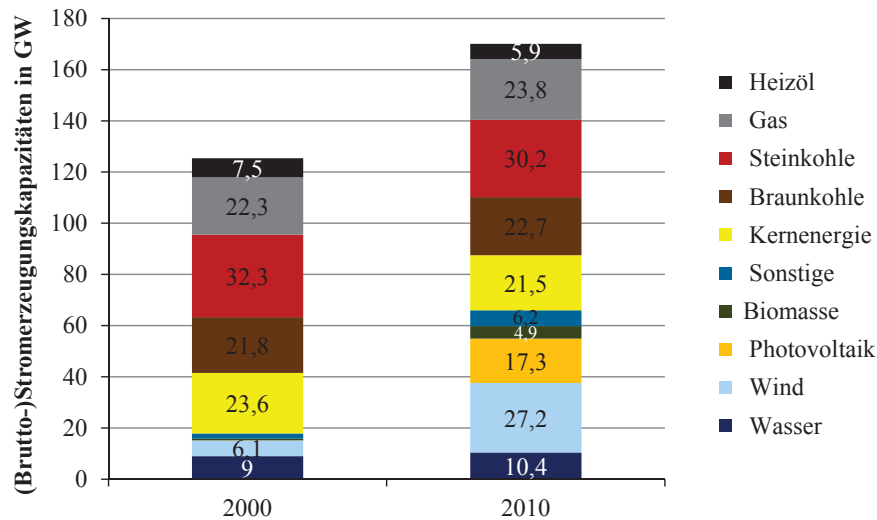
### 2.2.1.2. Struktur des deutschen Kraftwerksparks

Der deutsche Kraftwerkspark ist geprägt durch die geographischen und energiepolitischen Gegebenheiten in Deutschland. Kohle war bis in die 1970er Jahre der bedeutendste Primärenergieträger, welcher zur Stromproduktion eingesetzt wurde. In den 1950er und 1960er Jahren wurden ca. 75 % der Bruttostromerzeugung mit Steinkohle (ca. 50 %) und Braunkohle (ca. 25 %) hergestellt. Mitte der 1960er Jahre folgte ein langsamer Ausbau von Öl- und Gaskraftwerken sowie der Kernkraftwerke.<sup>38</sup> Der Anstieg der Rohölpreise in den Ölkrisen der 1970er Jahre hatte zur Folge, dass die Öl- und Gaskraftwerke nur eine geringe Auslastung hatten. Mit dem Stromeinspeisungsgesetz von 1991 (Vorläufer des EEG) und der darin verankerten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in das Verbundnetz begann in Deutschland ein zunehmender Ausbau der Erneuerbaren Energien. Mit der Ablösung des Stromeinspeisungsgesetzes durch das EEG im Jahr 2000 wurde die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien weiter gefördert, sodass die Erzeugungskapazitäten der Erneuerbaren Energien bis heute einen beachtlichen Anteil an der deutschen Stromerzeugungskapazität erreicht haben (vgl. Abbildung 2.4).

Zur Stromproduktion stand im Jahr 2010 eine Brutto-Stromerzeugungskapazität in Höhe von 170,1 GW zur Verfügung.<sup>39</sup> Mit 18 % (ca. 30 GW) bildeten

<sup>38</sup> Baubeginn vieler Kernkraftwerke war Mitte/Ende der 1970er Jahre, der kommerzielle Betrieb der Kernkraftwerke startete Beginn/Mitte der 1980er Jahre.

<sup>39</sup> Die Betrachtung wird für das Jahr 2010 gemacht, da auch die Modellierung in den Kapiteln 4 bzw. 5 unter anderem für das Jahr 2010 vorgenommen wird.



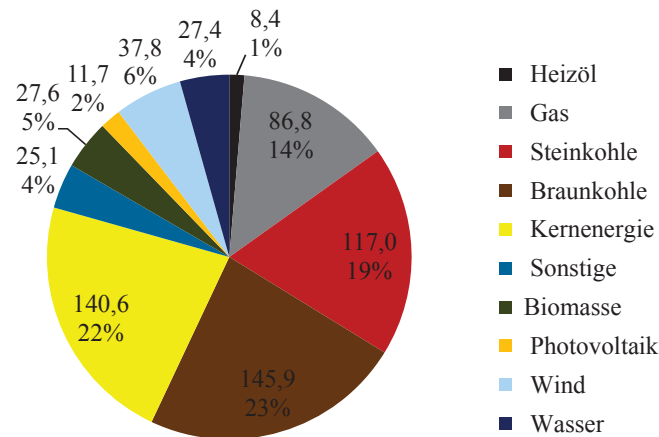
**Abbildung 2.4.:** Deutscher Kraftwerkspark in den Jahren 2000 und 2010 [in GW]. Datenquelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Steinkohlekraftwerke den größten Anteil an der deutschen Stromerzeugungskapazität. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien war im Jahr 2010 bereits so weit vorangeschritten, dass Windkraftanlagen (onshore und offshore) mit rund 16 % (ca. 27 GW) den zweitgrößten Anteil bildeten, gefolgt von Gas (14 %, 24 GW), Braunkohle (13 %, 23 GW), Kernenergie (13 %, 22 GW), Photovoltaik (10 %, 17 GW) und Wasser (6 %, 10 GW).

Im Vergleich zum Jahr 2000 (125,3 GW) ist die Brutto-Stromerzeugungskapazität in zehn Jahren um 35 % auf 170,1 GW im Jahr 2010 gestiegen. Abbildung 2.4 verdeutlicht, dass dieser Anstieg hauptsächlich in einem starken Anstieg der Erzeugungskapazitäten der Erneuerbaren Energien begründet ist. Insbesondere die Förderung durch das EEG hat zu einem massiven Ausbau der Windkraft (+21,1 GW), der Photovoltaik (+17,3 GW) sowie der Biomasse (+4,3 GW) geführt. Ein Vergleich der konventionellen Erzeugungskapazitäten zeigt, dass sich diese auf einem relativ konstanten Niveau befanden.

Insgesamt wurden im Jahr 2010 ca. 628,1 Terawattstunden (TWh) Strom erzeugt.<sup>40</sup> Abbildung 2.5 verdeutlicht, dass die konventionellen Kraftwerke mit über 75 % den größten Anteil an der Stromproduktion haben. Insbesondere Braunkohle (23 %), Kernenergie (22 %) und Steinkohle (19 %) haben einen großen Beitrag geleistet. Mit Erdgas konnten knapp 87 TWh Strom produziert werden, was einem Anteil von 14 % entspricht. Die Dargebotsabhängigkeit von

<sup>40</sup> Hierbei handelt es sich um die Bruttostromerzeugung, also die insgesamt erzeugte Strommenge. Zieht man von der Bruttostromerzeugung den Eigenverbrauch der Kraftwerke und die Netzverluste des Stromtransports ab, so erhält man die Nettostromerzeugung, welche tatsächlich in den verschiedenen Anwendungsbereichen eingesetzt wird (vgl. Absatz 2.2.3).



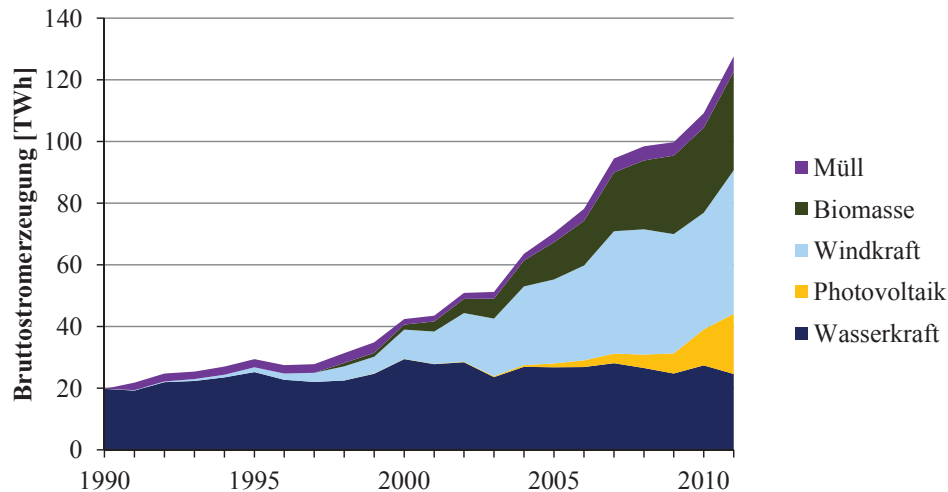
**Abbildung 2.5.:** *Bruttostromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 2010 [in TWh]. Datenquelle: BMWi.*

Windkraft- und Photovoltaikanlagen sorgt dafür, dass, obwohl sehr hohe Kapazitäten vorhanden sind, der Anteil an der Stromproduktion bei Wind (6 %) und Photovoltaik (2 %) nur sehr gering ist. So kommen insbesondere Biomasse (27,6 TWh) und Wasser (21 TWh plus 6,4 TWh aus Pumpspeichern) bei geringerer installierter Kapazität auf eine ähnlich hohe Stromproduktion wie Wind und Photovoltaik.

Die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien ist in den vergangenen Jahren deutlich angestiegen. Der Vergleich der Bruttostromerzeugung in Abbildung 2.6 zeigt, dass insbesondere die Stromproduktion aus Wind, Photovoltaik und Biomasse massiv zugenommen hat. Während zu Beginn der 1990er Jahre lediglich die Wasserkraft als Erneuerbare Energie einen nennenswerten Beitrag zur Bruttostromproduktion in Höhe von knapp 20 TWh beitragen konnte, ist die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in den vergangenen 20 Jahren auf über 125 TWh angestiegen, was einem Anteil von ungefähr 20 % entspricht.

Insbesondere das Recht auf vorrangige Stromeinspeisung, welches im Stromeinspeisungsgesetz von 1991 verankert ist, und die Einspeisevergütung im EEG vom Jahr 2000 hatten einen entscheidenden Einfluss auf die Dynamik der Entwicklung bei der Einführung regenerativer Energien in den Strommarkt. Einen weiteren erhöhenden Effekt für die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien hatte das am 1. August 2004 in Kraft getretene Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien.

Die Problematik der Dargebotsabhängigkeit der Erneuerbaren Energien spiegelt sich auch in Tabelle 2.2 wider. Es sind die durchschnittlichen Ausnutzungsdauern der verschiedenen Erzeugungstechnologien im Jahr 2009 dargestellt. Während die Grundlast-Kraftwerke (Kernenergie, Braunkohle, Biogas,



**Abbildung 2.6.:** Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 1990 – 2011 [in TWh]. Datenquelle: BMWi.

Technologie	ØAusnutzungsdauer [Stunden]	Zurodnung
Kernenergie	7710	} Grundlast
Biogas	6700	
Braunkohle	6640	
Biomasse	5600	
Lauf- und Speicherwasser	4110	} Mittellast
Steinkohle	3550	
Erdgas	3170	
Mineralöl	1640	} Spitzenlast
Pumpspeicher	970	
Wind (onshore)	1550	
Photovoltaik	910	

**Tabelle 2.2.:** Durchschnittliche Ausnutzungsdauer deutscher Kraftwerke im Jahr 2011 [in Std.]. Datenquelle: BDEW.

Biomasse) eine durchschnittliche Ausnutzungsdauer von 5000 bis 7700 Stunden haben, kommen Windkraft- und Photovoltaikanlagen nur auf eine durchschnittliche Ausnutzungsdauer von 1550 Stunden bzw. 910 Stunden. Mittellastkraftwerke (Wasser, Steinkohle, Erdgas) kommen auf eine durchschnittliche Ausnutzungsdauer von rund 3000 bis 3500 Stunden, Spitzenlastkraftwerke liegen im Bereich von 900 bis 3000 Stunden.

Die geringe durchschnittliche Ausnutzungsdauer von Wind und Photovoltaik zeigt, dass eine viel höhere Kapazität der Erneuerbaren Energien installiert sein muss, damit diese einen größeren Beitrag zur Stromproduktion liefern können oder sogar die konventionellen Kraftwerkskapazitäten ersetzen können.

Mit dem Beschluss der Bundesregierung vom Juni 2011 wurde festgelegt, dass die Kernenergie angesichts der Reaktorkatastrophe von Fukushima endgültig

tig aufgegeben wird.<sup>41</sup> Um den kompletten Wegfall der Stromproduktion aus Kernenergie bis zum Jahr 2022 kompensieren zu können, stellen die Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien sowie die Steigerung der Energieeffizienz wesentliche Strategien dar, die in Zukunft umgesetzt werden müssen.<sup>42</sup>

### 2.2.2. Netzbetreiber

Strom ist ein netzgebundenes Gut. Damit die Konsumenten mit Strom versorgt werden können, ist ein ausreichend dimensioniertes Transport- und Verteilnetz notwendig.

Insgesamt hat das deutsche Stromnetz eine Länge von ca. 1,8 Mio. Kilometern, die Spannung wird mit über 550.000 Transformatoren geregelt. Es lassen sich vier Spannungsebenen unterscheiden: die Höchstspannung (220 und 380 Kilovolt (kV), Hochspannung (>60 bis <220 kV), Mittelspannung (>1 bis <60 kV) und Niederspannung bis einschließlich 1 kV.<sup>43</sup>

Das Übertragungsnetz verteilt den in Kraftwerken erzeugten Strom mit höchster bzw. hoher Spannung landesweit an Leistungstransformatoren nahe von Verbrauchsschwerpunkten und dient somit dem überregionalen Stromtransport über sehr lange Distanzen. Eine direkte Versorgung mit Strom aus dem Übertragungsnetz ist nicht möglich. Dazu bedarf es zunächst einer Herabtransformation der Spannung in sog. Umspannanlagen. Das deutsche Höchstspannungsnetz ist in das europäische Verbundnetz integriert. Als Mitglied des UCTE-Netzes besteht eine Anbindung an das Ausland über sog. Koppelleitungen, welche einerseits die Versorgungssicherheit erhöhen und andererseits einen grenzüberschreitenden optimalen Kraftwerkseinsatz ermöglichen.<sup>44</sup>

Über das sog. Verteilnetz wird der Strom mit hoher bzw. mittlerer Spannung in verschiedene Regionen und Ballungszentren verteilt. Hier erfolgt eine weitere

---

<sup>41</sup> Für eine ökonomische Analyse des Atomausstiegs, vgl. Liebau (2012), S. 146ff.

<sup>42</sup> Für eine Übersicht über die Veränderungen bei der Zusammensetzung des zukünftigen deutschen Kraftwerksparks, vgl. Abschnitt 2.4 sowie Kapitel 4.3.2.

<sup>43</sup> Vgl. Schiffer (2010), S. 282.

<sup>44</sup> Die *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)* war für die Koordinierung des Betriebes und die Erweiterung des europäischen Netzverbundes zuständig und vereint die Übertragungsnetzbetreiber aus 22 Ländern zu einem nach einheitlichen Standards funktionierenden europäischen Stromnetz. Seit dem 1. Juli 2009 werden die organisatorischen Aufgaben der UCTE vom übergeordneten Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) übernommen. Die elektrischen Verbundnetze wie das der UCTE und der skandinavischen Staaten im Verbundnetz der NORDEL können jedoch durch technische Restriktionen weiterhin nicht direkt elektrisch verbunden werden.

Transformation auf die nächst niedrigere Spannungsstufe in Umspannwerken oder eine Abnahme des Stroms von lokalen Stromversorgern oder großen Industriebetrieben mit einer Leistung von 10 bis 100 MW.

Das Mittelspannungsnetz verteilt den Strom zu Transformatorenstationen oder Abnehmern wie z.B. Krankenhäusern, Industrie oder ähnlichen Einrichtungen. Gleichzeitig kann der produzierte Strom aus kleinen Kraftwerken auf dieser Ebene einspeist werden.

Schließlich erfolgt die Transformation der Spannung auf die Niederspannung, welche 400 Volt (V) bzw. 230 V beträgt. Die Niederspannungsnetze verteilen den Strom auf lokaler Ebene zu den privaten Haushalten, kleinen Industriebetrieben, Gewerbe und Verwaltungen. Kleine Stromerzeugungseinheiten speisen auf dieser Niederspannungsebene ein.<sup>45</sup>

### 2.2.3. Endverbraucher

Die Endverbraucher erhalten den Strom von Weiterverteilern. Die Weiterverteiler operieren typischerweise in einem regionalen Umfeld und bieten ihren Tarifkunden in sog. Vollversorgungsverträgen eine bestimmte zeitlich unabhängige Stromversorgung incl. der dafür notwendigen Netznutzung und dem Fahrplanmanagement an. Der Verbraucher zahlt dafür einen zweistufigen Tarif, welcher aus einem fixen Anschlusspreis und einem variablen Preis pro verbrauchter kWh besteht. Je nach Bedarf kann er somit Strom beziehen, um seine Last zu decken.<sup>46</sup>

Anders verhält es sich bei Großkunden. Die Verträge können hier sog. Bandleistungen enthalten, welche eine konstante Liefermenge über einen festgelegten Zeitraum beinhalten. Bei einer Berücksichtigung der zeitlichen Komponente können auch sog. Programmlieferungen vereinbart werden. Da diese Produkte insgesamt eine bessere Prognosefähigkeit für die Endnachfrage ermöglichen, können sie für die Großkunden günstiger angeboten werden als Vollversorgungsverträge. Grundsätzlich können die Endverbraucher seit der Liberalisierung ihre Versorger frei wählen, da auf der Vertriebsebene Wettbewerb besteht.<sup>47</sup>

---

<sup>45</sup> Vgl. Monopolkommission (2011), S. 62.

<sup>46</sup> Vgl. Ehlers (2011), S. 8.

<sup>47</sup> Vgl. Wawer (2007), S. 21.



Mit Hilfe von Energiebilanzen lassen sich energiewirtschaftliche Verflechtungen in Form einer Matrix übersichtlich darstellen. Beginnend mit der Primärenergiebilanz zur Darstellung von Aufkommen und Gesamtverbrauch kann über eine Umwandlungsbilanz zur Darstellung der einzelnen Umwandlungsprozesse schließlich der Endenergieverbrauch bestimmt werden. Die letzte Stufe, also die Umwandlung der Endenergieträger in Nutzenergie der jeweiligen Anwendungsbereiche (z.B. Wärme, Kälte, Beleuchtung, mechanische Energie), kann mit Hilfe einer Anwendungsbilanz umgesetzt und verdeutlicht werden. Im Folgenden ist für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Haushalte sowie Verkehr der Stromverbrauch differenziert nach den verschiedenen Anwendungsbereichen in einer entsprechenden Anwendungsbilanz dargestellt.

Tabelle 2.3 enthält für die vier Sektoren Industrie, GHD, Haushalte und Verkehr eine Übersicht über den Stromverbrauch in den Anwendungsbereichen Wärmeerzeugung (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme), Kälteerzeugung (Klimakälte, Prozesskälte), Mechanische Energie, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und Beleuchtung für das Jahr 2010.

<i>TWh</i>	Wärme	Kälte	Mechanische Energie	IKT	Beleuchtung	Summe
Industrie	39,1	9,6	150,7	8,8	10,4	218,7
GHD	20,4	11,2	30,5	21,2	56,9	140,1
Haushalte	75,7	26,9	3,3	23,3	11,8	141,0
Verkehr	0,8	0,0	14,0	0,8	0,8	16,5
Summe	136,0	47,7	198,5	54,1	79,9	516,3

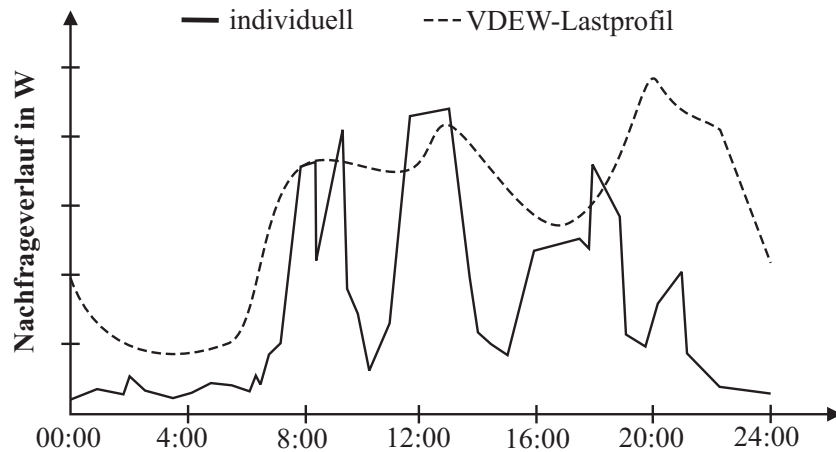
**Tabelle 2.3.:** Anwendungsbilanz für den Energieträger Strom, differenziert nach Sektoren, im Jahr 2010 [in TWh]. Datenquelle: AG Energiebilanzen.

In den vier Sektoren wurden insgesamt 516,3 TWh Strom verbraucht, was einem Anteil von 82,2 % an der Bruttostromproduktion entspricht.<sup>48</sup> Der Industriesektor hat im Vergleich zu den anderen Sektoren mit ca. 218,7 TWh den mit Abstand größten Stromverbrauch. Der GHD-Sektor und die Haushalte liegen beide bei einem Stromverbrauch von ca. 140 TWh. Die Nachfrage im Verkehrssektor ist mit nur 16,5 TWh im Jahr 2010 verschwindend niedrig, was nur einem Anteil von 2,6 % an der Bruttostromerzeugung des Jahres entspricht.<sup>49</sup> Fast 99 % des Energieverbrauchs im Bereich des Straßenverkehrs wird

<sup>48</sup> Der Wert stellt den tatsächlich in den Sektoren genutzten Strom dar. Die restlichen 17,8 % entfallen auf die nicht dargestellten nachfragenden Sektoren, den Eigenverbrauch der Kraftwerke und die Netzverluste.

<sup>49</sup> Für eine Betrachtung des Einflusses der Elektromobilität auf die Stromnachfrage im Verkehrssektor, vgl. Kapitel 3.4.

mit Ölprodukten (z.B. Benzin, Diesel) gedeckt.<sup>50</sup> Die Erzeugung mechanischer Energie war der energieintensivste Anwendungsbereich mit knapp 200 TWh, gefolgt von der Wärmeerzeugung mit 136 TWh, der Beleuchtung mit knapp 80 TWh, der IKT mit 54,1 TWh und der Kälteerzeugung mit 47,7 TWh.



**Abbildung 2.7.:** Qualitativer Nachfrageverlauf eines Haushalts und des VDEW-Lastprofils. Datenquelle: VDEW und eigene Darstellung.

Abbildung 2.7 verdeutlicht beispielhaft den Verlauf des Stromverbrauchs eines individuellen Haushalts für einen Tag auf Viertelstundenbasis. Der Verlauf ist insgesamt von Peaks geprägt, welche durch die Aktivitäten der Menschen am Morgen (Föhnen, Kaffee kochen), am Mittag (Kochen) und am Abend (Waschen, Trockner, Fernsehen) entstehen. Aggregiert man die Stromnachfrage aller deutschen Haushalte, so ergibt sich ein Nachfrageprofil, welches ebenfalls obige Peaks aufweist, dessen sprunghaftes Verhalten jedoch geglättet ist, da sich die einzelnen Schwankungen der Haushalte teilweise gegenseitig aufheben. In Abbildung 2.7 ist beispielhaft ein durchschnittliches VDEW-Lastprofil für einen Haushalt auf Viertelstundenbasis abgebildet. Der Verlauf ähnelt dem des individuellen Haushalts, jedoch ist der Verlauf wesentlich glatter.

Wird zur aggregierten Nachfragefunktion der Haushalte auch die Nachfrage weiterer Verbraucher (Industrie, Dienstleistungen) hinzuaddiert, so wird das Nachfrageprofil insgesamt noch ausgeglichener.<sup>51</sup> Ein solches ausgeglichenes Nachfrageprofil, wie es in Abbildung 2.2 beispielhaft für den 12. Juli 2010 für Deutschland dargestellt ist, kann durch einen gegebenen Kraftwerkspark einfacher versorgt werden als der stark schwankende individuelle Nachfrageverlauf des einzelnen Haushalts, da die Stromerzeugung nur in geringen Maßen rauf- und runtergefahren werden muss, um die Nachfrage zu befriedigen.

<sup>50</sup> Vgl. Brake (2009), S. 7.

<sup>51</sup> Vgl. Ströbele et al. (2012), S. 238.

## 2.3. Marktdesign und Preisfindung im deutschen Strommarkt

### 2.3.1. Stromgroßhandel

Die Umsetzung der Richtlinie 96/92/EG in deutsches Recht führte zur Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland. Mit der Liberalisierung erhielten die Kunden erstmals die Möglichkeit, ihren Stromanbieter frei zu wählen. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), dessen Absatzmärkte bis zur Liberalisierung durch Demarkationsverträge zwischen den Unternehmen fest vorgegeben waren, mussten im Zuge der Liberalisierung Kunden werben und halten und standen erstmals in direkter Konkurrenz um Kunden zueinander.

Neben den Änderungen im Stromeinzelhandel kam es durch die Liberalisierung zur Einführung eines neuen Geschäftsfeldes, dem Stromgroßhandel. Der Stromgroßhandel bezeichnet den physischen oder finanziellen Handel mit elektrischer Energie zwischen großen Stromerzeugern, Stromhändlern und Stadtwerken.<sup>52</sup> Im desintegrierten deutschen Marktmodell gibt es mehrere Märkte, auf denen der Strom gehandelt wird. Diese Märkte müssen über Preismechanismen und unter Berücksichtigung von Opportunitätskosten koordiniert werden.<sup>53</sup>

Beim Stromgroßhandel lassen sich der bilaterale Stromhandel (OTC-Handel) und der institutionalisierte Stromhandel über eine Strombörse unterscheiden. Der OTC-Handel findet direkt zwischen den Marktteilnehmern statt, die Ausgestaltung der einzelnen Kontraktinhalte (z.B. Preis, Laufzeit und Lieferort) erfolgt dabei individuell. Demgegenüber werden an der Strombörse standardisierte Produkte gehandelt, welche eine festgelegte Menge an Strom und einen spezifizierten Lieferzeitraum pro Kontrakt beinhalten. Des Weiteren muss zwischen einem physischen und einem finanziellen Stromhandel unterschieden werden. Im Folgenden werden die unterschiedlichen Handelsformen kurz vorgestellt.

In Deutschland erfolgt der börsliche Stromhandel über die *European Energy Exchange (EEX)* in Leipzig. Die EEX entstand im Jahr 2002 durch die Fusion der deutschen Strombörsen in Frankfurt und Leipzig. An der EEX wurde sowohl der Spothandel für Strom als auch der Terminhandel in Form von Strom-Futures aufgenommen. Seit 2009 wird der Spotmarkt für Strom für

<sup>52</sup> Vgl. Wolter und Reuter (2005), S. 257.

<sup>53</sup> Vgl. Wawer (2007), S. 23.

Deutschland, Österreich, Frankreich und die Schweiz durch die gemeinsame Börse *European Power Exchange (EPEX) Spot SE* betrieben, welche im Rahmen der Kooperation der EEX und der französischen Powernext gegründet wurde.<sup>54</sup> Zentrale Aufgabe der Börse ist die Sicherstellung von hoher Liquidität, Transparenz und Fairness bei der Preisbildung. Dabei tritt die Börse als zentraler Handelspartner auf und die Anbieter und Nachfrager geben anonym ihre Kauf- und Verkaufsaufträge ab. Wesentlich für eine hohe Liquidität und hohe Transparenz sind die standardisierten Produktdefinitionen sowie die standardisierten Abwicklungs- und Lieferprozesse. Je nach zeitlicher Dimension können verschiedene börsliche Märkte identifiziert werden. Es lassen sich Terminmarkt, Spotmarkt und Regelleistungsmarkt unterscheiden.

Der Markt mit der längsten Vorlaufzeit ist der **Terminmarkt**. Mit den Produkten am Terminmarkt können sich die Handelsteilnehmer in der langen Frist gegen Preisänderungsrisiken in der Zukunft absichern.<sup>55</sup> Auf dem Terminmarkt werden sowohl Futures mit physischer Erfüllung (Power-Futures) als auch Futures mit finanzieller Erfüllung (Phelix-Futures) gehandelt. Die gehandelten Futures unterscheiden sich zeitlich in Wochen-, Monats-, Quartals- und Jahresfutures.

Der Handel auf dem **Spotmarkt** der EPEX Spot umfasst sowohl den Day-ahead-Markt als auch den Intraday-Markt. Die wichtigste Rolle des Spotmarkts besteht darin, den Marktteilnehmern mit kurzfristigen, standardisierten Stromprodukten eine physische Absatz- und Beschaffungsmöglichkeit zu bieten. So lässt sich eine kurzfristige Portfoliooptimierung realisieren bzw. ein Vermarkten von Restkapazitäten, welche nicht über langfristige Terminkontrakte gehandelt wurden. Insbesondere können kurzfristige Abweichungen von prognostiziertem Bedarf und prognostiziertem Bezug ausgeglichen werden. Treten kurzfristig Laständerungen oder Kraftwerksausfälle auf, so können diese Fehlmengen beschafft werden oder überschüssige Mengen veräußert werden.

Für den jederzeitigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung in verschiedenen Qualitäten auf einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Markt. Der **Regelleistungsmarkt** ist im heutigen stromwirtschaftlichen System eine wesentliche Institution zur Wahrung der Versorgungssicherheit. Stochastische Lasten, die dargebotsabhängige Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, fehlerhafte Fahrplanprognosen oder unerwartete Kraftwerksausfälle beeinflussen das Gleichge-

---

<sup>54</sup> Vgl. Schiffer (2010), S. 291.

<sup>55</sup> Vgl. Monopolkommission (2011), S. 62.

wicht von Angebot und Nachfrage. Mit Primärregelleistung, Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung werden diese Ungleichgewichte ausgeglichen. Die einzelnen Qualitäten unterscheiden sich hinsichtlich des Abrufprinzips und ihrer zeitlichen Aktivierung.

### 2.3.2. Preisfindung am Spotmarkt

Der Spotmarkt wird genutzt, um das Erzeugungs- bzw. Verbrauchsportfolio für den nächsten Tag zu optimieren. Die Preisfindung im Spotmarkt beim geschlossenen Auktionshandel ist abhängig von der jeweiligen Situation auf der Angebots- und Nachfrageseite. Zunächst werden alle Gebote gesammelt und schließlich zur Preisfindung herangezogen. Es können preisabhängige und preisunabhängige Gebote unterschieden werden. Bei preisabhängigen Geboten werden Preis-Mengen-Kombinationen abgegeben, bei denen man Strom kaufen bzw. verkaufen möchte. Ein einzelner Auftrag kann aus einer Gebotsfunktion mit bis zu 256 Preis-Mengen-Kombinationen für jede Stunde des folgenden Tages bestehen. Die Preise müssen zwischen -3000 €/MWh und 3000 €/MWh liegen. Die 256 Preise sind nicht zwangsläufig für jede Stunde gleich. Für die Preislimits muss ein Volumen – unabhängig davon, ob positiv, negativ oder gleich Null – eingegeben werden. Preisunabhängige Gebote sind Kauf- oder Verkaufsaufträge ohne Preislimit und werden zum vom Handelssystem festgelegten Marktpreis ausgeführt.

Die einzelnen Gebote der Angebots- und Nachfrageseite werden für jede einzelne Stunde zu einer Angebots- bzw. Nachfragefunktion aggregiert. Im Schnittpunkt der beiden Funktionen ergibt sich der markträumende Preis  $p^*$  und die markträumende Menge.<sup>56</sup> Im Gleichgewicht stehen sich die meisten Gebote ausführungsfähig gegenüber (Meistausführungsprinzip).<sup>57</sup> Alle Kaufgebote, welche einen höheren Preis als den Preis  $p^*$ , und alle Verkaufgebote, welche einen niedrigeren Preis als den Preis  $p^*$  geboten haben, werden zum Preis  $p^*$  angenommen. Bei diesem Höchstpreisverfahren (*uniform price*) ist  $p^*$  der für alle Gebote relevante Marktpreis.

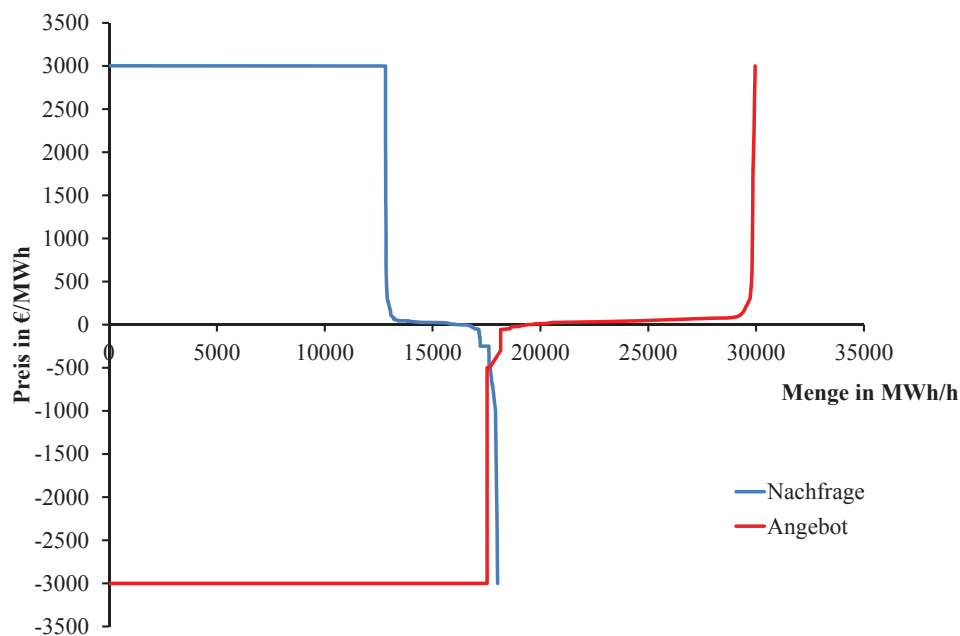
Für einen Kraftwerksbetreiber lohnt es sich immer dann Strom anzubieten, wenn seine kurzfristigen (variablen) Erzeugungskosten unterhalb dem jeweiligen Markträumungspreis in einer Stunde liegen.<sup>58</sup> Um die Stromnachfrage decken zu können, muss sich der Strompreis also auf einem Niveau bewegen,

<sup>56</sup> Vgl. Voß (2010), S. 99.

<sup>57</sup> Vgl. Wawer (2007), S. 28.

<sup>58</sup> Vgl. Dieckmann (2008), S. 17 sowie Voß (2010), S. 98.

zu dem genügend Anbieter bereit sind, ihren Strom ins Netz einzuspeisen.<sup>59</sup> Auf dem wettbewerblichen Spotmarkt ist es dabei für jeden Anbieter die dominante Strategie, ein Gebot in Höhe seiner Grenzkosten abzugeben.<sup>60</sup> Ein Gebot oberhalb der individuellen Grenzkosten kann unter Umständen dazu führen, dass mögliche Deckungsbeiträge zur Deckung der Kosten nicht erwirtschaftet werden können, da das abgegebene Gebot keinen Zuschlag mehr erhält. Wenn die einzelnen Kraftwerksbetreiber Gebote in Höhe ihrer Grenzkosten abgeben, so ergibt sich als aggregierte Angebotsfunktion die Merit-Order-Kurve wie in Abbildung 2.3.



**Abbildung 2.8.:** *Day-ahead-Gebotskurven an der EEX für Lieferung von 2 – 3 Uhr am 04. Oktober 2009. Datenquelle: EEX; eigene Darstellung in Anlehnung an Andor et al.(2010).*

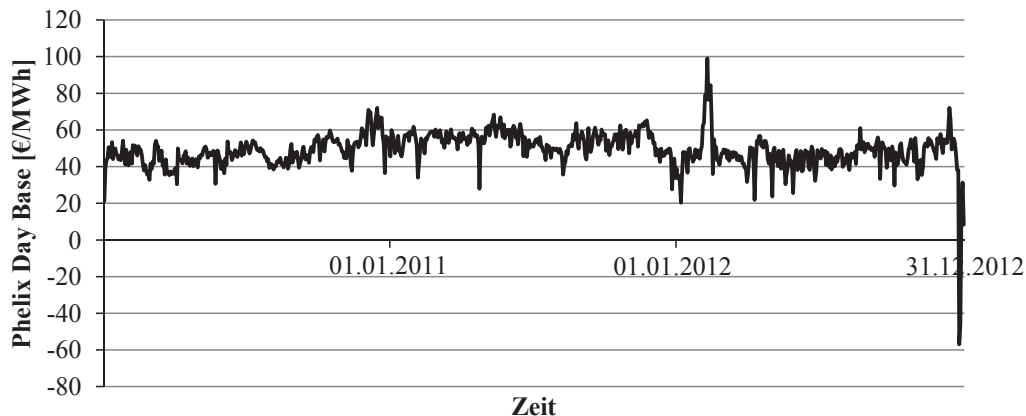
Seit dem 4. September 2008 sind in den Day-ahead-Auktionen der EEX negative Preise zulässig. Abbildung 2.8 verdeutlicht beispielhaft für den 4. Oktober 2009, wie es zwischen zwei und drei Uhr bei hoher Windeinspeisung von über 17 GW und geringer sonntäglicher Stromnachfrage zu einem Day-ahead-Preis von -500,02 €/MWh kam. Durch die preisunelastische Nachfrage kann der jederzeitige Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei steigender Erzeugung aus Erneuerbaren Energien kurzfristig nur durch eine Anpassung der Angebotsseite ausgeglichen werden.<sup>61</sup> Die Kraftwerksbetreiber müssen unter Einhaltung der technischen Restriktionen finanziell abwägen, ob es sich lohnt, Mehrkos-

<sup>59</sup> Dieses Niveau muss nicht zwangsläufig positiv sein. In bestimmten Situationen ist es für Kraftwerksbetreiber rational, Strom zu negativen Preisen anzubieten (vgl. Abbildung 2.8).

<sup>60</sup> Vgl. Chao und Wilson (2002), S. 165.

<sup>61</sup> Im Gegensatz dazu wird bei der Modellierung in dieser Arbeit auch eine flexible Nachfrageseite für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage angenommen.

ten für Brennstoffe, Betriebshilfsstoffe, Instandhaltung und Lebensdauerverkürzung durch das An- und Abfahren von thermischen Kraftwerken in Kauf zu nehmen. Auch evtl. verpasste Gewinne durch nicht rechtzeitiges Anfahren der Kraftwerke nach Stillstand und wieder steigenden Preisen müssen als Opportunitätskosten berücksichtigt werden.<sup>62</sup> Dementsprechend kann es sich für einen Kraftwerksbetreiber lohnen, die Abnahme seines produzierten Stroms zusätzlich zu vergüten und so negative Deckungsbeiträge zu realisieren.<sup>63</sup>



**Abbildung 2.9.:** Stromgroßhandelspreise Phelix Day Base für die Jahre 2010 – 2012 [in €/MWh]. Datenquelle: Datastream.

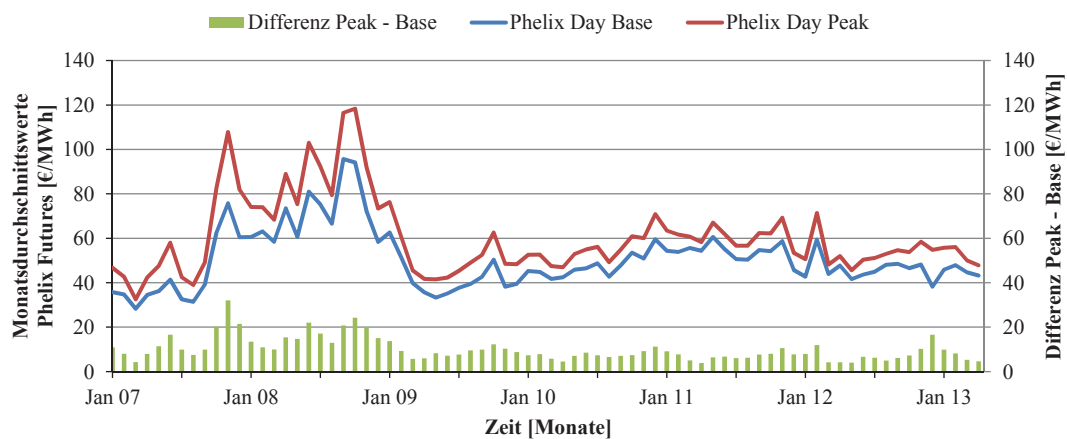
Abbildung 2.9 verdeutlicht den Verlauf der Stromgroßhandelspreise für die Jahre 2010 bis 2012.<sup>64</sup> Der Preis bewegt sich um einen Mittelwert von ca. 49 €/MWh mit leichten Schwankungen nach oben und unten. Zwei Ereignisse lassen die Preise jedoch stark nach oben bzw. unten abweichen. Am 8.2.2012 führten rekordtiefe Temperaturen in Europa sowie spekulatives Verhalten der Stromhändler zu Spitzenpreisen an den Strombörsen. Zeitweise kostete die MWh Strom 380 €, was mehr als das siebenfache der üblichen Großhandelspreise ist. Hohe Nachfrage im Inland und dem benachbarten Ausland (Frankreich) führte zu einer hohen Produktion, verbunden mit hohen Produktionskosten. An den Weihnachtsfeiertagen 2012 kam es zum umgekehrten Fall, dass eine zu geringe Stromnachfrage einem Überangebot an Strom gegenüberstand. Bedingt durch die Feiertage fehlte die Stromnachfrage aus Industrie und Handel. Gleichzeitig wehte ein starker Wind, sodass es zu einer hohen Produktion an Windenergie kam. Als Resultat stellten sich aus den oben bereits genannten Gründen negative Strompreise ein.

<sup>62</sup> Vgl. Andor et al. (2010), S. 93. Andor et al. zeigen, dass dieses Phänomen auch unabhängig von einer erhöhten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien auftreten kann.

<sup>63</sup> Vgl. Voß (2010), S. 103.

<sup>64</sup> Dargestellt ist der EPEX Spot Tagesindex Phelix Day Base. Der Phelix Day Base ist der Tagesdurchschnittswert der an der EPEX realisierten Stromspotpreise.

Die zunehmende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und insbesondere aus Photovoltaik sorgt dafür, dass die Strompreise in der Mittagszeit mit zunehmender Kapazität absinken werden. Im Sinne der Merit-Order ist der Grund dafür eine Rechtsverschiebung der Angebotskurve (vgl. Abbildung 2.3). Insbesondere in den Sommermonaten wird es so zu einem zunehmenden Absinken der Strompreise kommen. Problematisch ist diese Entwicklung insbesondere vor dem Hintergrund der Finanzierung von bestehenden und neuen Anlagen. Für den wirtschaftlichen Betrieb der Kraftwerke sind die zeitweise auftretenden hohen Strompreise durch den Einsatz von Gasturbinen oder anderen Kraftwerken mit hohen variablen Kosten erforderlich, um inframarginale Renten erzielen zu können.



**Abbildung 2.10.:** Monatsdurchschnittswerte für Phelix Day Base, Phelix Day Peak sowie deren Differenz für die Jahre 2007 – 2012 [in €/MWh]. Datenquelle: Datastream.

Abbildung 2.10 verdeutlicht die genannte Problematik für den Zeitraum von 2007 bis 2012. Dargestellt sind die Monatsdurchschnittswerte der Phelix Day Base und Phelix Day Peak Preise. Die Peak-Preise sind grundsätzlich höher als die Base-Preise, was mit der höheren Nachfrage zu Peak-Zeiten zusammenhängt. Anhand der abgebildeten vergangenen Jahre lässt sich bereits erkennen, dass die Preisdifferenz zwischen Peak und Base geringer wird. Im Jahr 2007, 2008 und 2009 lässt sich über die Sommermonate noch jeweils ein Anstieg bzw. ein hohes Niveau in der Preisdifferenz erkennen. Demgegenüber kommt es durch den zunehmenden Ausbau der Photovoltaik dazu, dass die Preisdifferenz in den Sommermonaten in den Jahren 2010, 2011 und 2012 jeweils stark absinkt und ihr Jahresminimum erreicht. Auch in den übrigen Monaten ist die Preisdifferenz in den Jahren 2010, 2011 und 2012 auf einem geringeren Niveau



als in den Jahren davor. Die für die Finanzierung der Kraftwerke notwendigen hohen Strompreise zu Peakzeiten bleiben also zunehmend aus.<sup>65</sup>

## 2.4. Das Energiekonzept der Bundesregierung

### 2.4.1. Inhalte des Energiekonzepts

Im September 2010 hat die Bundesregierung ein neues Energiekonzept beschlossen, welches die energiepolitische Ausrichtung Deutschlands bis 2050 beschreibt und insbesondere Maßnahmen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Netze und zur Energieeffizienz festlegt. Mit dem Energiekonzept sollen die Weichen für den Einstieg in das Zeitalter der Erneuerbaren Energien gestellt werden. Der Kernenergie wurde nur eine Brückenfunktion zugewiesen, bis die Erneuerbaren Energien zuverlässig ihre Rolle übernehmen können und die dafür notwendige Energieinfrastruktur ausgebaut ist. Nach dem schwersten Erdbeben der Geschichte Japans im März 2011 kam es im Atomkraftwerk von Fukushima zu einem sog. Super-GAU, in dessen Folge die Bundesregierung sich dazu entschied, die Rolle der Kernenergie neu zu bewerten. Mit der Energiewende 2011 wurde beschlossen, die sieben ältesten Kernkraftwerke sowie das Kernkraftwerk Krümmel dauerhaft stillzulegen und bis zum Jahr 2022 vollständig auf die Stromerzeugung aus Kernkraft zu verzichten.

Mit dem Energiekonzept wird eine „umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung für Deutschland angestrebt“. Ziel ist es, eine der „umweltschonendsten und energiesparsamsten Volkswirtschaften zu werden, bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen und hohem Wohlstandsniveau“.<sup>66</sup> Mit einem Planungshorizont bis in das Jahr 2050 werden langfristige Strategien vorgegeben, wie sich der Energiesektor entwickeln soll. Dabei ist das Zusammenspiel der einzelnen Strategien hin zu einer integrierten Gesamtstrategie von besonderer Bedeutung.

Das Thema Energieeffizienz hat im Energiekonzept eine wichtige Rolle und wird als „Schlüselfrage“ interpretiert. In Deutschland existieren sowohl im privaten Bereich als auch in der Industrie erhebliche Potenziale zur Energie- und Stromeinsparung. Das Energiekonzept verfolgt das Ziel, diese Potenziale im Rahmen der technischen und wirtschaftlichen Rahmen zu nutzen. Allein

<sup>65</sup> In Kapitel C.4 im Anhang wird verdeutlicht, wie die nachfragebeeinflussenden Maßnahmen das Absinken der Strompreise verhindern können.

<sup>66</sup> Vgl. im Folgenden Bundesregierung (2010), S. 3ff.

im Industriesektor wird das Einsparpotenzial mit jährlich 10 Mrd. € beziffert. Im privaten Bereich wird insbesondere dem Gebäudebereich ein hohes Potenzial zugesprochen. Auf den Gebäudebereich entfallen rund 40 % des deutschen Endenergieverbrauchs. Gleichzeitig ist der Gebäudebestand veraltet und nur schlecht isoliert. Mit dem Energiekonzept wird eine schnellere energetische Sanierungsrate angestrebt. Die Sanierung des Gebäudebestandes wird gar als „wichtigste Maßnahme“ bezeichnet, „um den Verbrauch an fossilen Energieträgern nachhaltig zu mindern und die Abhängigkeit von Energieimporten zu reduzieren“.<sup>67</sup>

Eine weitere wichtige Aufgabe im Energiekonzept ist die Integration der dynamisch wachsenden regenerativen Stromerzeugungsquellen, welche in zunehmendem Maße fluktuierend Strom produzieren. Im Energiemix der Zukunft sollen die Erneuerbaren Energien den Hauptanteil bilden und kontinuierlich die konventionellen Energieträger ersetzen. Der stetig zunehmende Anteil an Erneuerbaren Energien macht es erforderlich, dass sich das gesamte Energieversorgungssystem anpassen muss: das Zusammenspiel aus konventionellen Energien, Erneuerbaren Energien, Netzen und Speichern muss optimiert werden. Dies erfordert die Modernisierung der gesamten Energieinfrastruktur (Speicher, intelligente Netze, flexible Kraftwerke, neue Technologien). Die Erneuerbaren Energien sollen zunehmend bedarfsgerecht Strom erzeugen und Systemdienstleistungen für die Netz- und Versorgungssicherheit erbringen. Flexible Kraftwerke und Stromspeicher sollen die fluktuierende Einspeisung ausgleichen.

Stromspeicher sollen einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Dementsprechend wird ihr Ausbau als wichtig und geboten angesehen. Die Potenziale für Pumpspeicherkraftwerke sollen in Zukunft nach technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten erschlossen werden. Dazu gehört ebenfalls die Nutzung ausländischer Pumpspeicher, etwa in Norwegen oder in den Alpen. Weitere Technologien sollen erforscht und Investitionsanreize geschaffen werden, damit diese möglichst schnell zur Marktreife kommen. Als mögliche Speichertechnologien werden Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher, die Methanisierung von CO<sub>2</sub> sowie Batterien von Elektrofahrzeugen genannt.<sup>68</sup>

Der ambitionierte Klimaschutz ist der entscheidende Treiber beim Umbau der Energieversorgung. Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 40 % und bis 2050 um mindestens 80 % gegenüber dem Basisjahr 1990 reduziert werden.

<sup>67</sup> Für eine Quantifizierung der Einsparpotenziale, vgl. Kapitel 3.2.

<sup>68</sup> Für eine detaillierte Darstellung der einzelnen Speichertechnologien, vgl. Kapitel 3.4 bzw. 3.5.

Dieser politische Wille führt zu folgendem Entwicklungspfad bei Treibhausgasemissionen: minus 55 % bis 2030, minus 70 % bis 2040, minus 80 % bis 95 % bis 2050. Beim Energieverbrauch muss dementsprechend zunehmend auf ein regeneratives Angebot zurückgegriffen werden. Die strategische Grundausrichtung zum Umstieg auf Erneuerbare Energien sieht dabei folgenden Entwicklungspfad für den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch vor: 18 % bis 2020, 30 % bis 2030, 45 % bis 2040, 60 % bis 2050. Dem Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch kommt dabei eine besonders große Bedeutung zu. Die Entwicklung soll wie folgt aussehen: 35 % bis 2020, 50 % bis 2030, 65 % bis 2040, 80 % bis 2050. Die Offshore-Windenergie soll bis 2030 auf 25 GW ausgebaut werden. Die Onshore-Windenergie besitzt laut Energiekonzept kurz- und mittelfristig das wirtschaftlichste Ausbaupotenzial im Bereich der Erneuerbaren Energien. Da ihr Ausbau flächenmäßig begrenzt ist, liegt der Schwerpunkt insbesondere bei einer Leistungsausweitung bestehender Anlagen (Repowering). Bioenergie kommt in der Zukunft eine besondere Bedeutung zu, da sie zur Wärmeerzeugung, Stromproduktion und als Kraftstoff eingesetzt werden kann. Insbesondere die gute Speicherbarkeit von Biogas und Biomasse kann helfen, die fluktuierende Einspeisung aus Wind und Sonne auszugleichen. Für ein hohes Maß an Versorgungssicherheit muss auch in Zukunft ein ausreichend dimensionierter konventioneller Kraftwerkspark vorhanden sein. So müssen insbesondere flexible Kohle- und Gaskraftwerke gebaut werden, um ausreichende Reserve- und Ausgleichskapazitäten zu haben. Auch im Übergang muss der bestehende konventionelle Kraftwerkspark erhalten bleiben, da in einer Nacht ohne Wind die Nachfrage neben Biomasse- und Biogaskraftwerken mit konventionellen Technologien befriedigt werden muss. Die derzeit im Bau befindlichen fossil befeuerten Kraftwerke sollen schnell fertig gestellt werden.

Der entscheidende Faktor beim Ausbau der Erneuerbaren Energien sind die Kosten. Die Entwicklung der Energiekosten hängt davon ab, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien kosteneffizient erfolgt. Durch eine schrittweise Heranführung an den Markt soll die Einspeisung effizient gestaltet werden und die Kosten für die Verbraucher bezahlbar bleiben. Mit einer Novelle des EEG soll die Kosteneffizienz erhöht und die Markt- und Systemintegration weiter verbessert werden. Ein wesentlicher Preistreiber der Strompreise in Deutschland sind die klimapolitisch bedingten Steuern, Umlagen und Abgaben.<sup>69</sup> So lag der staatlich bedingte Anteil am Strompreis im Jahr 2011 für einen privaten Haus-

---

<sup>69</sup> Neben den klimapolitischen Argumenten war zumindest für die Einführung der sog. „Öko-steuer“ ab 1999 auch ein fiskalisches Interesse zur Entlastung der Rentenkasse wichtig.

halt mit einem jährlichen Verbrauch von 3500 kWh bei knapp 46 %, während dieser Anteil im Jahr 1998 nur bei 25 % lag.<sup>70</sup> Insbesondere die durch das EEG bedingte Abgabe zur Förderung der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien, welche von den Stromkunden zu bezahlen ist, ist in den letzten Jahren massiv gestiegen. Hauptursache für diesen Anstieg war das exponentielle Wachstum der am großzügigsten geförderten alternativen Stromerzeugungstechnologien, insbesondere der Photovoltaik und der Biomasse. So stieg die EEG-Umlage von 1,3 ct/kWh im Jahr 2009 auf etwas über 2 ct/kWh im Jahr 2010 und wurde für das Jahr 2011 auf 3,53 ct/kWh festgelegt (2012: über 5,2 ct/kWh). Dies entspricht einem Zuwachs von über 70 % von 2010 nach 2011. Die Energiewende propagiert zwar, dass bestehende Kostensenkungspotenziale ausgeschöpft werden sollen, um die Größenordnung der EEG-Umlage von 3,5 ct/kWh nicht zu überschreiten und langfristig sogar zu senken. So soll die Förderung von Offshore-Windenergie, Wasserkraft und Geothermie erhöht werden und die Überförderung bei Photovoltaik und Biomasse begrenzt werden. Den Betreibern von Anlagen für Erneuerbare Energien wird darüber hinaus die Möglichkeit einer Direktvermarktung eröffnet. Es bleibt allerdings fraglich, ob der Ausbau der Offshore-Windanlagen und die weitere Förderung von teuren Biomasse- und Photovoltaikanlagen nicht zu einer steigenden EEG-Umlage führen werden.

Entscheidend für den weiteren Zubau von flexiblen Gas- und Kohlekraftwerken sind ausreichend hohe Strompreise sowie eine entsprechend hohe Anzahl an Volllaststunden, in denen die Kapitalkosten verdient werden können. Zu niedrige Strompreise geben nicht genügend Anreize zum Bau von Anlagen zur Leistungsabsicherung oder Stromspeichern, da der Kapitaldienst über die Nutzungsdauer des Kraftwerks nicht kompensiert werden kann.<sup>71</sup> Diese sind aber in der Übergangsphase hin zur vollständigen regenerativen Stromerzeugung unerlässlich. Der Vorrang und die zunehmende Einspeisung der Erneuerbaren Energien führen bei den übrigen Kraftwerken zu abnehmenden Nutzungsdauern und somit zu sinkender Rentabilität. Im Rahmen des Energiekonzepts gilt es die Frage zu klären, ob die Bereitstellung von Kapazitäten über sog. Kapazitätsmärkte sichergestellt werden kann.

Ein weiterer entscheidender Faktor für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist der Ausbau des Stromnetzes. Der im Norden produzierte Strom aus Windenergie muss in die Verbrauchszentren im Süden transportiert werden. Historisch gewachsen liegt die Stromerzeugung heute relativ nah an den jewei-

---

<sup>70</sup> Vgl. Frondel et al. (2011), S. 20.

<sup>71</sup> Vgl. Voß (2010), S. 100.

ligen Verbrauchszentren. Mit der Förderung der Offshore-Windenergie wird die Stromproduktion auf See deutlich zunehmen. Die wachsende Einspeisung aus dezentralen Erzeugungseinheiten wie Photovoltaik oder Biomasse erfordert neue Netzanschlüsse. Das Energiekonzept nennt ein modernes und leistungsfähiges Stromnetz als entscheidende Voraussetzung für den zukünftigen erneuerbaren Energiemix. Als Ziele werden eine weitere Entwicklung des Bestandsnetzes (Zubau von mehreren Tausend Kilometern Stromtrasse), die Planung eines Overlay-Netzes sowie die Integration des deutschen Netzes in den europäischen Verbund genannt.<sup>72</sup>

Der Stromverbrauch auf der Nachfrageseite soll bis 2020 gegenüber 2008 in einer Größenordnung von 10 % und bis 2050 von 25 % verringert werden.<sup>73</sup> Damit es zu keinem Netzzusammenbruch kommt, muss in jedem Zeitpunkt soviel Strom produziert werden, wie entnommen wird. Die zunehmend fluktuierende Einspeisung erfordert somit neue Wege wie Lastmanagement und die aktive Abstimmung von Einspeisung und Verbrauch. Das Energiekonzept fordert deshalb verbesserte Voraussetzungen für ein effektives Lastmanagement auf der Nachfrageseite. Stromintensiven Industrien soll es ermöglicht werden, an Regel- und Ausgleichenergiemärkten teilzunehmen, damit diese Verbraucher ihren Energieverbrauch so weit wie möglich an Lastschwankungen anpassen können. Über nachfrageseitiges Lastmanagement soll sich in Zukunft die Stromnachfrage stärker an das Angebot anpassen. Wesentliche Voraussetzung hierfür sind moderne und intelligente Netze und Stromzähler. Über entsprechende Stromtarife müssen die Stromabnehmer zur Partizipation animiert werden.

Das Energiekonzept verfolgt im Bereich der Mobilität das Ziel, bis 2020 eine Mio. Elektrofahrzeuge und bis 2030 sechs Mio. Elektrofahrzeuge auf die Straße zu bringen.<sup>74</sup> Dazu werden neue Kraftstoff- und Mobilitätsstrategien entwickelt, um neue umweltfreundliche Mobilitätsformen als Alternativen zu etablieren. Elektrofahrzeuge reduzieren die Abhängigkeit vom Öl und sind bei einer Aufladung mit Strom aus regenerativen Energiequellen praktisch emissionsfrei. Sie können bei entsprechender Forschung in Kombination mit intelligenten Stromnetzen langfristig auch als Stromspeicher zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage eingesetzt werden (vgl. Kapitel 3.4.2.1).

---

<sup>72</sup> Ein Overlay-Netz verbindet weit voneinander entfernte Bereiche miteinander. Es kann als ein auf ein bestehendes Netzwerk aufgesetztes Netzwerk verstanden werden. Ein Beispiel ist das deutsche Straßennetz: Landstraßen verbinden die kleinen Orte direkt miteinander. Autobahnen sind das Overlay-Netz, welches größere Entfernungen überbrückt und eine geringere Anzahl von Abfahrtsmöglichkeiten bietet.

<sup>73</sup> Für eine mögliche Erreichung dieser Ziele durch Effizienzsteigerungen, vgl. Kapitel 3.2.

<sup>74</sup> Für eine detaillierte Analyse der Entwicklung der Elektromobilität, vgl. Kapitel 3.4.

### 2.4.2. Flexibilität bei Angebot und Nachfrage

Mit dem zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien ändern sich die Anforderungen an das Stromsystem und die Versorgungssicherheit. In der Vergangenheit konnte die Leistung der einzelnen Erzeugungsanlagen derart gesteuert werden, dass jederzeit der Strombedarf gedeckt werden konnte. Die zunehmende dargebotsabhängige Einspeisung aus Erneuerbaren Energien hat das Problem, dass sich diese gar nicht oder nur minimal steuern lassen. Gleichzeitig handelt es sich bei den Anlagen um die kapitalintensivsten Anlagen, welche jedoch die niedrigsten Betriebskosten aufweisen und nach dem Vorrangprinzip eine Abnahmegarantie für den produzierten Strom genießen (vgl. Abbildung 2.3). Für die konventionellen Bestandsanlagen bedeutet dies, dass sie in Zukunft nicht mehr die schwankende Nachfrage ausgleichen müssen, sondern die Residuallast befriedigen müssen.<sup>75</sup> Probleme ergeben sich insbesondere in den Situationen, in denen sich die Stromnachfrage und die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in kurzer Frist gegenläufig entwickeln (steigende Nachfrage bei sinkender regenerativer Einspeisung, sinkende Nachfrage bei steigender regenerativer Einspeisung). Als Beispiel sei die Nacht vom 1. Januar 2012 (Sonntag) auf den 2. Januar 2012 (Montag) genannt. Während die Nachfrage in den Nachtstunden Tiefstwerte von 41 GW erreichte, war die Erzeugung aus Wind mit 16 GW sowie aus weiteren Erneuerbaren Energien mit 5 GW in diesen Stunden vergleichsweise hoch. Die Residuallast war dementsprechend gering. In den Morgenstunden kam es zu einem Anstieg der Nachfrage auf bis zu 73 GW bis 12:00 Uhr. Gleichzeitig sank die Windgeschwindigkeit, wodurch die Produktion aus Wind zwischenzeitlich nur noch 4 GW betrug. Innerhalb von acht Stunden musste somit ein Angebot von 45 GW mit dem konventionellen thermischen Kraftwerkspark bereitgestellt werden.<sup>76</sup>

Da der Strom jederzeit abgenommen werden muss und nicht einfach vernichtet werden kann, ergeben sich in zunehmendem Maße Anforderungen an die Flexibilität der verbleibenden steuerbaren Erzeugungseinheiten sowie auf Seiten der Nachfrage.<sup>77</sup> Hier sind insbesondere Anlagen auf Basis von Steinkohle, Braunkohle und Erdgas zu nennen, welche im Jahr 2010 über 56 % zur Stromerzeugung beigetragen haben. Im- und Exporte können nur bedingt für Lastanpassungen eingesetzt werden, da die europäischen Nachbarländer ähnli-

<sup>75</sup> Vgl. Gottstein und Skillings (2012), S. 19.

<sup>76</sup> Vgl. Lambertz et al. (2012), S. 18f.

<sup>77</sup> Vgl. Gottstein und Skillings (2012), S. 19.

che Ausbauziele bei den Erneuerbaren Energien verfolgen und die Stromnachfrage in den Ländern einen ähnlichen Verlauf annimmt.<sup>78</sup>

Das obige Beispiel verdeutlicht, dass es zukünftig nicht allein auf die Quantität der Bestandsanlagen ankommt, sondern diese auch einer bestimmten Qualität entsprechen müssen, um die schlecht prognostizierbare Residuallast flexibel befriedigen zu können.<sup>79</sup> Innerhalb eines Tages kommt es typischerweise zu Verbrauchsleistungsschwankungen im deutschen Strommarkt von über 30 GW. Der stärkste Nachfrageanstieg ist dabei typischerweise am Montag in der Früh zu verzeichnen, wenn die privaten Haushalte ihren Stromkonsum nach der Nacht erhöhen und die Produktion in der Industrie nach dem Wochenende wieder anläuft (vgl. obiges Beispiel). So kann es innerhalb weniger Stunden zu starken Nachfrageänderungen kommen.

Für die Gewährleistung einer jederzeitigen Versorgungssicherheit sind eine Vielzahl an verschiedenen Erzeugungstechnologien vorzuhalten, welche jeweils individuell unterschiedliche technische Eigenschaften haben. So ist es für Kraftwerke, welche lange Anfahrzeiten haben und die Leistungsanpassungsgeschwindigkeit nur sehr begrenzt ist, unmöglich, im Minutenbereich für einen Ausgleich von einer sich stark ändernden Nachfrage zu sorgen. Gleichzeitig können kleinste Veränderungen der Frequenz nur von Kraftwerken ausgeglichen werden, welche auch produzieren. Eine stark wechselnde Beanspruchung kann nur von den wenigsten Anlagen vollzogen werden.<sup>80</sup>

Geht man von einer preisunelastischen und unflexiblen Nachfrageseite aus, erfordern solche starken Nachfrageänderungen teils starke Produktionsanpassungen auf der Angebotsseite. Die Flexibilität der Kraftwerke unterliegt jedoch technischen Restriktionen und ist dementsprechend begrenzt und abhängig vom eingesetzten Primärenergieträger. So benötigen Auf- und Abregelungsprozesse der Kraftwerke unterschiedlich lange Anpassungszeiten. Im Betrieb können Kraftwerke nur auf eine bestimmte Produktion gedrosselt werden, unterhalb derer das Kraftwerk nicht mehr zuverlässig betrieben werden kann. Eine solche Drosselung der Kraftwerke führt zu Wirkungsgradverlusten im Teillastbetrieb. Nach einer Abschaltung müssen die Kraftwerke mindestens eine bestimmte Zeit lang außer Betrieb bleiben, um zu hohen Verschleiß und Schäden zu vermeiden.<sup>81</sup> In der Vergangenheit dienten insbesondere schnellstartfähige Gasturbinenkraftwerke als flexible Kapazitäten, welche schnell für

---

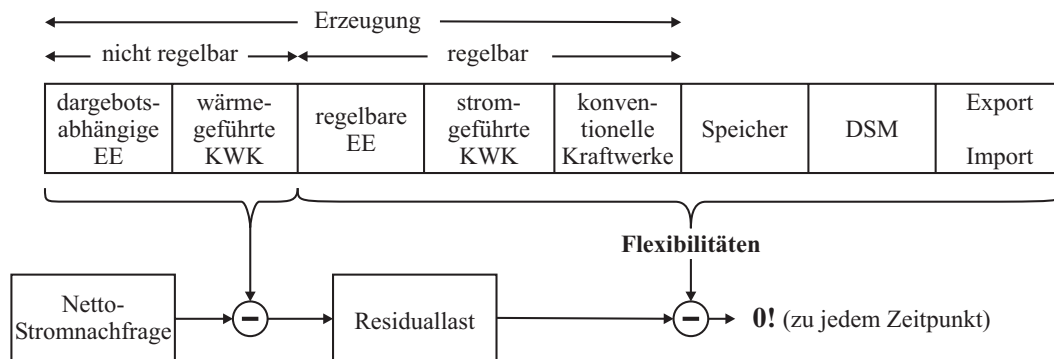
<sup>78</sup> Vgl. Lambertz et al. (2012), S. 19.

<sup>79</sup> Vgl. Cutter et al. (2012), S. 6.

<sup>80</sup> Vgl. Hibbard et al. (2012), S. 17.

<sup>81</sup> Vgl. Liebau (2012), S. 17.

einen Ausgleich sorgen konnten. In der Praxis erreichen DSM-Kapazitäten jedoch (noch) nicht die Flexibilität der Gaskraftturbinenkraftwerke.<sup>82</sup>



**Abbildung 2.11.:** *Flexibilitäten im stromwirtschaftlichen System. Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Consentec(2011), S. 5.*

Abbildung 2.11 verdeutlicht das Zusammenwirken der einzelnen Bestandteile auf der Angebots- und Nachfrageseite im zukünftigen stromwirtschaftlichen System. Auf der Angebotsseite muss zwischen flexiblen und unflexiblen Stromerzeugungsanlagen unterschieden werden. Zur unflexiblen Stromerzeugung zählen insbesondere die dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien sowie wärmegeführte KWK-Anlagen, die wegen gleichzeitiger Wärmelieferungen nicht flexibel geregelt werden können. Zur flexiblen Stromerzeugung zählen die konventionellen Kraftwerke, welche zur reinen Stromproduktion am Netz sind. Flexible Anlagen mit regenerativer Erzeugung sind z.B. Biogas- und Biomasse-Kraftwerke, welche sich sehr gut regeln lassen. Stromgeführte KWK-Anlagen können ebenfalls einen Beitrag zur Flexibilität leisten.

Zieht man von der Nettonachfrage die unflexible Erzeugung ab, so erhält man die Residuallast, welche mit den flexiblen Kraftwerken, flexiblem Speichereinsatz, flexiblen DSM-Maßnahmen sowie flexiblem Außenhandel gedeckt werden muss.<sup>83</sup> In Summe müssen die Flexibilitäten dafür sorgen, dass die Differenz zwischen Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt Null beträgt.

Entsprechend der dargestellten Flexibilitäten wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit der Fokus auf die nachfrageseitigen Flexibilitäten gelegt. Alle in Abbildung 2.11 genannten Flexibilitäten finden Eingang in das in Kapitel 4 entwickelte Strommarkt-Modell, mit welchem in Kapitel 5 in einer Szenarioanalyse die unterschiedlichen Wirkungen der nachfrageseitigen Flexibilitäten analysiert werden.

<sup>82</sup> Vgl. Kapitel 3.3.1.3 für die Darstellung der Gründe sowie der Probleme und Fehler von DSM-Programmen.

<sup>83</sup> Vgl. Dena (2010a), S. 112.



## 2.5. Wirtschaftlichkeit von Kraftwerks- und Speicherprojekten

Das Energiekonzept der Bundesregierung hat als wesentliche Handlungsforderungen die Reduktion der Treibhausgase, damit einhergehend die Reduktion der Nutzung fossiler Energierohstoffe, die Erhöhung der Energieeffizienz sowie den Ausbau der Erneuerbaren Energien formuliert. Damit ergeben sich weitreichende Konsequenzen für die Finanzierung und Wirtschaftlichkeit von Kraftwerks- und Speicherprojekten im deutschen Energy-only-Markt.<sup>84</sup>

In einem idealtypischen Energy-only-Markt müssen die Kraftwerksbetreiber ihre Gesamtkosten (variable Erzeugungskosten plus Fixkosten) über den Verkauf von Strom und den damit verbundenen Nebenleistungen erwirtschaften. Die erzielbaren Deckungsbeiträge (Differenz aus Strompreis und variablen Erzeugungskosten) reichen dabei aus, um die Vollkosten der Kraftwerke zu decken und um genügend Investitionsanreize zu geben, dass die Versorgungssicherheit langfristig gewährleistet werden kann. Speicherbetreiber können Deckungsbeiträge erzielen, indem sie die Preisunterschiede im Strommarkt ausnutzen. In Zeiten mit niedrigen Strompreisen werden die Speicher geladen und in Zeiten mit hohen Strompreisen wieder entladen. Gemäß dem Prinzip der Merit-Order bestimmt das Grenzkraftwerk den Strompreis.

Unter betriebswirtschaftlichen Aspekten ist eine Investition vorteilhaft, wenn ihr Kapitalwert größer als Null ist.<sup>85</sup> Politische, ökonomische und technische Rahmenbedingungen nehmen in Zukunft jedoch Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Projekte und führen zu einem sog. *Missing-Money-Problem*. Matthes et al. (2012) nennen die folgenden Gründe, welche die wirtschaftliche Situation und somit die Fixkostendeckung für Alt- und Neuanlagen heute und in Zukunft massiv beeinträchtigen:<sup>86</sup>

- Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise,
- Entwicklung der Strompreise,
- zurückgehende Einsatzstunden für konventionelle Kraftwerke,
- Steigerung der Wettbewerbsintensität,

<sup>84</sup> Für eine Analyse der Investitionsproblematik auf dem Elektrizitätsmarkt und möglichen Lösungen, vgl. z.B. Böske (2007), S. 108ff sowie Matthes et al. (2012).

<sup>85</sup> Für eine kurze Darstellung der Kapitalwertmethode, vgl. Kapitel 3.2.1.

<sup>86</sup> Vgl. Matthes et al. (2012), S. 21 u. S. 24.

- Verlust der Preisspitzen in Peak-Stunden,
- Wegfall der *windfall profits* (kostenlose Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten im Rahmen des EUTS).

Auf dem deutschen Energy-only-Markt erfolgt die Vergütung rein über einen Arbeitspreis. Als Nebenleistung kann die Kapazität auch auf dem Regenergiemarkt angeboten werden, was mit einem Entgelt (Leistungspreis) vergütet wird. Als drittes Element zur Finanzierung kann die Förderung der Erneuerbaren Energien angesehen werden.<sup>87</sup> Durch eine sehr geringe Preiselastizität der Nachfrage sind Verbraucher durchaus bereit, in Knappheitssituationen hohe Preisaufläge zu zahlen. Jedoch fehlt im heutigen Strommarkt die notwendige Infrastruktur bei den Konsumenten, um auf entsprechende Preissignale reagieren zu können.<sup>88</sup> Neben der unelastischen Nachfrage ist auch der Charakter von Versorgungssicherheit als öffentliches Gut ein Grund dafür, warum Investitionen in Kraftwerke ausbleiben. Trittbrettfahrer profitieren kostenlos von den Investitionen anderer, die einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.<sup>89</sup> Zwar besteht heute noch keine Gefahr für die Versorgungssicherheit in Deutschland, da die Kraftwerkskapazitäten aus den alten Monopolzeiten noch ausreichend hoch sind. In Zukunft fallen jedoch konventionelle Kraftwerkskapazitäten weg, welche zunehmend durch Erneuerbare Energien ersetzt werden. Daraus resultiert der oben genannte und in Abbildung 2.10 verdeutlichte Verlust der Preisspitzen in Peak-Stunden sowie eine zurückgehende Anzahl an Einsatzstunden für die konventionellen Kraftwerke, die eine immer kleiner werdende Residuallast befriedigen müssen. Die Dargebotsabhängigkeit der Erneuerbaren Energien kann zu höheren Einsatzzeiten der Stromspeicher führen, jedoch führt auch hier der Verlust der Preisspitzen dazu, dass ein wirtschaftlicher Betrieb nicht mehr möglich sein wird, da die Preisspreads fehlen.<sup>90</sup>

Unter den genannten Entwicklungen stellt sich die Frage, wie Kraftwerks- und Stromspeicherbetreiber in Zukunft ihre Kapitalkosten verdienen können, damit notwendige Investitionen getätigt werden und so die Versorgungssicherheit

---

<sup>87</sup> Vgl. Matthes et al. (2012), S. 36.

<sup>88</sup> Vgl. Böske (2007), S. 128.

<sup>89</sup> Vgl. Flinkerbusch und Scheffer (2013), S. 13.

<sup>90</sup> Vgl. Bundesregierung (2010), S. 21. Für die Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Strompreise, vgl. Abbildung 3.7 sowie die Ergebnisse der Modellierung in Kapitel 5.

gewährleistet werden kann.<sup>91</sup> Als eine Möglichkeit für die langfristige Sicherung der Investitionen und Versorgungssicherheit wird die Einführung eines Kapazitätsmarktes diskutiert. So fordern Matthes et al. (2012), dass das neue Markt-design „die Erlösbestandteile für die erneuerbaren und die konventionellen Energieträger angleicht“, „wofür die Entwicklung eines Marktes mit Erlösen für Arbeit, Leistung und Systemdienstleistungen notwendig“ ist.<sup>92</sup>

Das Ziel eines Kapazitätsmarktes ist es, die Versorgungssicherheit durch Sicherung einer ausreichenden Dimension an Bestandskraftwerken, des notwendigen Zubaus von neuen Kraftwerken sowie einer Bereitstellung äquivalenter Kapazitäten (steuerbare Lasten) zu gewährleisten. Als Nebenbedingung sollten dabei eine Kostengünstigkeit für die Verbraucher, Umbauanreize für das Stromversorgungssystem sowie umweltpolitische Ziele erfüllt werden.<sup>93</sup> Die Ausgestaltung kann dabei auf verschiedene Art und Weise erfolgen.<sup>94</sup>

Neben einer ausreichenden Kapazitätsvorhaltung zur Wahrung der Versorgungssicherheit können weitere Maßnahmen dafür sorgen, dass es trotz hoher dargebotsabhängiger Einspeisung nicht zu einem Blackout kommt. Zu nennen sind insbesondere ein flexibles Lastmanagement sowie Stromspeicher. Durch ein flexibles Lastmanagement kann die Spitzenlast im stromwirtschaftlichen System dauerhaft wirkungsvoll gesenkt werden. Als Ergebnis wäre eine Senkung der im Markt insgesamt vorzuhaltenden Erzeugungskapazitäten sowie ein geringerer Lastwechselbedarf möglich.<sup>95</sup> Die durchschnittlichen Grenzkosten sinken durch die geringere Inanspruchnahme der Kapazitäten mit den höchsten Erzeugungskosten im Markt ab. Dadurch sinken auch die erzielbaren Deckungsbeiträge.<sup>96</sup> Gleichzeitig können bei entsprechender Gestaltung des Lastmanagements durch Real-Time Pricing (RTP) die Knappheitssignale

---

<sup>91</sup> Matthes et al. (2012) kommen zu dem Schluss, dass das Versagen des Energy-only-Marktes mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit erwartbar ist. Buttermann und Baten (2013) kommen für Braunkohlekraftwerke zu dem Ergebnis, dass heute neu zu errichtende Braunkohlekraftwerke auch unter den Vorgaben der Energiewende wirtschaftlich betrieben werden können. Ausschlaggebend für diese positive Einschätzung sind jedoch die Zahlungsströme, die in naher Zukunft anfallen. Die Auswirkungen der Energiewende sind jedoch erst ab dem Jahr 2020 vermehrt spürbar, weshalb die Frage der Kapitalkostendeckung für die ferne Zukunft weiterhin bestehen bleibt.

<sup>92</sup> Vgl. Matthes et al. (2012), S. 40.

<sup>93</sup> Vgl. Matthes et al. (2012), S. 64.

<sup>94</sup> Für einen vergleichenden Überblick über die verschiedenen Kapazitätsmechanismen, vgl. Flinkerbusch und Scheffer (2013).

<sup>95</sup> Auch mit dem in dieser Arbeit verwendeten Modell in Kapitel 4 bzw. Kapitel 5 kann gezeigt werden, dass die nachfrageseitigen Flexibilitäten zu einer deutlichen Reduktion der vorzuhaltenden Erzeugungskapazitäten führen können. Die entsprechenden Ergebnisse werden mit Abbildung 5.27 in Kapitel 5.6 analysiert.

<sup>96</sup> Vgl. Voß (2010), S. 191.

im Markt direkt an die Verbraucher weitergeleitet werden, wodurch mit einer preiselastischen Nachfrage Knappheitsrenten erzielt werden können.<sup>97</sup>

Für eine detaillierte Diskussion und Analyse des *Missing-Money-Problems* sowie dessen mögliche Lösung sei z.B. an Matthes et al. (2012) verwiesen. In dieser Arbeit wird in der späteren Modellierung und in der Szenarioanalyse davon ausgegangen, dass das regulatorische Umfeld in Zukunft die entsprechenden Marktanreize schafft, sodass die entsprechenden Investitionen in die im Modell unterstellten nachfrageseitigen Flexibilitäten getätigt werden und für einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage zur Verfügung stehen.

---

<sup>97</sup> Für eine genaue Darstellung der Wirkungsweise, vgl. die Ausführungen zu Abbildung 3.6.

## 3. Nachfrageseitige Potenziale für den deutschen Strommarkt

Die heutige Stromerzeugung in Deutschland basiert zu großen Teilen auf fossilen und nuklearen Energieträgern.<sup>98</sup> Durch den geplanten (und teilweise bereits vollzogenen) Atomausstieg und der damit einhergehenden zunehmenden fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien steht der deutsche Strommarkt vor neuen Herausforderungen. Um die Versorgungssicherheit in Deutschland nicht zu gefährden, sind bei einer erhöhten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien weitere Maßnahmen und Reserve-Kraftwerke erforderlich. Neben der Stromspeicherung können andere Mittel und Maßnahmen ergriffen werden, welche den Ausgleich von Angebot und Nachfrage erleichtern und eine Entkopplung von Stromproduktion und Stromverbrauch ermöglichen.<sup>99</sup> Bedingt durch die in Kapitel 2.4 beschriebenen Veränderungen auf der Angebotsseite kommt es deshalb in Zukunft notwendigerweise zu Änderungen auf der Nachfrageseite.

### 3.1. Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland

#### 3.1.1. Historische Entwicklung

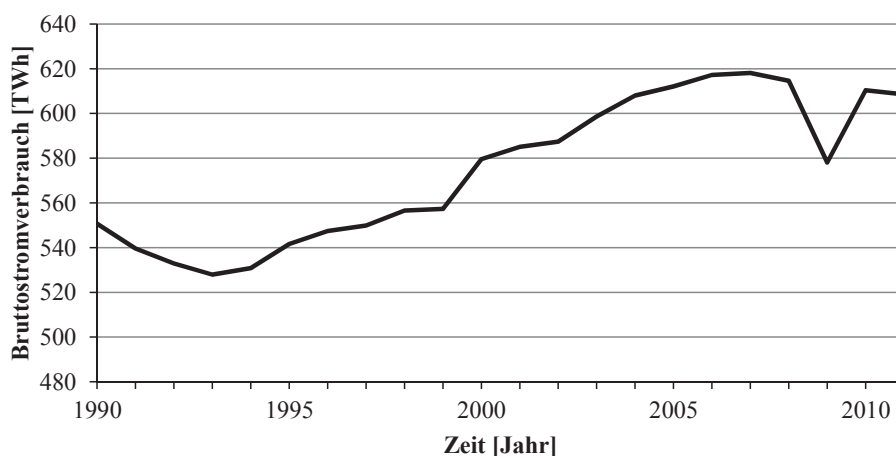
Nach Ende des zweiten Weltkriegs kam es im Zuge des Wiederaufbaus zu einer steigenden Nachfrage nach Strom. Bedingt durch das starke Wirtschaftswachstum in den 1950er Jahren und der damit verbundenen Förderung des Bergbaus, der Stahlindustrie sowie wenig später des Maschinenbaus, der Chemie und der Elektroindustrie erlebte auch die Nachfrage nach Strom ein intensives Wachstum. Betrug die Bruttostromerzeugung im Jahr 1950 nur ca. 40 TWh, so ist diese in den folgenden Jahrzehnten relativ stetig und intensiv auf ca. 470 TWh

---

<sup>98</sup> Vgl. Kapitel 2.2.1.2.

<sup>99</sup> Vgl. Dena (2010a), S. 23.

im Jahr 1980 angewachsen.<sup>100</sup> Auch der Elektrizitätsverbrauch der Haushalte ist in den 1950er und 1960er Jahren durch gestiegenen Wohlstand und einem damit einhergehenden extrem gestiegenen Ausstattungsgrad der Haushalte mit elektrischen Geräten stark gewachsen. Der dritte Sektor mit einem gestiegenen Stromverbrauch war die Landwirtschaft. Eine zunehmende Elektrifizierung der Höfe zur Verbesserung der Agrarstruktur und Nutzung neuer Gerätetechnik hat auch in diesem Sektor in den 1950er und 1960er Jahren zu einem starken Anstieg bei der Stromnachfrage geführt.<sup>101</sup>



**Abbildung 3.1.:** *Bruttostromverbrauch in Deutschland von 1990 – 2011 [in TWh]. Datenquelle: BMWi.*

Abbildung 3.1 verdeutlicht den weiteren Verlauf des Bruttostromverbrauchs für die Jahre 1990 bis 2011. Zwei Ereignisse haben in der Vergangenheit dafür gesorgt, dass die Stromnachfrage rückläufig war. Zum einen kam es im Zuge der Wiedervereinigung ab dem Jahr 1989 zu einem Nachfragerückgang. Bedingt durch die Einführung der Marktwirtschaft und den damit verbundenen Anpassungsprozessen wurden energieintensive Produktionen geschlossen oder drastisch zurückgefahren. Insbesondere in den Bereichen Chemie, der Eisen-Industrie und der Gummi- und Holzverarbeitung kam es zu drastischen Einschnitten und Einsparungen. Zum anderen zeigt Abbildung 3.1 einen starken Rückgang in den Jahren 2008 bzw. 2009. Im Zuge der Wirtschaftskrise des Jahres 2008 kam es zu einem Einbruch der Wirtschaft in Deutschland, welcher weitreichende Auswirkungen auf die Nachfrage nach Primärenergieträgern und Strom hatte. Da sich Deutschland aber schnell von der Krise erholt hat und zu

<sup>100</sup> Die Bruttostromerzeugung beschreibt die insgesamt erzeugte Strommenge. Zieht man davon den Eigenbedarf der Kraftwerke sowie die Leitungs- und sonstigen Verluste ab, so erhält man die Nettostromerzeugung. Der Eigenbedarf von Kohlekraftwerken liegt z.B. bei etwa 10 % und der von Kernkraftwerken um 5 % der von ihnen selbst erzeugten elektrischen Energie. Es sei darauf hingewiesen, dass der Eigenbedarf von Kernkraftwerken auch nach einer Abschaltung zwecks Kühlung der Reaktoren und Brennstäbe weiterhin bestehen bleibt.

<sup>101</sup> Vgl. Wolter und Reuter (2005), S. 201f.

einem Wirtschaftswachstum zurückgefunden hat, kam es im Jahr 2010 bereits wieder zu einem Anstieg der Stromnachfrage. Im Jahr 2011 war der Bruttostromverbrauch leicht rückläufig.

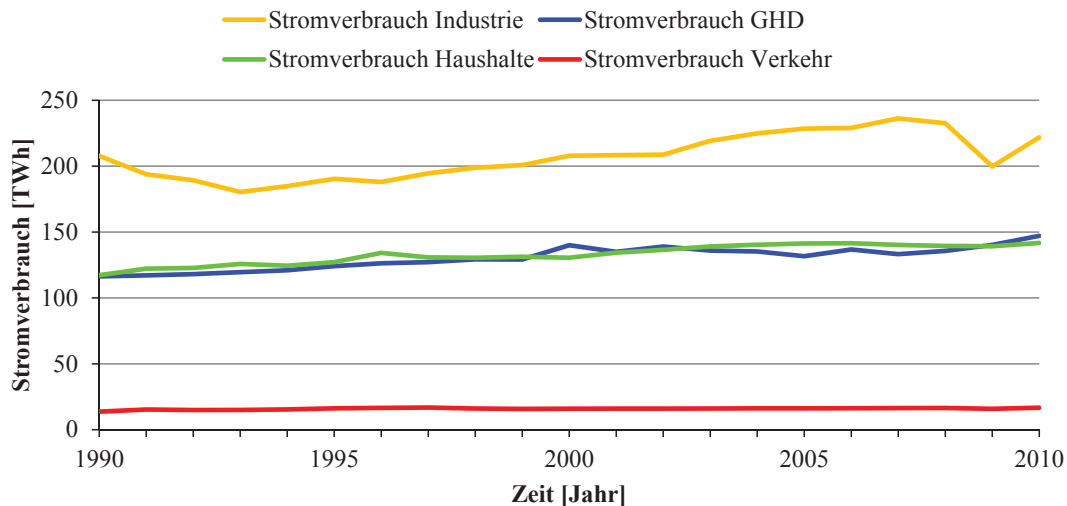
Zeitraum	Bruttoinlandsprodukt	Primärenergieverbrauch	Bruttostromverbrauch
Durchschnittliche jährliche Veränderung			
1950 – 1960	+8,2 %	+4,6 %	+10,0 %
1961 – 1970	+4,4 %	+4,8 %	+7,4 %
1971 – 1980	+2,7 %	+1,5 %	+4,1 %
1981 – 1990	+2,3 %	0,0 %	+1,8 %
1991 – 2000	+1,6 %	0,0 %	+0,8 %
2001 – 2009	+0,4 %	-1,1 %	-0,1 %

**Tabelle 3.1.:** *Wachstumsraten von Wirtschaftsleistung, Energie- und Stromverbrauch. Datenquelle: Schiffer(2010), S. 447.*

Tabelle 3.1 verdeutlicht die obige Argumentation anhand eines Vergleichs der durchschnittlichen jährlichen Veränderungsraten zwischen Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Bruttostromverbrauch. Das hohe jährliche Wirtschaftswachstum in den sog. Jahren des Wirtschaftswunders von 1950 – 1960 von durchschnittlich 8,2 % ging einher mit ebenfalls hohen durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten beim Primärenergieverbrauch (+4,6 %) und beim Bruttostromverbrauch (+10,0 %). Auch in den zwei darauffolgenden Jahrzehnten hat der Stromverbrauch im Vergleich zum Bruttoinlandsprodukt überproportional zugenommen. Dieses Verhältnis ändert sich in den 1980er Jahren. Einem im Durchschnitt wachsenden Bruttoinlandsprodukt steht ein stagnierender Primärenergieverbrauch und ein unterproportional steigender Stromverbrauch gegenüber. Ab dem Jahr 2001 ist der Stromverbrauch im Durchschnitt sogar leicht rückläufig (-0,1 %).

Abbildung 3.2 verdeutlicht die Entwicklung des Energieverbrauchs in den Sektoren Industrie, GHD, Verkehr und Haushalte. Wie bereits in Tabelle 2.3 angedeutet, ist der Stromverbrauch des Industriesektors am höchsten. Bei den privaten Haushalten und im GHD-Sektor sind die Verbräuche in etwa gleich hoch. Der Verkehrssektor hat nur einen geringen Stromverbrauch, da der Großteil der Fahrzeuge heute noch mit fossilen Kraftstoffen wie Benzin und Diesel angetrieben wird.

Die Entwicklung des Stromverbrauchs im Industriesektor ist durch die oben genannten Ereignisse geprägt. Durch den Wegfall der stromintensiven Industrien der ehemaligen DDR kommt es in den frühen 1990er-Jahren zu einem sinkenden Stromverbrauch. Dieser steigt ab dem Jahr 1993 bis zum Jahr 2008 an. Der Beginn der Wirtschaftskrise im Jahr 2008 hat insbesondere im In-



**Abbildung 3.2.:** Entwicklung des Stromverbrauchs in den verschiedenen Sektoren in den Jahren 1990 – 2010 [in TWh].  
Datenquelle: EEFA.

dustriesektor für einen massiven Rückgang des Stromverbrauchs gesorgt. Von 236 TWh im Jahr 2007 sank der Stromverbrauch im Jahr 2009 auf nur noch 200 TWh. Die rasche Erholung der Wirtschaft hat dafür gesorgt, dass sich der Verbrauch des Industriesektors wieder normalisiert hat.

Bei der Entwicklung des Stromverbrauchs in den Sektoren GHD und private Haushalte können keine extremen Entwicklungen identifiziert werden. Hier ist eine im Zeitverlauf steigende Entwicklung zu erkennen. Von knapp unter 120 TWh im Jahr 1990 steigt der Verbrauch bis auf über 140 TWh im Jahr 2010 an. Inwieweit die Einführung von Elektromobilität einen Einfluss auf den Stromverbrauch im Verkehrssektor haben wird, wird in Abschnitt 3.4.2.3 näher erläutert.

### 3.1.2. Zukünftige Entwicklung

Wie die gesamte Energienachfrage ist auch die zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage von vielen verschiedenen Einflussfaktoren abhängig. Die durch jeden Sektor ausgelöste Stromnachfrage je Zeiteinheit ist abhängig vom Bestand an Gebäuden, Geräten, Fahrzeugen und Anlagen, von deren Nutzungsintensität während der jeweils betrachteten Periode sowie von der gerätespezifischen Effizienz bei der Wandlung von Endenergie in Nutzenergie.<sup>102</sup> Auch klimatische Gegebenheiten spielen eine entscheidende Rolle. Durch den Klimawandel verursachte erhöhte Temperaturen sorgen für einen erhöhten Ein-

<sup>102</sup> Vgl. Erdmann und Zweifel (2008), S. 66.



satz von Kühlaggregaten, während die Heizsysteme weniger Strom verbrauchen.<sup>103</sup>

Die Einflussfaktoren lassen sich in langfristige und kurzfristige Faktoren unterscheiden. Langfristig spielen ökonomische Faktoren die bedeutendste Rolle für die Entwicklung der Stromnachfrage. Je nach verfügbarem Einkommen und Präferenzen wählt jeder Kunde seine individuelle Stromnachfrage. Bei der Wahl entscheidend sind die Kosten für Strom, welche sich in den Energiepreisen bzw. langfristigen Strompreisen widerspiegeln.<sup>104</sup> Demographische und soziologische Variablen beeinflussen ebenfalls die langfristige Stromnachfrage: je nach Haushaltsgröße, Alter der Bevölkerung und Zusammensetzung der Haushalte ergibt sich ein unterschiedliches Nachfrageverhalten.

In der kurzen Frist sind insbesondere solche Einflussfaktoren zu nennen, welche sich auf das Konsum- und Nutzungsverhalten bzw. die Nutzungsintensität auswirken. Bei leitungsgebundenen Energieträgern können verschiedene Einflussfaktoren identifiziert werden. So haben Tageszeit-Effekte, Kalender-Effekte, jahreszeitliche Saison-Effekte, Konjunkturschwankungen, Temperaturschwankungen oder Energiepreisfluktuationen einen Einfluss auf den kurzfristigen Stromkonsum.<sup>105</sup>

Nach Jahrzehnten des Wachstums befindet sich die Stromnachfrage aktuell auf einem relativ konstanten Niveau. Für die Zukunft lassen sich nachfragesenkende und nachfragesteigernde Faktoren unterscheiden.

### 3.1.2.1. Nachfragesenkende Faktoren

Von erheblicher Bedeutung für den Energieverbrauch ist die demographische Entwicklung der Bevölkerung. Je nach Geburtenrate, Sterberate und Migrationsbewegungen der Bevölkerung kann man Rückschlüsse auf den Stromverbrauch ziehen. Im Jahr 2011 ist die Einwohnerzahl Deutschlands erstmals seit acht Jahren Rückgang wieder leicht angestiegen. Am Jahresende lebten 81,80 Mio. Menschen in der Bundesrepublik Deutschland.<sup>106</sup> Grund für den Anstieg sind hohe Wanderungsgewinne gegenüber dem Ausland, welche das

<sup>103</sup> Vgl. Heshmati (2013), S. 3. Eine detaillierte Analyse der Entwicklung des Energieverbrauchs für Wärme- und Kälteanwendungen im Wohnsektor findet sich z.B. bei Isaac und van Vuuren (2009). Der Nettoeffekt des Klimawandels auf die Energienachfrage ist nur gering, da der Nachfragerückgang bei Wärmeanwendungen durch einen Nachfrageanstieg bei Kälteanwendungen kompensiert wird.

<sup>104</sup> Vgl. Heshmati (2013), S. 4.

<sup>105</sup> Vgl. Erdmann und Zweifel (2008), S. 74.

<sup>106</sup> Datenquelle: Statistisches Bundesamt.

Geburtendefizit mehr als ausgleichen konnten. Insbesondere die vollständige Arbeitnehmerfreizügigkeit, welche seit Mai 2011 gilt, sorgte für hohe Zuzugszahlen aus den im Jahr 2004 der Europäischen Union beigetretenen Staaten. Seit dem Jahr 1991 liegt die Bevölkerungszahl bei über 80 Mio., jedoch gibt es seit 1991 immer ein Geburtendefizit, da die Geburtenrate mit wenigen Ausnahmen rückläufig ist. Für die Zukunft kann laut Statistischem Bundesamt mit einer langsam sinkenden Bevölkerungszahl gerechnet werden. Je nach Szenario (unterschiedliche Annahmen bzgl. der durchschnittlichen Lebenserwartung, Geburtenhäufigkeit und Auswanderungssaldo) ist bis zum Jahr 2020 nur mit einem leichten Rückgang auf ca. 79 – 80 Mio. Menschen zu rechnen. Im weiteren Verlauf wird ein Rückgang auf 65 bzw. 75 Mio. Menschen im Jahr 2060 prognostiziert. Auch im Energiekonzept der Bundesregierung wird mit einer sinkenden Bevölkerung gerechnet, welche im Jahr 2020 mit 80,5 Mio., im Jahr 2040 mit 76,9 Mio. und im Jahr 2050 mit 73,8 Mio. Menschen angenommen wird.<sup>107</sup>

Die mittelfristig sinkende Bevölkerung sorgt c.p. direkt und indirekt für einen verringerten Stromverbrauch. Direkt entfällt der Verbrauch durch das Betreiben von Haushaltsgeräten oder bestimmten Anwendungen, indirekt entfällt durch den sinkenden Konsum bestimmter Güter der während der Produktion dieser Güter verbrauchte Strom. Da die Bevölkerungszahl bis zum Jahr 2020 nur in sehr geringem Maße sinkt (-2 Mio.), ist der Effekt auf den Stromverbrauch in naher Zukunft eher als gering einzustufen. Mit zunehmendem Zeitverlauf würde die demographische Entwicklung jedoch c.p. zu einer sinkenden Stromnachfrage führen.

Der Industriesektor in Deutschland ist sehr energieintensiv und trägt mit einem Anteil von knapp 40 % zur deutschen Stromnachfrage bei (vgl. Tabelle 2.3). Je nach Entwicklung des Industriestandorts Deutschland hat dies somit direkte Auswirkungen auf die Stromnachfrage.<sup>108</sup> In den vergangenen 20 Jahren hat sich die Struktur der deutschen Wirtschaft stark geändert. Der Anteil des produzierenden Gewerbes an der nominalen Bruttowertschöpfung ist seit Jahren rückläufig, im Gegensatz dazu ist der Anteil der Dienstleistungen immer weiter angestiegen. Die historisch gewachsene Industriekultur in Deutschland mit Schwerpunkten auf der Produktion von industriellen Grundstoffen wie Stahl, Zement, Chlor, Aluminium oder Kupfer prägt auch gegenwärtig noch den industriellen Energieverbrauch, auch wenn die Bedeutung dieser Prozesse im

---

<sup>107</sup> Vgl. BMWi (2010b), S. 17.

<sup>108</sup> Vgl. Heshmati (2013), S. 1.

Verlauf des sektoralen Strukturwandels abgenommen hat.<sup>109</sup> Lag der Anteil des produzierenden Gewerbes an der Bruttowertschöpfung im Jahr 1970 bei 36,5 %, so sank dieser im Zeitverlauf auf 30,2 % im Jahr 1991 und schließlich auf nur noch 25,7 % im Jahr 2011.<sup>110</sup> Die Verlagerung der Bruttowertschöpfung hin in den Dienstleistungssektor ist Ausdruck sich ändernder Abläufe in den Wertschöpfungsketten der produzierenden Betriebe. Die Industrie fragt zunehmend selbst Dienstleistungen nach, wodurch Dienstleister immer mehr zu Vorleistern der Industrie werden. Die eigentliche wirtschaftliche Leistung des sekundären Sektors und somit dessen Beitrag zur Bruttowertschöpfung nimmt dadurch ab.

Sollte sich die historische Entwicklung auch in Zukunft weiter fortschreiben, so müsste von einem weiter schrumpfenden sekundären Sektor in Deutschland ausgegangen werden. C.p. würde ein schrumpfender Industriesektor die Nachfrage nach Strom automatisch verringern. Eine Verlagerung von Teilen der Produktion zu externen Dienstleistern würde hier jedoch gleichzeitig zu einer erhöhten Nachfrage nach Strom führen. Eine sektorale Betrachtung ist somit nicht zielführend, vielmehr muss die Dynamik des gesamtwirtschaftlichen Wachstums für die Entwicklung des Energieverbrauchs betrachtet werden. Erst eine genaue quantitative Gegenüberstellung könnte den resultierenden Effekt darstellen. Kurzfristig können diese Effekte die übrigen Effekte sogar überdecken, da Auslastungsschwankungen in den energieintensiven Produktionsprozessen des produzierenden Gewerbes positive und negative Ausschläge beim Energieeinsatz erzeugen können.<sup>111</sup>

Vor dem Hintergrund des globalen Klimawandels strebt die Bundesregierung mit dem Energiekonzept eine stark erhöhte Energieeffizienz an. Bis zum Jahr 2020 soll die Energieeffizienz im Vergleich zum Referenzjahr 1990 um 20 % erhöht werden.<sup>112</sup> Mit verschiedenen Maßnahmen und der eigens eingerichteten Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) soll das vorhandene Einsparpotenzial in den verschiedenen Sektoren gehoben werden. Isoliert betrachtet führt eine erhöhte Energieeffizienz c.p. zu einer sinkenden Stromnachfrage.<sup>113</sup> Jedoch kann es durch die gestiegene Energieeffizienz und dem gesunkenen notwendigen Energieeinsatz pro Output-Einheit dazu kommen, dass entsprechende Prozesse häufiger genutzt werden (Rebound-Effekt). Im schlimmsten Fall kann der

---

<sup>109</sup> Vgl. BMWi (2010a), S. 20.

<sup>110</sup> Datenquelle: Statistisches Bundesamt.

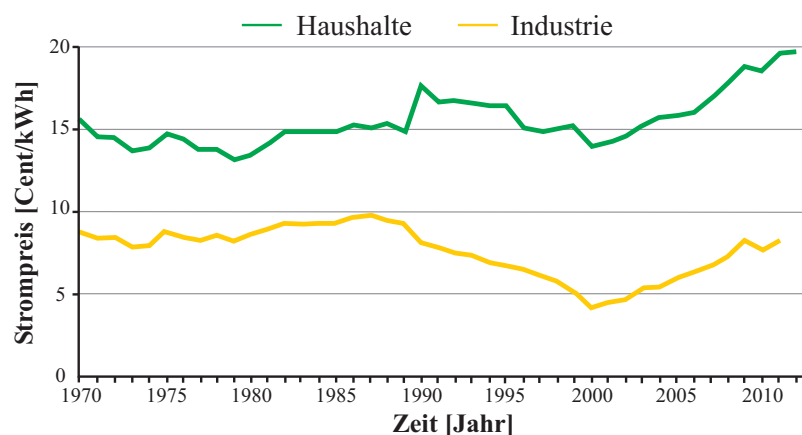
<sup>111</sup> Vgl. BMWi (2010a), S. 20.

<sup>112</sup> Vgl. Dena (2012), S. 55.

<sup>113</sup> Vgl. Heshmati (2013), S. 3.

durch Energieeffizienz eingesparte Stromverbrauch sogar durch zusätzlichen Konsum überkompensiert werden (Backfire-Effekt).<sup>114</sup>

Entscheidend für die Nachfrage nach einem Produkt ist der Preis, welcher für das jeweilige Produkt bezahlt werden muss. Typischerweise muss bei steigenden Preisen mit einer sinkenden Nachfrage gerechnet werden. Abbildung 3.3 verdeutlicht die Entwicklung der inflationsbereinigten Strompreise für private Haushalte und Industrie von 1970 bis 2012. Nachdem die Strompreise in den 1990er Jahren real leicht gesunken sind, steigt der Strompreis sowohl für private Haushalte als auch für Industriekunden mit Ausnahme der Jahre der Wirtschaftskrise seit dem Jahr 2000 kontinuierlich an.



**Abbildung 3.3.:** Entwicklung der inflationsbereinigten Strompreise für Haushalte und Industrie von 1970 – 2012 [in Cent/kWh].  
Datenquelle: BMWi

Zusammen mit Abbildung 3.2 zeigt sich, dass es trotz der real gestiegenen Strompreise nicht zu einem Nachfragerückgang bei Strom gekommen ist. Vielmehr ist auch die Nachfrage nach Strom in den letzten Jahren (mit Ausnahme der Wirtschaftskrise im Jahr 2008/2009) steigend. Der Grund für dieses Verhalten muss in der geringen Substituierbarkeit und dem essentiellen Charakter des Gutes Strom gesehen werden. Daraus folgt eine sehr geringe Preiselastizität der Nachfrage.<sup>115</sup> Steigende Strompreise führen dementsprechend nicht oder nur in sehr kleinem Umfang zu einem Nachfragerückgang.<sup>116</sup>

Der zunehmende Ausbau der Erneuerbaren Energien hat in der Vergangenheit dafür gesorgt, dass die EEG-Umlage drastisch gestiegen ist und somit die Strompreise gestiegen sind. Ohne eine politische Deckelung der EEG-Umlage

<sup>114</sup> Vgl. Linares und Labandeira (2010), S. 581 sowie Buttermann und Baten (2013), S. 48. Für eine detaillierte Darstellung der Energieeffizienz, vgl. Abschnitt 3.2.

<sup>115</sup> Vgl. Gatzert (2008), S. 31.

<sup>116</sup> Für eine detaillierte Darstellung zur Preiselastizität der Stromnachfrage, vgl. Abschnitt 3.3.1.2.

muss auch in Zukunft mit einer steigenden EEG-Umlage gerechnet werden. Somit könnte sich der steigende Trend bei der Entwicklung der Strompreise weiter fortsetzen. Mit zunehmendem Ausbau der notwendigen Infrastruktur für eine Teilnahme an DSM-Programmen ergibt sich in Zukunft die Möglichkeit, dass Konsumenten Echtzeit-Informationen zu den jeweiligen Strompreisen erhalten. In Folge dessen kann es mittels manueller oder automatischer Beeinflussung der individuellen Lasten zu einer Lastverschiebung oder -reduktion kommen. Dazu bedarf es jedoch einer ausreichenden Sensibilisierung für das Thema in der Bevölkerung.<sup>117</sup>

### 3.1.2.2. Nachfragesteigernde Faktoren

Durch die starke Zunahme des Technisierungsgrades kommt es in Zukunft auch zu nachfragesteigernden Effekten. Einen nachfragesteigernden Faktor stellt die im Energiekonzept angekündigte Einführung der Elektrofahrzeuge dar. Die Strategie zur Elektromobilität sieht vor, bis zum Jahr 2020 eine Mio. und bis zum Jahr 2030 sechs Mio. Elektrofahrzeuge auf die Straße zu bringen. Auch wenn aktuelle Zulassungszahlen gegen das rechtzeitige Erreichen dieser Ziele sprechen, so wird es durch zukünftige Forschungsanstrengungen und dem politischen Willen dazu kommen, dass Elektromobilität in Zukunft im Verkehrssektor zu einer erhöhten Stromnachfrage führen wird.<sup>118</sup> Zusätzlich ist in Zukunft eine Verlagerung des Transports von der Straße auf die Schiene zu erwarten, was zu einer weiteren Erhöhung der Stromnachfrage führen wird.<sup>119</sup>

Ein weiterer Mehrverbrauch ist durch diverse Anlagen und Produkte im privaten Bereich sowie bei Unternehmen zu erwarten. Trotz zunehmend effizienteren Gebäuden kommt es durch den Einbau von Wärmepumpen sowie Belüftungs- und Klimatisierungssystemen zu einem Mehrverbrauch.<sup>120</sup> Wärmepumpen machen die in der Umwelt vorkommende Wärme (z.B. aus dem Erdreich, der Luft oder dem Grundwasser) durch Zuführung von elektrischer Energie für Heizzwecke nutzbar.<sup>121</sup> In den letzten Jahren kam es zu einem starken Anstieg beim Absatz von Wärmepumpen. Im Jahr 2008 wurden rund 62.500 Anlagen abgesetzt, sodass insgesamt ein Anlagenbestand von rund 350.000 Anlagen in Deutschland installiert war. Seit Januar 2008 werden Wärmepumpenanlagen in Deutschland über das Marktanreizprogramm beim Bundesamt für Wirt-

<sup>117</sup> Vgl. Abschnitt 3.3.1.2.

<sup>118</sup> Für eine genaue Darstellung der Entwicklung von Elektromobilität, vgl. Abschnitt 3.4.

<sup>119</sup> Vgl. Boßmann et al. (2012), S. 16.

<sup>120</sup> Vgl. Dena (2012), S. 56.

<sup>121</sup> Für eine detaillierte Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes, vgl. Platt et al. (2010).

schaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) staatlich gefördert. Eine Prognose des Bundesverbands Erneuerbare Energien (BEE) geht von einer Steigerung des installierten Wärmepumpenbestands auf rund 1,8 Mio. Anlagen im Jahr 2020 aus. Dadurch erhöht sich der Stromverbrauch der elektrischen Wärmepumpen von 2,1 TWh im Jahr 2008 auf 10,3 TWh im Jahr 2020.<sup>122</sup>

Mit einer zunehmenden Digitalisierung nimmt auch der Stromverbrauch im Bereich IKT zu. Insgesamt kommt es zwischen dem Jahr 2007 und 2020 zu einem Anstieg des Stromverbrauchs um 20 % von 55,4 TWh auf 66,7 TWh. Dabei wird für die einzelnen Sektoren ein unterschiedlicher Verlauf der Entwicklung angenommen. Insbesondere für die privaten Haushalte und Rechenzentren muss mit einem Anstieg des Strombedarfs gerechnet werden, der Verbrauch für Endgeräte im Unternehmen bleibt hingegen in etwa konstant.<sup>123</sup> In Abhängigkeit des jeweiligen Betriebszustandes kann dabei eine unterschiedliche Entwicklung unterschieden werden. Durch die zunehmenden energiepolitischen Maßnahmen und Vorgaben auf EU-Ebene sinkt der Stromverbrauch der IKT-Geräte während des Standby-Betriebs von 11,1 TWh im Jahr 2007 auf 7,3 TWh im Jahr 2020. Im aktiven Betrieb hingegen steigt der Stromverbrauch von 28,6 TWh im Jahr 2007 auf 40,6 TWh um knapp 40 % an. Dieser Anstieg ist in einer Zunahme des Gerätebestandes begründet.<sup>124</sup>

## 3.2. Energieeffizienz

Im Energiekonzept der Bundesregierung wird Energieeffizienz als die „Schlüsselfrage“ für die zukünftige Entwicklung im Energiesektor bezeichnet. Es gibt erhebliche technische Potenziale, die in Zukunft genutzt werden sollen. Dazu bedarf es ökonomischer Anreize sowie zusätzlicher Informationen und Beratungen, um die Potenziale zu erschließen.

### 3.2.1. Theorie

Energieeffizienz beschreibt die Produktivität des Energieeinsatzes. Mit einer Verbesserung der Energieeffizienz wird gemeinhin assoziiert, dass der Energieverbrauch und damit die Energiekosten sinken, Treibhausgase vermieden und

---

<sup>122</sup> Vgl. Platt et al. (2010), S. 78.

<sup>123</sup> Vgl. im Folgenden Strobbe et al. (2009), S. 66ff.

<sup>124</sup> Für eine detaillierte Aufschlüsselung der Verbrauchsentwicklung je Geräteklasse und Sektor, vgl. Strobbe et al. (2009), S. 66ff.

die Abhängigkeit von Importen fossiler Brennstoffe reduziert werden. Eine verbesserte Energieeffizienz hat somit eine direkte Wirkung auf die Entwicklung der Energienachfrage.

In der Realität bleiben aktuelle Einsparvorteile ungenutzt, sodass der aktuelle Energieverbrauch vom möglichen optimalen Verbrauchsniveau abweicht. Diese Lücke zwischen optimalem und tatsächlichem Energieverbrauch wird auch als *efficiency gap* bezeichnet.<sup>125</sup> Eine genaue Quantifizierung dieser Lücke ist nicht trivial, da zunächst geklärt sein muss, wie hoch das (technisch oder wirtschaftliche) optimale Niveau des Energieverbrauchs ist. In den verschiedenen Sektoren (Industrie, GHD, Haushalte und Verkehr) lassen sich jeweils unterschiedlich hohe Einsparpotenziale identifizieren. Für eine Hebung dieser Potenziale ist investives Verhalten notwendig, welches jedoch nur in geringem Maße vorhanden ist. So unterbleiben effizienz erhöhende Investitionen, obwohl diese ökonomisch vorteilhaft wären.<sup>126</sup> Die Gründe dafür, dass die tatsächlich realisierten Einsparungen durch Energieeffizienzmaßnahmen geringer ausfallen als das theoretische Potenzial, sind vielfältig.

Problematisch für die Entscheidungsträger ist die Tatsache, dass die heutigen Investitionskosten bekannt sind, die zukünftigen Einsparungen durch die geringeren variablen Kosten jedoch von vielen Marktentwicklungen abhängen und somit unsicher sind.<sup>127</sup> Wesentlich für eine Entscheidung zur Investition in effizienzsteigernde Maßnahmen sind die zugrundegelegten Annahmen bzgl. der Preis- und Kostenentwicklungen in der Zukunft.<sup>128</sup> Insbesondere im Energiebereich sind die Preisentwicklungen sehr volatil, was die Einschätzung der Einsparpotenziale erschwert. Sind die zukünftigen Einsparungen zu niedrig (oder werden diese als zu gering angenommen), so wird zu wenig in Effizienzmaßnahmen investiert. Eine erhöhte Unsicherheit führt zur Verwendung von höheren Diskontraten bei einer Investitionsentscheidung, was für eine positive Bewertung der Effizienzmaßnahmen ebenfalls nicht förderlich ist.<sup>129</sup>

Der klassischen Kapitalwerttheorie folgend, lässt sich eine Investitionsentscheidung anhand des Nettoertrags der Investition bewerten. Der Nettoertrag ergibt sich als Differenz aus den diskontierten Erträgen und den diskontierten Ausgaben, welche durch die Investition generiert werden. Wenn der Nettoertrag die

<sup>125</sup> Vgl. Hirst und Brown (1990), S. 267 und Linares und Labandeira (2010), S. 575.

<sup>126</sup> Vgl. Galarraga et al. (2011), S. 66.

<sup>127</sup> Vgl. Hirst und Brown (1990), S. 274.

<sup>128</sup> Vgl. Linares und Labandeira (2010), S. 578.

<sup>129</sup> Vgl. Hausman und Joskow (1982), S. 220 und Linares und Labandeira (2010), S. 576.

Investitionskosten übersteigt und somit der Kapitalwert der Investition positiv ist, lohnt sich die Investition.

$$C_0 = -I + \sum_T (e_t - a_t) \cdot (1 + i)^{-t} \quad (3.1)$$

mit

$C_0$	Kapitalwert der Investition
$I$	Investitionskosten
$e_t$	Einnahmen in Periode t
$a_t$	Ausgaben in Periode t
$i$	Kalkulationszinssatz

Bei rationalem Verhalten und einem vollkommenen Markt mit bekanntem Kalkulationszinssatz sollte immer dann investiert werden, wenn sich ein positiver Kapitalwert  $C_0$  ergibt. Je nach Einstellung der einzelnen Individuen werden jedoch in der Realität zum einen unterschiedliche (und zu) hohe Kalkulationszinssätze angenommen, zum anderen wird der Zeit- bzw. Planungshorizont  $T$  unterschiedlich gewählt. Insbesondere im Energiebereich liegt eine Kurzsichtigkeit bei den Individuen vor. Investitionen in der Energiewirtschaft haben häufig sehr lange Pay-back-Perioden (z.B. haben Kraftwerke eine planmäßige Nutzungsdauer von mehreren Jahrzehnten). Trotzdem investieren Energiekunden nur dann in Effizienzmaßnahmen, wenn die Investitionsmehrkosten bereits innerhalb weniger Monate oder weniger Jahre zurückfließen. Dementsprechend liegen die Diskontraten der Effizienzmaßnahmen über den Kalkulationszinsen anderer Investitionen.<sup>130</sup>

Eine Investition in Effizienzsteigerungen erfordert ausreichend hohe Energiepreise.<sup>131</sup> Sind die Preise zu gering, so können die generierten Kostenvorteile für einzelne Energiekunden zu gering ausfallen. Der Aufwand der durchzuführenden Effizienzmaßnahmen erscheint im Verhältnis zum generierten Nutzen zu groß.<sup>132</sup>

<sup>130</sup> Vgl. Erdmann und Zweifel (2008), S. 83. Als Beispiel sei Hausman und Joskow (1982), S. 221 genannt. Eine Untersuchung zu den Diskontraten beim Kauf von unterschiedlich effizienten Klimageräten hat eine durchschnittliche Diskontrate von 20 – 25 % ergeben. Dies ist um ein Vielfaches höher als die Konditionen, zu denen man sich typischerweise Geld bei der Bank leihen kann.

<sup>131</sup> Vgl. Bundesregierung (2010), S. 11.

<sup>132</sup> Vgl. im Folgenden Linares und Labandeira (2010), S. 577ff.



Ein Auseinanderfallen von Investor und Nutzer der Effizienzsteigerungen führt zu einem sog. Prinzipal-Agent-Problem. Ein Mieter profitiert von den Effizienzsteigerungen, die der Vermieter an seiner Immobilie durchführt.

Eine Investition in Effizienzmaßnahmen ist immer auch mit dem Aufkommen von Transaktionskosten (z.B. für Planung, Finanzierung, etc.) verbunden, welche bei der Bewertung mitberücksichtigt werden müssen. Auch die Langlebigkeit heutiger Investitionsgüter sorgt für eine verminderte Investition in Effizienzmaßnahmen. Effizienzeinsparungen werden erst wahrgenommen, wenn man tatsächlich mit der Situation einer Neuanschaffung konfrontiert wird. Durch die lange Haltbarkeit von Fahrzeugen und Geräten wird auf eine vorzeitige kurzfristige Neuinvestition verzichtet.

Effizienzinvestitionen führen nicht zwangsläufig zu einer sinkenden Stromnachfrage. So kann es zum sog. Rebound-Effekt kommen.<sup>133</sup> Der Rebound-Effekt liegt vor, wenn eine verbesserte Energieeffizienz nicht zu einer proportionalen Reduktion der verbrauchten Energie führt. Er wird als Prozentzahl gemessen. Ein Rebound-Effekt von 0 % bedeutet, dass die Effizienzsteigerung zu einer entsprechenden Nachfragereduktion führt, wobei es keine Kompensationseffekte gibt. Bei einem Rebound-Effekt zwischen 0 % und 100 % kommt es zu einer Netto-Einsparung durch die Effizienzsteigerungen. Ein Rebound-Effekt von über 100 % wird auch als Backfire-Effekt bezeichnet, bei dem es durch die Effizienzsteigerungen zu einer Überkompensation und somit zu einer gestiegenen Energienachfrage kommt.<sup>134</sup>

Es können drei Gründe für den Rebound-Effekt angeführt werden:<sup>135</sup>

1. Preiseffekt: Effizienzverbesserungen bei einem Produkt führen zu einer Reduktion seines effektiven Preises für die Nutzung. Bei einer preiselastischen Nachfrage führt der niedrigere Preis zu einer erhöhten Nachfrage beim gleichen Produkt.
2. Einkommenseffekt: Mit dem sinkenden effektiven Preis steigt das verfügbare Einkommen. Es können somit andere Produkte oder Dienstleistungen in Anspruch genommen, welche zu einer erhöhten Energienachfrage führen.

<sup>133</sup> Vgl. Erdmann und Zweifel (2008), S. 81.

<sup>134</sup> Vgl. Abbildung 3.4 für eine beispielhafte Darstellung einer Überkompensation der Effizienzsteigerungen für die EU-27.

<sup>135</sup> Vgl. im Folgenden Linares und Labandeira (2010), S. 581.

3. Makroökonomischer Effekt: Produkte, die Energie als Input benötigen, können durch die sinkenden effektiven Preise günstiger angeboten werden. Auch hier kommt es zu einem erhöhten Konsum.

Es ist die Aufgabe der Politik, die nötigen Anreize zu schaffen, damit die Effizienzsteigerungen auch tatsächlich durchgeführt werden.

### 3.2.2. Einsparpotenziale

Für das oberste Ziel der europäischen Klimapolitik, den Ausstoß von Treibhausgasen bis zum Jahr 2050 um über 80 % gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren, ist der Energiesektor einer der wesentlichen Einflussfaktoren. Über 80 % der Treibhausgase wurden im Jahr 2009 im Energiesektor emittiert.<sup>136</sup> Eine Möglichkeit, das Ziel zu erreichen, besteht in der Verbesserung der Energieeffizienz, was c.p. zu weniger Energieverbrauch und somit zu weniger Ausstoß von klimaschädlichen Treibhausgasen führt.

Mtoe		2020	2030	2040	2050	Ersparnis 2050 [in Mrd. € <sub>2005</sub> ]
HH	technisch	101	187	199	207	124
	wirtschaftlich	81	146	164	199	127
GHD	technisch	47	71	82	90	71
	wirtschaftlich	40	58	82	90	71
Industrie	technisch	57	88	143	192	102
	wirtschaftlich	45	71	129	173	105
Verkehr (ohne E-Mobilität)	technisch	112	156	171	181	191
	wirtschaftlich	88	119	131	153	210
Summe	technisch	317	502	595	669	488
	wirtschaftlich	255	395	506	615	514

**Tabelle 3.2.:** *Einsparpotenziale im Energieverbrauch durch Energieeffizienz für die EU-27 [in Mtoe]. Datenquelle: Annahmen nach Boßmann et al. (2012), S. 202.*

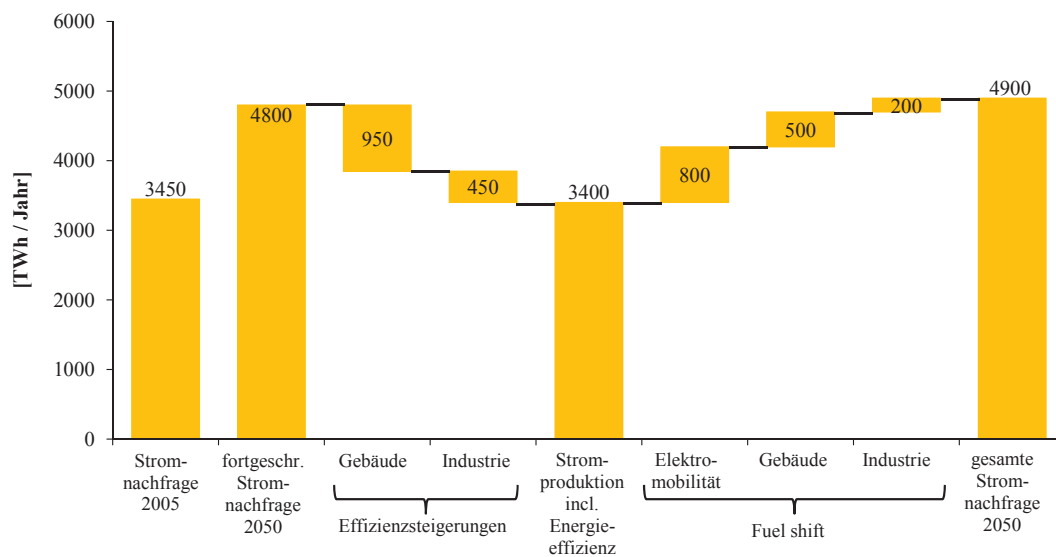
Tabelle 3.2 enthält die technischen und wirtschaftlichen Einsparpotenziale durch Effizienzsteigerungen für die Sektoren private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr für die EU-27 in *Million Tonnes of Oil Equivalent (Mtoe)*.<sup>137</sup> Es wird davon ausgegangen, dass es im Zeitverlauf zu einer verbesserten Energieeffizienz kommt. Das höchste Einsparpotenzial liegt im Sektor der privaten Haus-

<sup>136</sup> Vgl. Boßmann et al. (2012), S. 3

<sup>137</sup> Es gilt zu beachten, dass es sich bei den Werten in Tabelle 3.2 um Einsparpotenziale für die gesamte Energiewirtschaft handelt. Abbildung 3.4 verdeutlicht die Einsparpotenziale im Elektrizitätssektor für das Jahr 2050 für die EU-27.

halte vor. Technisch wäre im Jahr 2050 eine Einsparung in Höhe von 207 Mtoe möglich, wirtschaftlich könnten davon 199 Mtoe realisiert werden. Der energieintensive Industriesektor birgt das zweithöchste Einsparpotenzial: technisch könnten 192 Mtoe und wirtschaftlich noch 173 Mtoe im Jahr 2050 eingespart werden. Im Verkehrssektor liegt das Einsparpotenzial bei 181 Mtoe (wirtschaftlich 153 Mtoe), im GHD-Sektor bei 90 Mtoe (wirtschaftlich 90 Mtoe). In Summe ergibt sich so ein wirtschaftliches Einsparpotenzial in Höhe von 615 Mtoe im Jahr 2050.

Insgesamt ergibt sich für die EU-27 durch die wirtschaftlichen Effizienzsteigerungen im Jahr 2050 eine Ersparnis in Höhe von 514 Mrd. €. Die wertmäßig größte Ersparnis ergibt sich dabei im Sektor Verkehr. Sollten die Ölpreise knappheitsbedingt in Zukunft weiter ansteigen, so führt dies insbesondere bei den fossil betriebenen Fahrzeugen zu erhöhten Kosten. Dementsprechend kann durch Effizienzsteigerungen das größte Potenzial gehoben werden.



**Abbildung 3.4.:** *Kompensation von Effizienzsteigerungen durch zusätzliche Nachfrage für die EU-27 [in TWh/Jahr]. Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Boßmann(2012), S. 17.*

Abbildung 3.4 geht näher auf den Elektrizitätssektor ein und verdeutlicht die Auswirkungen durch mögliche Effizienzeinsparungen und zusätzlicher neuer Elektrifizierung bis zum Jahr 2050 für die EU-27. Dem normalen Trend folgend wird für das Jahr 2050 eine gegenüber 2005 gestiegene Stromnachfrage von 4800 TWh angenommen. Zieht man von dieser Stromnachfrage die Einsparungen durch Effizienzverbesserungen im Gebäudebereich (-950 TWh) sowie in der Industrie (-450 TWh) ab, so müssen im Jahr 2050 insgesamt 3400 TWh Strom produziert werden. Dies würde im Vergleich zum Jahr 2005 einer Reduktion um 50 TWh entsprechen.

Eine zunehmende Elektrifizierung in den Bereichen Transport, Gebäude und Industrie führt jedoch zu einem starken Kompensationseffekt, welcher in Summe zu einer Überkompensation der Einsparungen und somit zu einem Backfire-Effekt führt. Beim Transport wird angenommen, dass es zu einer Substitution der Pkw durch Elektrofahrzeuge sowie zu einer Verlagerung des Güterverkehrs von der Straße auf die Schiene kommt (+800 TWh). Im Gebäudebereich werden konventionelle Heizungsanlagen durch elektrische Wärmepumpen ersetzt (+500 TWh). Incl. der Zunahme der Elektrifizierung in der Industrie (+200 TWh) beträgt die Stromnachfrage im Jahr 2050 insgesamt 4900 TWh (was einer Steigerung von über 40 % gegenüber der heutigen Stromnachfrage entspricht).

### 3.3. Demand Side Management

#### 3.3.1. Grundlagen Demand Side Management

Eine Anpassung der Nachfrageseite als Reaktion auf entsprechende Preissignale zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage wird im deutschen Strommarkt bislang lediglich in der Industrie mit entsprechenden unterbrechbaren Lieferverträgen praktiziert.<sup>138</sup> Eine integrierte Gesamtbetrachtung und somit eine optimale Anpassung der gesamten Nachfrageseite steckt in Deutschland jedoch erst in den Anfängen.<sup>139</sup> Ein Grund dafür ist die Stromtarifizierung der Vergangenheit sowie die notwendige technische und wirtschaftliche Infrastruktur.<sup>140</sup> Die aktive Beteiligung der Nachfrageseite kann jedoch dafür sorgen, dass die bisher in der Verantwortung der Angebotsseite liegende, jederzeit zu gewährleistenende Versorgungssicherheit durch die Nachfrageseite unterstützt wird.<sup>141</sup>

##### 3.3.1.1. Definition, Wirkung und zukünftige Notwendigkeit

Während in Deutschland der Begriff *Demand Side Management (DSM)* für die Verbraucherlast beeinflussende Programme und Maßnahmen verwendet wird, werden ebendiese im angelsächsischen Raum mit dem Begriff *Demand Re-*

<sup>138</sup> Vgl. Klobasa (2007), S. 6.

<sup>139</sup> Vgl. Matthes et al. (2012), S. 60.

<sup>140</sup> Vgl. Chao (2010), S. 8. Chao stellt heraus, dass das Problem bei der Umsetzung und Einführung von DSM und einer entsprechenden neuen Tarifstruktur nicht in einer Ermangelung an neuen Ideen liegt, sondern im Ausbrechen aus den alten Strukturen zu finden ist.

<sup>141</sup> Vgl. Kim und Shcherbakova (2011), S. 875.

ponse (*DR*) umschrieben.<sup>142</sup> Die Dena bezeichnet die Steuerung der Stromnachfrage durch Lastabwurf und Lastverschiebung als *Demand Side Management*.<sup>143</sup> Die Definition für *Demand Response* des *Department of Energy* der USA lautet ähnlich: hierunter sind alle Änderungen im Elektrizitätsverbrauch der Endkunden zu verstehen, welche als Antwort auf Strompreisänderungen im Zeitverlauf getätigt werden oder als Reaktion auf die Zahlung einer Anreizprämie getätigt werden, um den Stromverbrauch in Hochpreisphasen oder bei einer gefährdeten Systemstabilität zu reduzieren.<sup>144</sup> FfE (2010) stellt die Planbarkeit der Veränderung der Verbrauchslast als wesentlichen Unterschied zwischen DSM und DR heraus: DR ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt, während bei DSM das zentrale Wissen, welche Verbraucher mit welcher Leistung wie geschaltet werden können, fehlt.<sup>145</sup>

Es lassen sich zwei grundverschiedene Ansätze unterscheiden, wie Angebot und Nachfrage im Strommarkt miteinander verknüpft werden können.<sup>146</sup> In Deutschland und weiten Teilen Europas folgt das Angebot eines bislang thermisch geprägten Kraftwerksparks einer autonomen Nachfrage. Zwar wird die Stromnachfrage in Fahrplänen auf Viertelstunden-Basis prognostiziert, jedoch ist es egal, wann genau der Konsument den Strom verbraucht. Strom wird also nicht von den Versorgern angeboten, sondern die Verbraucher fordern den Strom durch Ein- und Ausschalten ihrer Lasten an. Die Versorger begegnen diesen Lastwechseln mit entsprechender Anpassung im Kraftwerkseinsatz.

Ein umgekehrter Ansatz wird (notgedrungen) z.B. in Entwicklungsländern praktiziert. Bedingt durch geringe Erzeugungskapazitäten und/oder begrenzten Brennstoffen kann eine durchgehende Versorgung mit Strom nicht sichergestellt werden. Es kommt immer wieder zu Ausfällen und zeitlich rationiertem Angebot an Strom. Dementsprechend kann die Nachfrage nach Strom nur zeitlich begrenzt stattfinden und orientiert sich an den Zeiten der Produktion. Die Nachfrage folgt somit in gewissem Maße dem Angebot.

---

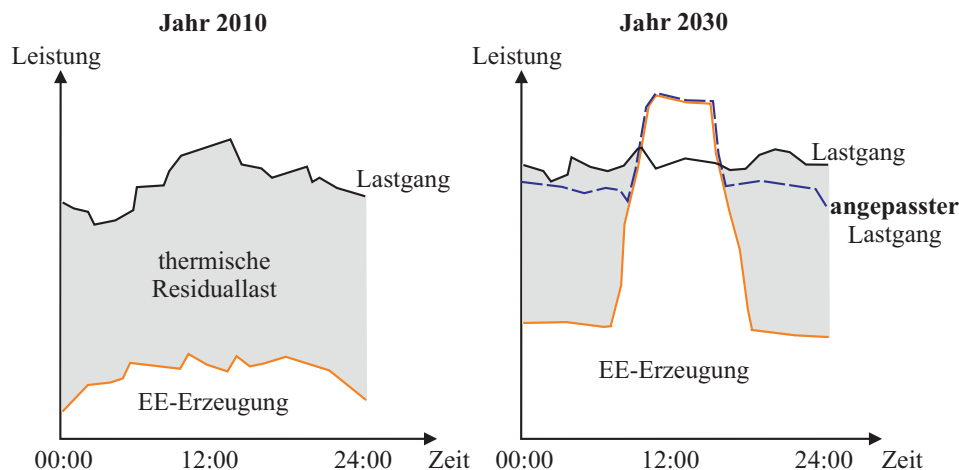
<sup>142</sup> Chao (2010) unterscheidet darüber hinaus zwischen *Demand Response* und *Price-Responsive Demand*. *Demand Response* legt dabei den Fokus auf die Systemstabilität, während es bei *Price-Responsive Demand* um die Reaktionen auf Strompreise geht. Bradley et al. (2013) geben eine Übersicht über die verschiedenen existierenden Definitionen von DSM und DR (vgl. Bradley et al. (2013), S. 313).

<sup>143</sup> Vgl. Dena (2010b), S. 18.

<sup>144</sup> Vgl. U.S. Department of Energy (2006), S. 6.

<sup>145</sup> Vgl. FfE (2010), S. 4. Auch Chao (2010) stellt heraus, dass ein nicht systematischer Einsatz der Lasten auf Seiten der Konsumenten zu Prognosefehlern führen kann, was in letzter Instanz zu nicht korrekten Marktpreisen führen würde.

<sup>146</sup> Vgl. im Folgenden Wiechmann (2008), S. 5 bzw. Wiechmann (2010), S. 17.



**Abbildung 3.5.:** Problem einer zunehmenden Erzeugung aus Erneuerbaren Energien. Quelle: eigene Darstellung.

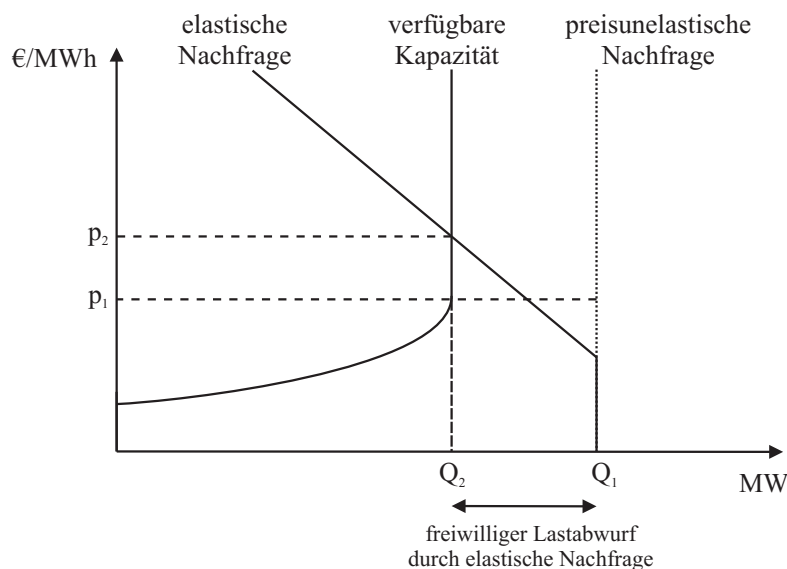
Abbildung 3.5 verdeutlicht beispielhaft die Ausgangslage bei einer zunehmenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Für die Jahre 2010 und 2030 sind jeweils der Lastgang sowie die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien an einem Tag abgetragen. In der Vergangenheit (Jahr 2010) konnte die Stromnachfrage nicht allein durch Erneuerbare Energien befriedigt werden. Der Lastgang der Vergangenheit verläuft deutlich über dem Erzeugungsangebot der Erneuerbaren Energien und eine verbleibende thermische Residuallast muss mit konventionellen Kraftwerken gedeckt werden. Ein zunehmender Ausbau der Erneuerbaren Energien kann jedoch in Zukunft (Jahr 2030) zur Mittagszeit bei viel Sonne und viel Wind zu Situationen führen, in denen die Last in einigen Stunden niedriger ist als die Stromproduktion.

Eine Möglichkeit, der hohen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu begegnen, besteht in der Anpassung der Stromnachfrage. In Abbildung 3.5 ist ein solcher angepasster Lastgang im Jahr 2030 dargestellt. Der Lösungsansatz besteht darin, die Stromnachfrage mit geeigneten technischen Instrumenten und anreizkompatiblen Maßnahmen so zu gestalten, dass diese flexibel an das aktuell vorliegende Angebot angepasst werden kann.<sup>147</sup> So könnte in Abbildung 3.5 die Last in den Morgen- und Abendstunden reduziert werden und in die Mittagszeit verschoben werden, um die vermehrte Einspeisung aus Erneuerbaren Energien auszugleichen. Für solche Lastverlagerungen muss eine ausreichende Anzahl an Prozessen oder Geräten verfügbar sein, welche sich in einem notwendigen Umfang zeitlich variabel verschieben lassen.<sup>148</sup> Durch ein solches Vorgehen kehrt sich das grundsätzliche Versorgungsprinzip der Stromwirtschaft der Vergangenheit um.

<sup>147</sup> Zur Beschreibung der geeigneten technischen Instrumente, vgl. Kapitel 3.3.1.3.

<sup>148</sup> Zur Darstellung der Potenziale für eine solche Lastverschiebung, vgl. Kapitel 3.3.2.

Alternativ zum dargestellten Extremfall mit hoher Wind- und Sonnenproduktion kann der Fall mit nur geringer Produktion aus EE-Anlagen betrachtet werden. In diesen wenigen Stunden kommen die fossilen Back-up-Kraftwerke zum Einsatz, welche für eine sichere Stromversorgung weiterhin existieren müssen. Diese Kraftwerke müssen in Summe so dimensioniert sein, dass sie zu Spitzenlastzeiten die Last auch ohne die Erneuerbaren Energien vollständig befriedigen können. Da jedoch durch den zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie der vorrangigen Einspeisung die Einsatzzeiten der Back-up-Kraftwerke immer weiter abnehmen werden, müssen die Fixkosten dieser Kraftwerke in immer kürzeren Einsatzzeiten verdient werden. Im Folgenden wird in Abgrenzung zum oben dargestellten Fall der Nachfrageverschiebung bei viel Wind und Sonne qualitativ dargestellt, wie preisgetriebene Nachfragerückgänge zu Spitzenlastzeiten bei wenig Wind und Sonne dauerhaft dazu führen können, dass die Knappheit an Erzeugungskapazitäten im Markt signalisiert wird.



**Abbildung 3.6.:** Wirkungsweise von DSM-Maßnahmen zu Spitzenlastzeiten.  
Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Nieto(2012).

Abbildung 3.6 verdeutlicht die Situation grafisch. Dargestellt ist eine beispielhafte Merit-Order für eine Stunde, in welcher die Stromnachfrage aussergewöhnlich hoch ist und die verfügbaren Erzeugungskapazitäten übersteigt.<sup>149</sup> Die aggregierte Stromnachfrage  $Q_1$  ist vollkommen preisunelastisch und verläuft senkrecht. Ohne DSM kann die Nachfrage mit den verfügbaren Erzeu-

<sup>149</sup> In Deutschland wurde die historisch maximale Stromnachfrage am 7. Dezember 2011 um 18 Uhr mit 76431 MW gemessen. Zur Wahrung der Versorgungssicherheit bedarf es also hoher Back-up-Kapazitäten, damit auch solche hohen Lasten in Zeiten ohne Wind und Sonne bedient werden können. Für eine Deckung dieser Spitzenlast ausschließlich mit Erneuerbaren Energien bedarf es eines massiven Ausbaus dieser Kapazitäten (vgl. Ausführungen zum Deutschen Kraftwerkspark, Kapitel 2.2.1.2).

gungskapazitäten in dieser Stunde nicht befriedigt werden. Nachfrager müssen trotz einer hohen positiven Zahlungsbereitschaft kontrolliert vom Netz abgeschaltet werden, um einen Blackout zu verhindern. Der sich einstellende Marktpreis liegt bei  $p_1$  und entspricht den marginalen Erzeugungskosten des Grenzkraftwerks. Die Einführung eines DSM sorgt dafür, dass die aggregierte Stromnachfrage in Abhängigkeit des Strompreises variiert. Mit zunehmendem Strompreis geht die Nachfrage nach Strom zurück.

Bei einer elastischen Nachfrage ergibt sich das neue Gleichgewicht im Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage. Die Stromnachfrage beträgt  $Q_2$ . Im Unterschied zum Fall mit preisunelastischer Nachfrage geschieht der Lastabwurf auf freiwilliger Basis. Es werden die Nachfrager vom Netz genommen, deren Zahlungsbereitschaft nicht ausreicht, um den sich einstellenden Preis  $p_2$  zu akzeptieren. Der Preis  $p_2$  spiegelt dabei den sog. Value of Lost Load (VoLL) wider und entspricht genau der Zahlungsbereitschaft, welche die Konsumenten haben, um einen Stromausfall zu verhindern.<sup>150</sup> Grundsätzlich können durch die elastische Nachfrage mit der entsprechenden Preissetzung zusätzliche Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden.<sup>151</sup>

### 3.3.1.2. Ansätze zur Realisierung des nutzerseitigen Einsparpotenzials

Der Unterschied zwischen Erzeugungskosten und dem Preis eines Gutes ist nur in wenigen anderen Branchen so hoch wie im Elektrizitätssektor. Während die Erzeugungskosten von Stunde zu Stunde variieren, werden die Strompreise nur selten bis gar nicht im jährlichen Zeitverlauf geändert.<sup>152</sup> Zur Deckung der Erzeugungskosten wird von den Stromabnehmern in einem Vollversorgungsvertrag ein einheitlicher durchschnittlicher Strompreis pro bezogener kWh verlangt, welcher sich im Zeitverlauf und in einem Absatzgebiet typischerweise nicht ändert.<sup>153</sup> Solche durchschnittlichen Preise sind ökonomisch ineffizient, da es keinerlei Beziehung zu den tatsächlichen marginalen Produktionskosten der Stromerzeugung gibt.<sup>154</sup>

<sup>150</sup> Verglichen mit den Großhandelspreisen fallen die Werte für den VoLL sehr hoch aus. Böske (2007) nennt Werte in Höhe von 2000 bis 50000 \$/MWh, während die Großhandelspreise zwischen 20 und 100 \$/MWh liegen. Der Wohlfahrtsverlust bei einem Blackout ist wesentlich höher als der Wert der erzeugten Leistung. So werden z.B. die durch die Stromausfälle in den USA im Jahr 2003 verursachten Kosten auf 100 Mrd. \$ beziffert.

<sup>151</sup> Vgl. Ehlers (2011), S. 150.

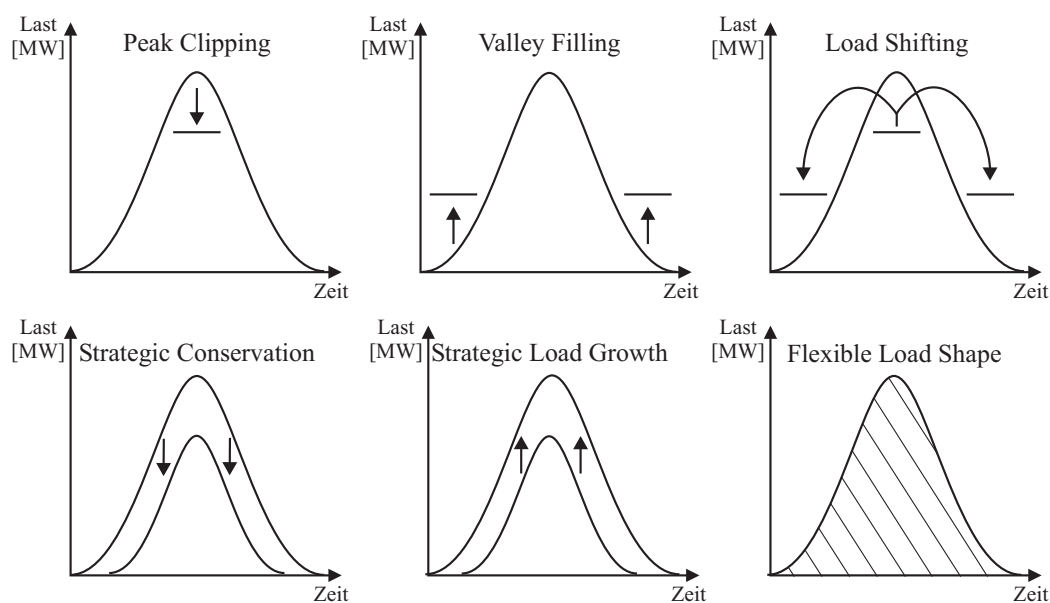
<sup>152</sup> Vgl. Borenstein und Holland (2005), S. 469.

<sup>153</sup> Vgl. Heshmati (2013), S. 1.

<sup>154</sup> Vgl. Zarnikau (2008), S. 300.



DSM-Programme haben zum Ziel, die Nachfrageseite am Strommarkt stärker mit einzubeziehen. Durch Laständerungen sollen sie die Preissetzung und die Markträumung beeinflussen und zur Versorgungssicherheit beitragen. Es können grundsätzlich zwei Ansätze (preisbasiert und anreizbasiert) unterschieden werden, mit welchen die Partizipation der Endkunden am Strommarkt gestärkt werden soll.<sup>155</sup> Beide Ansätze verfolgen das Ziel, durch monetäre Anreize (direkte Zahlung, Preisnachlässe oder zeitabhängige Tarife) die Last der einzelnen Konsumenten in eine für die Echtzeit-Systemsicherheit gewünschte Richtung zu lenken. Bei preisbasierten DSM-Programmen werden die Konsumenten direkt durch verschiedene Tarifstrukturen einem zeitlich variierenden Preissignal ausgesetzt, welches sich an den tatsächlichen aktuellen Strompreisen am Markt orientiert. Bei anreizbasierten DSM-Programmen hat der jeweilige Transmission System Operator (TSO) bzw. der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) das vertraglich zugesicherte Recht, sich in kritischen Situationen (z.B. bei Kapazitätsengpässen) an die Teilnehmer zu wenden, und durch eigenen Zugriff eine Lastreduktion selber herbeizuführen.<sup>156</sup>



**Abbildung 3.7.:** Beeinflussung von Lastkurven durch DSM-Maßnahmen.

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Bellarmine(2000).

Abbildung 3.7 verdeutlicht die Möglichkeiten einer Beeinflussung der Lastkurve. Je nach Last- und Angebotssituation ist eine unterschiedliche Beeinflussung der Last sinnvoll. Neben der reinen Reduktion der Spitzenlast (*Peak Clipping*) kann auch eine Lastverschiebung (*Load Shifting*) sinnvoll sein, um so Kraftwerke besser auslasten zu können. Bei der *Strategic Conservation* wird

<sup>155</sup> Vgl. U.S. Department of Energy (2006), S. 9.

<sup>156</sup> Vgl. Zarnikau (2008), S. 305.

die Nachfrage über den gesamten Zeitverlauf reduziert. Insgesamt sinken dadurch die durchschnittlichen Brennstoffkosten und es entfallen Investitionen in zusätzliche Reservekapazitäten. Beim *Strategic Conversation* entsteht der gegenteilige Effekt.

Aus technischer Sicht lassen sich die DSM-Maßnahmen in zwei Typen unterscheiden, welche den beiden wesentlichen Herausforderungen im Stromsystem der Zukunft begegnen sollen. Das sog. einspeisungsorientierte DSM dient dem oben bereits dargestellten kontinuierlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei zunehmend unsicherer Einspeisung. Beim sog. netzorientierten DSM liegt der Fokus auf der Einhaltung der Grenzwerte der bestehenden Stromnetze und einer Vermeidung von zusätzlichem Netzausbau.<sup>157</sup>

### 3.3.1.3. Anforderungen, Probleme und Hemmnisse

Die wesentliche Voraussetzung für die Umsetzung eines effizienten Lastmanagements ist eine moderne Infrastruktur. Mit intelligenten Stromnetzen, intelligenten Stromzählern und intelligenten Häusern und Industrien kann der Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage besser koordiniert werden. Zusätzlich können neue Komfortverbesserungen erzielt werden.

Der Smart Meter ist ein wichtiger Baustein für die Partizipation der Stromkonsumenten im zukünftigen Stromversorgungssystem. Der Verbrauch elektrischer Energie wird in den meisten Fällen heute noch mit sog. Ferraris-Zählern gemessen. Diese können lediglich die konsumierte Strommenge anzeigen. Smart Meter hingegen sind kommunikationsfähige Stromzähler, die Energieverbräuche messen und darstellen können. Darüber hinaus verfügen sie über entsprechende Schnittstellen, um weitere Funktionen wie ein effektives Energiemanagement zwischen Energieverbrauchern und -erzeugern zu ermöglichen. Smart Meter ermöglichen die Gestaltung und Einführung von kundenindividuellen Stromtarifen. Durch die Verarbeitung und Reaktion auf eingehende Strompreissignale sind sie das Bindeglied des Verbrauchers zum intelligenten Stromnetz. Mittels bidirektionaler Kommunikation können Verbrauchsdaten und -preise ausgetauscht werden. Der Energieversorger erhält somit detaillierte Verbrauchsinformationen in Echtzeit. Die Verbraucher können durch Reaktionen auf die übermittelten aktuellen Verbraucherpreise ihre Nachfrage anpassen und so den Markträumungspreis direkt beeinflussen.<sup>158</sup>

---

<sup>157</sup> Vgl. Basse et al. (2012), S. 49.

<sup>158</sup> Vgl. Nieto (2012), S. 8.

Ein sog. Smart Grid ist ein Stromnetz, welches mit fortschrittlichen digitalen Kommunikationstechnologien ausgestattet ist, um den Stromtransport im Netz darzustellen und den Stromtransport von den Erzeugungseinheiten hin zum variierenden Verbrauch der Konsumenten intelligent zu steuern.<sup>159</sup> Um auch in Zukunft eine hohe Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, sind massive Investitionen für die Anpassung der Netzinfrastuktur erforderlich. Die heutigen Niederspannungsnetze sind für einen unidirektionalen und entnahmefokussierten Lastfluss ausgelegt. Gerade auf dieser Netzebene wird es in Zukunft jedoch zu massiven Veränderungen kommen. Neben der zusätzlichen Nachfrage durch z.B. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen werden auch zukünftig immer mehr Photovoltaikanlagen und weitere kleine Stromerzeugungsanlagen ihren Strom dezentral einspeisen. Je nach Wetterlage kann es so in Zukunft in kurzer Zeit zu einer Lastumkehr und starken Lastschwankungen im Stromnetz kommen. Es wird dementsprechend nicht mehr ausreichen, nur die Angebotsseite beeinflussen zu können. Für eine gleichmäßige Auslastung der Netze ist es erforderlich, die Stromnachfrage beeinflussen zu können, um Lastspitzen im Stromnetz durch das Verschieben von Lasten zu verhindern.

Die zunehmende Vernetzung der einzelnen Verbraucher durch den Einbau von Smart Metern führt neben den genannten Funktionen auch zu Komfortverbesserungen für die Verbraucher, da sie sog. intelligentes Wohnen ermöglichen. Beim intelligenten Wohnen können bestimmte Geräte (z.B. Umwälzpumpen, Kühlgeräte, Waschmaschinen) und Prozesse im Haus ferngesteuert werden und je nach Bedarf zum Einsatz kommen. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, die Haushaltsgeräte sowie verschiedene Raumfunktionen abhängig von den jeweils aktuellen Tarifpreisen automatisch vom Smart Meter steuern zu lassen.

Obwohl der Einsatz von DSM-Maßnahmen im Strommarkt sowohl für die Angebots- als auch für die Nachfrageseite mit positiven Wirkungen verbunden ist, haben sich DSM-Maßnahmen bis jetzt noch nicht in großem Umfang am Markt etablieren können. Gründe können jeweils auf Seiten der Konsumenten, der Produzenten sowie in der strukturellen Entwicklung gefunden werden.<sup>160</sup>

Der Stromverbrauch privater Haushalte folgt einem geregelten Tagesablauf und unterliegt somit Verhaltensroutinen. Eine einfache Möglichkeit, den Stromverbrauch zu senken, bestünde in der Reduktion von stromverbrauchenden Geräten in den Haushalten, also etwa der Abschaffung von doppelt vorhandenen Geräten (z.B. Fernseher, Kühlgeräte). Eine solche zwanghafte Maßnahme

<sup>159</sup> Vgl. IEA (2011), S. 202 sowie Nieto (2012), S. 8.

<sup>160</sup> Vgl. Kim und Shcherbakova (2011), S. 874.

widerspricht jedoch der wachstums- und konsumorientierten Wirtschaft, was politisch nicht gewollt sein kann.<sup>161</sup>

Entsprechend kann auf der Ebene der privaten Haushalte nur das Nutzungsverhalten beeinflusst werden, um den Stromverbrauch in eine gewünschte Richtung zu lenken.<sup>162</sup> Als Möglichkeit bieten sich z.B. Informationskampagnen, individuelle Energieberatungen oder das Geben von Feedbacks an.<sup>163</sup> Für eine aktive Teilnahme muss es jedoch neben den rein informativen Anreizen auch ökonomische Anreize geben. Darüber hinaus kann es bei den Konsumenten zu Ermüdungserscheinungen kommen, wenn sie für eine kostenoptimale Anpassung ihrer Stromnachfrage ständig die jeweils aktuellen Kostenverläufe im Blick haben müssen und entsprechend reagieren müssen.<sup>164</sup>

Als wichtige Schnittstelle für die Umsetzung eines Lastmanagements treten die Energieversorger auf, welche die Informationen über den individuellen Stromverbrauch haben und die Vertragsgestaltung mit entsprechenden Preisen variieren können. Für die Umsetzung bedarf es jedoch zunächst der Installation technisch geeigneter Stromzähler, was zu hohen Anfangsinvestitionen führt.<sup>165</sup> Auch auf politischer Ebene muss mit gezielten Informationen für die Möglichkeiten einer flexibilisierten Nachfrage geworben werden.<sup>166</sup>

Ohne die entsprechende Infrastruktur und moderne IKT-Einrichtungen kann eine Flexibilität nicht bzw. nur unzureichend gewährleistet werden.<sup>167</sup> Ein nicht automatisierter Abruf führt zu Zeitverlusten, was für einen schnellen Ausgleich von Angebot und Nachfrage nicht förderlich ist. Erst der automatisierte Abruf wie bei Regenergie kann das Flexibilitätsproblem der DSM-Maßnahmen lösen.<sup>168</sup> Bei einer automatisierten Teilnahme ist eine höhere Teilnehmeranzahl zu erwarten, was insgesamt ein höheres Flexibilitäts-Potenzial generiert.<sup>169</sup>

---

<sup>161</sup> Vgl. Tews (2009), S. 11.

<sup>162</sup> Für eine detaillierte Darstellung der Instrumente zur Beeinflussung des Nutzungsverhalten, vgl. z.B. Tews (2009), S. 11ff.

<sup>163</sup> Als Beispiel sei die „Initiative Energieeffizienz“ der Dena genannt, welche als Informations- und Motivationskampagne die privaten Verbraucher, Unternehmen und öffentlichen Einrichtungen über Vorteile und Chancen der effizienten Stromnutzung informiert.

<sup>164</sup> Ein solches Verhalten konnte z.B. in den USA beobachtet werden, wo 98 % der Teilnehmer an einer TOU-Tarifierung zurück in einen unflexiblen Verbrauchstarif mit fixem Preis/kWh gewechselt sind (vgl. Kim und Shcherbakova (2011), S. 875).

<sup>165</sup> Vgl. Klobasa (2007), S. 14.

<sup>166</sup> Vgl. Kim und Shcherbakova (2011), S. 875.

<sup>167</sup> Vgl. Neumann et al. (2006), S. 27. Neben Smart Metern sind insbesondere schnelle Datenverbindungen erforderlich, welche die Preissignale in Echtzeit übertragen können. Darüber hinaus sind standardisierte Protokolle für den Datenaustausch notwendig, um die Abwicklung zu ermöglichen.

<sup>168</sup> Vgl. Cutter et al. (2012), S. 8.

<sup>169</sup> Vgl. Nieto (2012), S. 22.

Das Wissen über die Zusammenhänge im Strommarkt ist in der Bevölkerung nur sehr gering. Viele Individuen können mit den Einheiten „kWh“ bzw. „MWh“ sowie mit Begriffen wie „Leistung“ und „elektrische Arbeit“ nur wenig anfangen. Kritisch im Hinblick auf die Teilnahme an DSM-Maßnahmen ist jedoch insbesondere die Tatsache, dass die Individuen keine Kenntnis über ihren eigenen monatlichen oder jährlichen Stromverbrauch haben.<sup>170</sup> Ohne dieses elementare Wissen kann der individuelle Nutzen einer Teilnahme an DSM-Maßnahmen nur schwer abgeschätzt werden und im schlimmsten Fall unterbleibt eine Teilnahme.

Ein wesentliches Problem bei der Umsetzung der smarten Energielandschaft stellt das enorme Datenvolumen sowie die Sicherheit dieser Daten dar. Bei den Kunden muss diesbezüglich das Gefühl der gesteigerten Überwachung überwunden werden. Der permanente Datenaustausch zwischen dem Versorger und dem Smart-Meter ermöglicht es, detaillierte Lastprofile der einzelnen Konsumenten aufzuzeichnen. So lässt sich genau erkennen, wann ein Konsument anwesend ist und wann nicht. Insbesondere für Hacker stellen solche Systeme und Daten ein interessantes Ziel dar. Es bedarf dementsprechend geeigneter Verschlüsselungs- und Speicherverfahren, um Übergriffe oder Fremdzugriffe zu vermeiden.

Entscheidend für die Teilnahme an einem Lastmanagement ist die Bereitschaft, auf Preisänderungen zu reagieren. Mit Hilfe der Preiselastizität der Stromnachfrage kann die Reaktion der Nachfrage auf Strompreisänderungen gemessen werden. Sie ergibt sich als die prozentuale Veränderung der Nachfrage im Verhältnis zur prozentualen Preisänderung und dementsprechend als:<sup>171</sup>

$$E_{p,y} = \frac{\frac{\Delta y_i}{y_i}}{\frac{\Delta p_i}{p_i}} \quad (3.2)$$

Üblicherweise kann davon ausgegangen werden, dass eine Preiserhöhung zu einem Rückgang der Nachfrage führt ( $\Delta y_i / \Delta p_i < 0$ ). Mit  $p_i, y_i > 0$  folgt aus Gleichung 3.2, dass die Preiselastizität ein negatives Vorzeichen hat.

<sup>170</sup> Vgl. Kim und Shcherbakova (2011), S. 875. Im Gegensatz dazu zeigen Krömker und Dehmel (2010), dass eine hohe Informiertheit über den eigenen Stromverbrauch bei privaten Haushalten vorliegt. Dieser Umstand wird jedoch relativiert und sei ausdrücklich der Tatsache geschuldet, dass die Stichprobe nur sehr klein war und das zum Zeitpunkt der durchgeführten Befragung gerade die Stromrechnungen verschickt wurden (vgl. Krömker und Dehmel (2010), S. 28).

<sup>171</sup> Vgl. Schumann et al. (2011), S. 74.

Bei der Modellierung des Strommarktes wird typischerweise von einer kurzfristig vollständig unelastischen Nachfrage ausgegangen.<sup>172</sup> Die Vertragsgestaltung sowie die technischen Gegebenheiten ließen es in der Vergangenheit nicht zu, dass kurzfristige Preissignale an die Konsumenten weitergegeben wurden.<sup>173</sup> Durch die fehlenden Preissignale bestand natürlich kein Anreiz, die Nachfrage in irgendeiner Form kurzfristig anzupassen.<sup>174</sup> Auch eine Argumentation über den essentiellen Charakter des Gutes Strom ließ eine Reaktion der Konsumenten nicht zu, da z.B. der Strom für Beleuchtungszwecke im jeweiligen Augenblick benötigt wird und nicht variabel abgefragt werden kann.<sup>175</sup> Strom ist in der kurzen Frist nicht substituierbar, sodass die Konsumenten nur in sehr geringem Umfang auf kurzfristige Preisänderungen reagieren. In der langen Frist können der Gerätebestand und das Nutzungsverhalten beeinflusst werden. Dementsprechend kann eine kurzfristige und eine langfristige Preiselastizität der Nachfrage unterschieden werden.<sup>176</sup>

Verschiedene Feldversuche und empirische Studien kommen zu dem Ergebnis, dass die kurzfristige Preiselastizität der Stromnachfrage nur sehr gering ist.<sup>177</sup> Es stellt sich darüber hinaus die Frage, ob die Kunden überhaupt daran interessiert sind, Preisschwankungen für das homogene Gut Strom ausgesetzt zu sein oder lieber langfristige Verträge mit fixen Preisen bevorzugen. Der Aufwand der Informationsbeschaffung muss in einem entsprechenden Verhältnis zu den Kostenersparnissen stehen.<sup>178</sup>

Neben den Hemmnissen auf der Nachfrageseite können regulatorische Hemmnisse die Einführung und Nutzung von DSM einschränken. Für die Vermarktung von DSM-Maßnahmen stehen im deutschen Strommarkt der Spotmarkt und der Regulenergiemarkt zur Verfügung. Auf dem Spotmarkt können DSM-Maßnahmen grundsätzlich auf dem Day-ahead-Markt und auf dem Intra-day-Markt vermarktet werden. Hier kann die Stromnachfrage direkt auf Strom-

<sup>172</sup> Vgl. Kreuzberg (2001), S. 5.

<sup>173</sup> Vgl. Stoft (2002), S. 43.

<sup>174</sup> Vgl. Heshmati (2013), S. 1.

<sup>175</sup> Vgl. Dena (2010b), S. 405.

<sup>176</sup> Vgl. Heshmati (2013), S. 5. Jamil und Ahmad (2011) geben einen Überblick über verschiedene Studien, die kurz- und langfristige Einkommens- und Preiselastizitäten im Strommarkt untersucht haben. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass die Nachfrage nach Elektrizität einkommenselastisch und preisunelastisch reagiert. Die langfristige Preiselastizität ist typischerweise größer als die kurzfristige (vgl. Jamil und Ahmad (2011), S. 5520f).

<sup>177</sup> Vgl. Klobasa (2007), Lijesen (2007), Jamil und Ahmad (2011) sowie Labandeira et al. (2012) für vergleichende Übersichten der Ergebnisse der einzelnen Studien zur Bestimmung der Elastizitäten im Strommarkt. Vgl. auch Heshmati (2013), S. 5ff für einen Literaturüberblick über verschiedene Ansätze zur Schätzung der Nachfrageelastizitäten sowie der Nachfrageentwicklung.

<sup>178</sup> Vgl. Böske (2007), S. 128.

preisänderungen reagieren und somit dafür sorgen, dass hohe Lastspitzen vermieden werden können und weniger Back-up-Kraftwerke benötigt werden.<sup>179</sup> Eine solche Lastreduktion entspricht dem sog. *Peak Clipping* bzw. beim Verschieben der Last dem *Load Shifting*.<sup>180</sup> Der Einsatz von DSM-Prozessen auf dem Spotmarkt kann den Bedarf an Regelleistung reduzieren und so die Kosten durch Einsatz von Regelleistung verringern.<sup>181</sup>

Zur Wahrung der Netzstabilität wird positive oder negative Regelleistung eingesetzt. Ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage kann dabei nicht nur über die Angebotsseite erfolgen (Herauf- und Herunterregeln der Kraftwerke), sondern ebenfalls über die Nachfrageseite (Verringerung und Erhöhung der Stromnachfrage). Problematisch beim Angebot von DSM-Maßnahmen auf dem Regelenergiemarkt sind jedoch die jeweiligen Präqualifikationsanforderungen. Für ein Angebot von DSM-Maßnahmen muss eine 100%ige Verfügbarkeit über den jeweiligen Ausschreibungszeitraum gewährleistet werden können. So ist die Bereitstellung von Primärregelleistung durch DSM-Maßnahmen grundsätzlich kaum möglich, da ein solches Angebot einer permanenten Vorhaltung bedarf. Dies kann z.B. bei produktionsbedingten Industrieprozessen nicht gewährleistet werden. Bei Sekundärregelleistung erfolgt die Angebotserstellung für zwei Zeitscheiben. Die Mindestgebotsgröße bei Sekundärregelleistung von 10 MW kann durch Poolung von mehreren Anlagen realisiert werden. Der lange Ausschreibungszeitraum sowie der automatische Abruf machen ein Angebot von DSM-Maßnahmen wie z.B. industriellen Prozessen dennoch nur schwer möglich. Bei Minutenreserve mit täglicher Ausschreibung von sechs Zeitscheiben sowie einer Mindestgebotsgröße von 15 MW ist dagegen ein Angebot von DSM-Maßnahmen durchaus möglich. Insgesamt ist eine Vermarktung von DSM-Kapazitäten auf dem Regelenergiemarkt mit hohen technischen Anforderungen und Restriktionen verbunden, welche von DSM-Kapazitäten (noch) nicht erfüllt werden können.

Als weitere Möglichkeit zur Vermarktung von DSM-Maßnahmen ergibt sich der Bilanzkreisausgleich. Der Einsatz von DSM-Maßnahmen zum internen Bilanzkreisausgleich ist dabei technisch leicht zu realisieren, da als Daten nur Preissignale und Abrufsteuerungssignale ausgetauscht werden müssen. Ein Bilanzkreisverantwortlicher wird jedoch nur dann auf den Einsatz von DSM-Maßnahmen zurückgreifen, wenn es im Vergleich zu anfallenden Ausgleichsenergiekosten die günstigere Alternative ist.<sup>182</sup>

<sup>179</sup> Vgl. Finn et al. (2012), S. 359 sowie die Ausführungen zu Abbildung 3.6

<sup>180</sup> Vgl. Dena (2010b), S. 406.

<sup>181</sup> Vgl. Nieto (2012), S. 8.

<sup>182</sup> Vgl. Dena (2010b), S. 409.

Zarnikau (2008) fasst die wesentlichen Hemmnisse wie folgt zusammen:<sup>183</sup>

- Die Endkundenpreise müssen auf Großhandelspreise reagieren können. Die fixen Stromtarife müssen somit flexibilisiert werden.<sup>184</sup>
- Ein sinkender Stromkonsum durch DSM zu Spitzenlastzeiten führt zu geringeren Rückflüssen bei den Kraftwerksbetreibern. Ohne regulatorische Eingriffe besteht somit seitens der Kraftwerksbetreiber nicht unbedingt ein Anreiz zur Unterstützung von DSM.
- Die notwendige Infrastruktur ist mit hohen Investitionskosten verbunden. Eine Investition findet nur statt, wenn sie sich in Zukunft auch bezahlt macht. Auch hier müssen regulatorische Anreize geschaffen werden, damit es zu einer Investitionstätigkeit kommt.
- Für eine Integration von DSM in die verschiedenen Strommärkte müssen die Teilnahmebedingungen dementsprechend angepasst werden (z.B. Mindestangebotsgröße auf dem Regelenenergiemarkt).
- Es müssen Regeln geschaffen werden, die ein spekulatives Verhalten mit DSM-Maßnahmen soweit einschränken, dass es nicht zu einer Gefahr für die Versorgungssicherheit oder zu überhöhten Strompreisen kommt.<sup>185</sup>

### 3.3.2. Potenziale und Kosten von Demand Side Management

Die Potenziale einer Nachfrageflexibilisierung ergeben sich aus einer breiten Vielfalt an steuerbaren Prozessen, welche in den unterschiedlichen Sektoren identifiziert werden können. Für die spätere Modellierung der nachfrageseitigen Flexibilitäten wird im Folgenden das DSM-Potenzial quantifiziert.

Es existiert eine Vielzahl an Studien und Forschungsarbeiten, welche das DSM-Potenzial untersucht und quantifiziert haben (z.B. Dena (2010b), EWI (2012),

<sup>183</sup> Vgl. im Folgenden Zarnikau (2008), S. 303.

<sup>184</sup> Vgl. auch Chao (2010), S. 19.

<sup>185</sup> Vgl. Prügler et al. (2011). Es sei an dieser Stelle an die hohen Großhandelspreise vom 8. Februar 2012 in Abbildung 2.9 erinnert. Die Stromhändler wollten vermeiden, den sehr teuren Strom zukaufen zu müssen. Durch eine systematische Reduktion der Prognose des Stromverbrauchs ihrer eigenen Kunden lieferten Sie entsprechend weniger Strom, was auf der anderen Seite jedoch zu einem Einsatz fast der gesamten vorgehaltenen Regelleistung führte. Chao (2010) spricht darüber hinaus Probleme wie Adverse Selektion und Moral Hazard an, welche aus einer unterschiedlichen Kenntniss bzgl. des Verbrauchsverhalten der einzelnen Konsumenten resultiert (vgl. Chao (2010), S. 11).



Klobasa (2007), Wiechmann (2008), Forschungsprojekt Transpose). In dieser Arbeit werden die Ergebnisse der Analyse der Dena (2010b) sowie von Klobasa (2007) herangezogen und in der späteren Modellierung verwendet.

Das technische Potenzial von DSM-Prozessen ist abhängig von der jeweiligen Stromnachfrage. Dementsprechend variiert das technische Potenzial in Abhängigkeit der jeweiligen Tageszeit, des Wochentages und der Jahreszeit. Das DSM-Potenzial der Industrie und des Dienstleistungssektors ist somit an Wochentagen zur Tageszeit hoch, da der natürliche Arbeitsrhythmus der Bevölkerung zu dieser Zeit die Stromnachfrage steigen lässt. Dagegen ist das DSM-Potenzial der Haushalte z.B. in den Nachmittag- und Abendstunden besonders hoch, da in dieser Zeit z.B. vermehrt Geschirrspüler oder Waschmaschinen angestellt werden. Technische Restriktionen sowie typische Lastverläufe führen dazu, dass nicht alle stromintensiven Prozesse auch automatisch ein großes durchschnittliches Potenzial für DSM besitzen.<sup>186</sup> Die maximale Abschaltdauer ist ebenfalls ein entscheidendes Kriterium beim Einsatz der DSM-Prozesse.<sup>187</sup>

DSM-Prozesse können in Lastverschiebungs- und Lastreduktionsprozesse unterschieden werden. Bei einer Lastverschiebung wird die Stromnachfrage zu einem gegebenen Zeitpunkt reduziert und zu einem anderen Zeitpunkt erhöht. Je nach Anwendungsfall kann die Verschiebung unterschiedlich erfolgen. Neben der tatsächlichen Reduktion oder vollständigen Unterbrechung der Stromnachfrage und dem Nachholen zu späteren Zeitpunkten kann auch das kurzfristige Bedienen der eigenen Last aus nur lokal nutzbaren Stromspeichern als eine solche Lastverschiebung interpretiert werden. Bei der Lastreduktion wird die Last zu einem gegebenen Zeitpunkt reduziert, ohne dass es zu einem Nachholen der jeweils reduzierten Prozesse kommt.<sup>188</sup>

Eine wesentliche Voraussetzung bei der Anwendung von DSM-Maßnahmen ist, dass es nicht zu Einschränkungen in der Zielanwendung kommt. Hier sind insbesondere DSM-Maßnahmen mit (thermischen) Speichermöglichkeiten von Bedeutung. Liegt eine Speichermöglichkeit z.B. für Warmwasser oder Kälte vor, so ist nicht der genaue Zeitpunkt des Betriebs entscheidend, sondern nur,

---

<sup>186</sup> Vgl. Dena (2010b), S. 516.

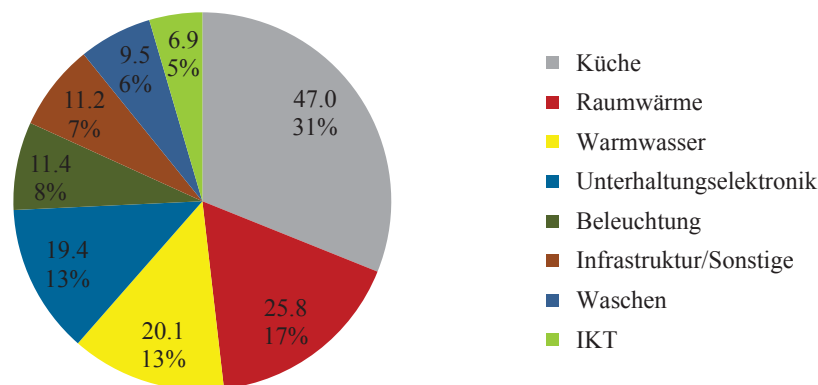
<sup>187</sup> Vgl. FfE (2010), S. 14. Insbesondere in der Industrie spielt die maximale Abschaltdauer bei den integrierten Produktionsprozessen eine wichtige Rolle. Das höchste Potenzial in der Industrie liegt dabei in der Abschaltung über kurze Zeiträume im Bereich von fünf Minuten, da längere Verschiebungen teilweise nur mit einer Neuordnung der Produktionspläne realisiert werden können, was wiederum zu steigenden Kosten führt.

<sup>188</sup> Vgl. Dena (2010b), S. 409f.

dass die Zielanwendung „warmes Wasser“ oder „Kälte“ in einer definierten Zeitperiode (z.B. Tag, Woche) einschränkungsfrei zur Verfügung steht.<sup>189</sup>

### 3.3.2.1. DSM-Potenziale in privaten Haushalten

Wie bereits in Kapitel 2.2.3 dargestellt, ist der Stromverbrauch privater Haushalte abhängig von der Wohnfläche, der Anzahl der Personen in einem Haushalt, den geografischen Gegebenheiten sowie dem Einkommen. Um das DSM-Potenzial der privaten Haushalte bestimmen zu können, werden zunächst die verschiedenen Anwendungsfelder des Stroms dargestellt. Abbildung 3.8 zeigt die Aufteilung des Stromverbrauchs privater Haushalte auf verschiedene Anwendungen bzw. Gerätegruppen.



**Abbildung 3.8.:** Aufteilung des Stromverbrauchs privater Haushalte im Jahr 2004 [in TWh]. Datenquelle: Bürger(2009), S. 18.

Mit über 30 % haben die Anwendungen in der Küche den größten Strombedarf, insbesondere durch den Betrieb von Kühlaggregaten und weiteren Küchengeräten. Trotz einer nur sehr geringen Anzahl an elektrischen Heizungen in deutschen Haushalten hat die Raumwärme mit 17 % den zweitgrößten Strombedarf. Insbesondere die Nachtspeicherheizungen und die elektrischen Umwälzpumpen der Warmwasserheizungen verbrauchen viel Strom. Da der größte Teil der Heizungssysteme in Deutschland Warmwasserheizungen sind, haben die Umwälzpumpen mit einem Verbrauch von etwa 15 TWh einen Anteil von rund 3,5 % am gesamten deutschen Strombedarf.<sup>190</sup> Auch Wärmepumpen verbrauchen einen Teil des Stroms für Raumwärme. Der Bestand von Wärmepumpen wird in Zukunft stark ansteigen, um Erdwärme zur Beheizung von Gebäuden

<sup>189</sup> Vgl. Wiechmann (2008), S. 3. So wird für die Modellierung in Kapitel 4 z.B. festgelegt, dass die verschobenen/unterbrochenen DSM-Maßnahmen noch am gleichen Tag nachgeholt werden müssen, damit die Zielanwendung einschränkungsfrei zur Verfügung steht.

<sup>190</sup> Vgl. Dena (2010b), S. 414.

nutzbar zu machen.<sup>191</sup> Der Einsatz von Durchlauferhitzern bzw. Elektrowarmwassergeräten zur Warmwasseraufbereitung kann mit ca. 20 TWh als drittes großes Anwendungsfeld beim Stromverbrauch identifiziert werden.

Anwendung	Aktivierung pro Jahr [Anzahl]	Max. Dauer [h]	var. DSM- Kosten [€/MWh]	Max. pos. Leistungs- shift [MW]	Max. neg. Leistungs- shift [MW]
Nachtspeicher	80	12	1	5864	25692
Umwälzpumpe	80	12	1	2316	0
Wärmepumpen	365	12	1	722	1333
Warmwasser	365	2	1	669	2024
Kühlschrank	220	1	1	554	1368
Gefrierschrank	220	1	1	571	530
Waschen	90	24	1	100	480
Trocknen	60	24	1	120	510
Spülen	70	24	1	100	500
<b>Summe</b>				11016	32437

**Tabelle 3.3.:** *Technisches DSM-Potenzial in privaten Haushalten in Deutschland. Datenquelle: Klobasa (2007), S. 84 und Dena (2010b), S. 514ff.*

Tabelle 3.3 fasst die Lastmanagementpotenziale in deutschen Haushalten zusammen. Die verlagerbare Energie der einzelnen Prozesse unterscheidet sich je nach Anzahl der Aktivierungen pro Jahr, der maximal erlaubten Dauer der Lastverschiebung sowie dem maximal erlaubten Leistungsshift.<sup>192</sup> Es wird jeweils ein maximaler positiver und negativer Leistungsshift unterstellt, da sich die positiven und negativen Potenziale zum Teil sehr deutlich unterscheiden.

Im Bereich der privaten Haushalte gibt es ein großes technisches DSM-Potenzial bei Wärme- und Kühlungssystemen, welches in der Nutzung jedoch stark abhängig ist von den jeweiligen Außentemperaturen, dem individuellen Anwenderverhalten sowie der Speicherbarkeit der Wärme bzw. Kälte. Ohne die Speicherbarkeit der durch Umwandlung entstandenen thermischen Energie ist das DSM-Potenzial in privaten Haushalten nur sehr begrenzt.

Das DSM-Potenzial von Nachtspeicherheizungen erschließt sich nur in den kalten Monaten, wenn die Heizungen tatsächlich in Betrieb sind. In Abhängigkeit von den Außentemperaturen ergibt sich nur die Möglichkeit einer Lastverschiebung. Die Umwandlung der elektrischen Energie in thermische Energie ist dabei zeitlich variabel, sodass Nachtspeicherheizungen sowohl positives als

<sup>191</sup> Vgl. Abschnitt 3.1.2.2.

<sup>192</sup> Die maximal verlagerbare Energie pro Jahr ergibt sich als Produkt aus der Aktivierungshäufigkeit, der maximalen Dauer und dem maximalen Leistungsshift.

auch negatives DSM-Potenzial besitzen.<sup>193</sup> Eine Aktivierung kann maximal 80 mal im Jahr erfolgen. Bei Nachtspeichern kann mit Abstand die meiste Energie verschoben werden, da die maximal verschiebbare Leistung (positiv und negativ) sehr groß ist.<sup>194</sup>

Das DSM-Potenzial von Umwälzpumpen ist abhängig von der Beschaffenheit der jeweiligen Gebäudestruktur, die je nach Dämmung die Wärme besser oder schlechter speichern können. Umwälzpumpen haben nur ein positives DSM-Potenzial, da lediglich ein Abschalten der Pumpe möglich ist. In Verbindung mit Speichereinrichtungen für das erwärmte Wasser kann durch die Nutzung des Warmwasserspeichers positives DSM-Potenzial und durch das Auffüllen des Warmwasserspeichers negatives DSM-Potenzial gehoben werden.

Im Bereich der Kälteerzeugung gibt es in privaten Haushalten ein DSM-Potenzial bei Kühl- und Gefrierschränken. Die Speicherfähigkeit der thermischen Kälte in den Geräten ist jedoch nur gegeben, wenn die Geräte mit zu kühlenden Gegenständen gefüllt sind. Gefüllte Kühlschränke besitzen sowohl positives als auch negatives DSM-Potenzial. Das negative DSM-Potenzial ergibt sich durch den Stromverbrauch aller Kühlaggregate zur Kühlung und steht kürzer zur Verfügung als das positive DSM-Potenzial, da die Kühlung wesentlich schneller erfolgt. Trotzdem ist das negative Potenzial wesentlich höher als das positive Potenzial, da die Kühlung mehr Energie verbraucht.

Bei den thermischen DSM-Anwendungen wie Wärmepumpen, Warmwasser sowie den Kühlgeräten kann eine Aktivierung sehr viel häufiger erfolgen, da diese Geräte das ganze Jahr über verwendet werden. Neben den Prozessen mit (thermischen) Speichereigenschaften können Küchengeräte mit entsprechend ausgerüsteter Steuerelektronik sowie dem Einverständnis der jeweiligen Nutzer für eine Lastverschiebung herangezogen werden. Problematisch ist hierbei jedoch ein stochastischer Einsatz der jeweiligen Geräte, was eine Prognose über die verschiebbaren Potenziale erschwert. Für die „weiße Ware“ wird eine Aktivierungshäufigkeit pro Jahr von kleiner 100 angenommen. Vereinfachend können die Prozesse jeweils um 24 Stunden verschoben werden, was jedoch individuell sehr unterschiedlich ausfallen kann.

---

<sup>193</sup> Ein positives DSM-Potenzial entsteht durch das Ausschalten/Verschieben von Stromnachfrage. Ein negatives DSM-Potenzial entsteht durch das Einschalten/Nachholen von Stromnachfrage.

<sup>194</sup> Am 17. Mai 2013 hat der Bundestag das Verbot für die Nutzung von Nachtspeicherheizungen gekippt. Somit können auch über den 31. Dezember 2019 hinaus die rund 1,5 Mio. installierten Nachtspeicheröfen weiter betrieben werden. Aufgrund dieses Beschlusses finden die Nachtspeicher auch über das Jahr 2020 hinaus als DSM-Flexibilität Eingang in das Modell dieser Arbeit.

Insgesamt ergibt sich theoretisch ein maximaler positiver Leistungsshift in Höhe von ca. 11 GW sowie ein maximaler negativer Leistungsshift in Höhe von über 32 GW. Geht man von einer Durchschnittslast in Deutschland für das Jahr 2010 von ca. 68 GW aus, so nehmen die verschiebbaren Lasten schon eine beträchtliche Größe an.<sup>195</sup> In Kombination mit den DSM-Potenzialen der übrigen Sektoren würde der Leistungsshift in einigen Stunden somit so hoch sein, dass ein Großteil der Stromnachfrage verschoben werden könnte. Da es sich bei den einzelnen Anwendungen im Haushaltssektor jedoch nur bei den Umwälzpumpen um einen Lastreduktionsprozess handelt, muss die verschobene Arbeit vorher oder nachher ausgeglichen werden.

### 3.3.2.2. DSM-Potenziale in der Industrie

Die Industrie ist mit 218,7 TWh Stromverbrauch im Jahr 2010 der Sektor mit dem höchsten Stromverbrauch (vgl. Tabelle 2.3). In allen Branchen ist der maßgebliche Anwendungszweck die Bereitstellung von mechanischer Energie (150,7 TWh) sowie von Prozesswärme (39,1 TWh). Zu den stromintensiven Branchen gehören insbesondere die Chemie-, Metall- und Papierindustrie.

Die stromintensive Industrie ist der einzige Sektor, in dem bereits heute Lastmanagement verbreitet ist und betrieben wird. Neben den oben genannten individuellen unterbrechbaren Stromverträgen mit vergünstigten Konditionen nehmen Industrieprozesse auch am Regenergiemarkt teil. Ein wesentlicher Vorteil bei den einzelnen Prozessen der Industrie sind hohe Anschlussleistungen bei den verwendeten elektrischen Anlagen.<sup>196</sup> Für ein Lastmanagement kann somit bereits eine einzige Anlage ein großes Potenzial bereitstellen, womit eine umständliche Poolung von kleinen Anlagen und deren steuerungstechnische Ansteuerung entfällt. Problematisch ist hingegen die Einbettung der elektrischen Anlagen in komplexe Fertigungsstraßen mit geregelten Produktionsabläufen. Ein Lastmanagement kann nur erfolgen, wenn die Qualität der gefertigten Produkte nicht beeinträchtigt wird. Zusätzlich verlangen die oft sehr teuren Anlagen eine hohe Auslastung, um die Kapitalkosten decken zu können.

---

<sup>195</sup> Dabei gilt es zu beachten, dass der maximale Leistungsshift nur dann genutzt werden kann, wenn alle entsprechenden Geräte eines Prozesses gleichzeitig abgerufen werden. Dazu müssten alle Anwendungen mit der entsprechenden Infrastruktur ausgestattet sein, sodass ein gleichzeitiger Einsatz erfolgen könnte. Gleichzeitig müsste auch die jahreszeitliche Zuordnung der einzelnen Prozesse erfüllt sein. Wirtschaftliche Gründe und nachfrageseitige Aktivität verhindern jedoch, dass dieses maximale technische Potenzial in Zukunft vollständig genutzt werden kann.

<sup>196</sup> Vgl. im Folgenden Klobasa (2007), S. 50.

Anwendung	Aktivierung pro Jahr [Anzahl]	Max. Dauer [h]	var. DSM- Kosten [€/MWh]	Max. pos. Leistungs- shift [MW]	Max. neg. Leistungs- shift [MW]
Aluminium	40	4	500	277	0
Chemie	40	4	100	556	346
Stahl	40	4	500	815	0
Papier	365	2	500	217	94
Zement	365	2	100	45	269
Druckluft	365	2	10	1598	2680
Belüftung	365	1	10	1075	141
Prozesskälte	365	2	1	2049	703
<b>Summe</b>				6632	4233

**Tabelle 3.4.:** *Technisches DSM-Potenzial in der Industrie in Deutschland.*  
*Datenquelle: Klobasa (2007), S. 68 und Dena (2010b), S. 514ff.*

Tabelle 3.4 zeigt die möglichen Lastmanagementpotenziale in der Industrie. Im Vergleich zu den Haushalten fällt die verlagerbare Energie, trotz deutlich höherer sektoraler Stromnachfrage, aus den genannten Gründen eher gering aus. In der Metallindustrie ergeben sich nur Lastreduktionspotenziale, da der jeweilige Schmelzprozess nur in geringem Maße beeinflusst werden kann. Ein hoher positiver Leistungsshift kann bei Druckluft (1,6 GW), Belüftung (1,0 GW) sowie Prozesskälte (2,0 GW) erreicht werden. Der höchste negative Leistungsshift kann ebenfalls bei der Druckluft-Anwendung erreicht werden (2,7 GW). Insgesamt ergibt sich in Summe ein maximaler positiver Leistungsshift in Höhe von 6,6 GW, der maximale negative Leistungsshift beträgt 4,2 GW.

### 3.3.2.3. DSM-Potenziale im GHD-Sektor

Der Stromverbrauch des GHD-Sektors betrug im Jahr 2010 ca. 140 TWh und war damit fast genau so hoch wie bei den privaten Haushalten. Die Verteilung auf die einzelnen Anwendungsbereiche unterscheidet sich jedoch. Während im Bereich Wärme- und Kälteerzeugung im GHD-Sektor deutlich weniger Strom verbraucht wird als im Haushaltssektor, liegt der Verbrauch bei der Erzeugung mechanischer Energie und Beleuchtung deutlich darüber (vgl. Tabelle 2.3).

Analog zum Haushaltssektor hat das Heizsystem das größte Potenzial für einen Leistungsshift sowie die größte verlagerbare Energie. Die Aktivierungsmöglichkeit ist jedoch abhängig von der Jahreszeit und steht nur in den kalten Monaten zur Verfügung. Gleiches gilt für die Klimatisierung im Sommer. Auch der GHD-Sektor kommt mit seinem DSM-Potenzial wertmäßig nicht an das DSM-

Anwendung	Aktivierung pro Jahr [Anzahl]	Max. Dauer [h]	var. DSM- Kosten [€/MWh]	Max. pos. Leistungs- shift [MW]	Max. neg. Leistungs- shift [MW]
Prozesskälte	365	2	1	656	367
Prozesswärme	365	2	1	107	730
Belüftung	365	1	10	476	1372
Klimakälte	30	1	10	436	2330
Heizsystem	90	12	1	747	9475
<b>Summe</b>				2422	14274

**Tabelle 3.5.:** *Technisches DSM-Potenzial im GHD-Sektor in Deutschland.*  
*Datenquelle: Klobasa (2007), S. 79 und Dena (2010b), S. 514ff.*

Potenzial des Haushaltssektors ran. Im GHD-Sektor ist die maximale Dauer einer Aktivierung, ähnlich wie im Industriesektor, nur im stündlichen Bereich, sodass keine großen Energiemengen über längere Zeiträume verlagert werden können. In Summe beträgt das maximale technische Potenzial für einen positiven Leistungsshift ca. 2,4 GW und für einen negativen Leistungsshift ca. 14,2 GW.

### 3.3.2.4. Kosten des Demand Side Managements

Die Hebung der oben genannten technischen Potenziale ist mit Kosten verbunden. Eine Durchführung der einzelnen DSM-Maßnahmen macht dabei nur Sinn, wenn der Nutzen die Kosten übersteigt. Bei einer Lastverschiebung müssen die eingesparten Stromerzeugungskosten die Kosten der Verschiebung (z.B. anfallend für eine Speichernutzung) übersteigen. Für eine Integration der in der späteren Modellierung verwendeten DSM-Prozesse werden im Folgenden die Kosten des DSM vorgestellt. Mit der Spezifizierung der Kosten finden die DSM-Prozesse Eingang in die Merit-Order.

Es lassen sich insgesamt drei Kostenkategorien identifizieren: variable Kosten, fixe Kosten und Investitionskosten.<sup>197</sup> Die Investitionskosten fallen für die in Abschnitt 3.3.1.3 erläuterte notwendige Infrastruktur an. Grundvoraussetzung für eine Teilnahme am DSM ist der Smart Meter. Darüber hinaus müssen für die einzelnen DSM-Prozesse noch die sog. Steuerungsboxen angeschafft werden, welche die Signale der Netzbetreiber bzw. DSM-Operatoren in konkrete Steuerungshandlungen umwandeln. Die Kosten eines Smart-Meters liegen laut Dena (2010b) bei 1200 € im Jahr 2008. Bis zum Jahr 2020 kann von einer

<sup>197</sup> Für die hier und im Folgenden angegebenen Kosten, vgl. Dena (2010b), S. 529f.

Kostendegression für Smart Meter von rund 7 % pro Jahr ausgegangen werden. Für eine Steuerungsbox betragen die Kosten 300 €, es kann ebenfalls eine Kostendegression von 7 % pro Jahr angenommen werden.

In den Sektoren Haushalt und GHD kann von fixen Betriebskosten abstrahiert werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Haushalte bzw. Einrichtungen jeweils über einen Internetanschluss verfügen, über den der Datentransfer abgewickelt werden kann. Zusätzliche Kosten können z.B. für die Wartung anfallen. Auch für den Sektor Industrie werden vernachlässigbar geringe fixe Betriebskosten unterstellt, da die großen Produktionsanlagen in der Industrie typischerweise mit einer Leitstelle verbunden sind. Für einzelne Industriezweige (Zement- und Rohmühlen, Papierherstellung) werden jedoch sehr hohe fixe Betriebskosten von 90 €/kWh angegeben.<sup>198</sup>

Für die spätere Modellierung der (kurzfristigen) optimalen Kraftwerkseinsatzplanung sind insbesondere die variablen Kosten der Teilnahme an DSM-Maßnahmen von Bedeutung. Um einen Anreiz zur Teilnahme an DSM-Maßnahmen zu haben, müssen die Teilnehmer für den entgangenen Nutzen (z.B. Verlust an Flexibilität bei der Nutzung der einzelnen Prozesse) entschädigt werden. Dena (2010b) nimmt für private Haushalte sowie für einige Anwendungen im Sektor GHD variable Kosten in Höhe von 1 €/MWh an.<sup>199</sup>

Die variablen Kosten im Industriesektor resultieren aus den Opportunitätskosten einer entgangenen Produktion durch die Verschiebung. Zusätzlich müssen Abhängigkeiten im Prozessablauf mit der vor- und nachgelagerten Stufe berücksichtigt werden. Die variablen Kosten fallen dementsprechend höher aus, wenn die Prozesse keine Speichermöglichkeit haben.<sup>200</sup> Dena (2010b) beziffert z.B. die variablen Kosten bei einer Chloralkalielektrolyse auf über 100 €/MWh und die der Zement- und Metallindustrie auf 500 – 1000 €/MWh.

### 3.4. Elektromobilität

Mobilität bedeutet „Beweglichkeit“. Während der Begriff „Verkehr“ die reine Ortsveränderung von Personen oder Gütern von A nach B beschreibt, ist der Begriff „Mobilität“ Ausdruck für die Bedürfnisse der Menschen nach Ortsver-

<sup>198</sup> Vgl. Dena (2010b), S. 531. Die Annahme resultiert aus Interviews der Dena mit Experten der jeweiligen Branche.

<sup>199</sup> Von etwaigen Kompensationszahlungen wird in Dena (2010b) abstrahiert. Auch für die Modellierung in dieser Arbeit wird von den hier genannten Werten ausgegangen.

<sup>200</sup> Vgl. Dena (2010b), S. 531.



änderungen von Personen, Gütern und Informationen sowie deren tatsächliche Bewegung. Die „Mobilität“ schließt somit den Verkehr als realisierte Ortsveränderung mit ein.<sup>201</sup> Ein wesentliches Problem der Mobilität ist die starke Abhängigkeit vom Rohstoff Öl. Die für den Antrieb von Fahrzeugen benötigten Treibstoffe werden in einem zunehmenden Maße knapp, sodass alternative Antriebskonzepte eine immer größere Bedeutung bekommen.<sup>202</sup>

### 3.4.1. Grundlagen der Elektromobilität

Der Beginn der Elektromobilität ist eng verbunden mit der von Faraday entdeckten „elektromagnetischen Rotation“ und reicht bis ins Jahr 1821 zurück.<sup>203</sup> Die elektromagnetische Rotation bildet auch heute noch, ähnlich wie die von Faraday 1831 entdeckte „elektromagnetische Induktion“ für die Stromerzeugung, die Grundlage für die Funktionsweise eines Elektromotors. Die Konkurrenz zur Dampfmaschine sorgte jedoch dafür, dass die Entwicklung nur langsam voran ging. Auch die parallele Entwicklung von benzinbetriebenen Fahrzeugen stand in Konkurrenz zur weiteren Entwicklung von Elektrofahrzeugen. Erdöl war gegen Ende des 19. Jahrhunderts ein günstiger Rohstoff, welcher kommerziell in ausreichend großen Mengen gefördert wurde. Die Kombination des Verbrennungsmotors mit dem flüssigen Kraftstoff war der Erfolgsfaktor für das Automobil. Insbesondere war diese Kombination besser als die Kombination Dampfmaschine und Kohle und sie war deutlich besser als die Kombination Elektromotor und elektrischer Energiespeicher an Bord der Fahrzeuge.<sup>204</sup>

Neben dem Personenverkehr entwickelte sich im weiteren Zeitablauf der benzinbetriebene Straßengüterverkehr, der Flugverkehr mit Kerosin als Treibstoff, der Schiffsverkehr mit Öl als Treibstoff sowie teilweise der Schienenverkehr mit Dieselmotoren. Der Elektroantrieb war lediglich ein Nischenprodukt und wurde in den folgenden Jahrzehnten nur für spezielle Zwecke als Antriebsart ausgewählt. Erst in den 1990er Jahren gab es wieder ernsthafte Anstrengungen, die Elektromobilität weiterzuentwickeln und alltagstauglich zu machen. Hohe Produktions- und Wartungskosten sorgten jedoch dafür, dass diese Serien

<sup>201</sup> Vgl. Schindler und Held (2009), S. 129.

<sup>202</sup> Für einen Überblick über die Peak-Oil-Theorie, vgl. z.B. Heuterkes (2008), S. 11 sowie Erdmann und Zweifel (2008), S. 176ff.

<sup>203</sup> Vgl. Wolter und Reuter (2005), S. 57. Faraday gelang im Jahr 1821 zum ersten Mal ein Experiment, bei dem sich ein stromdurchflossener Leiter unter dem Einfluss eines Dauermagneten um seine eigene Achse drehte. Diese von ihm benannte „elektromagnetische Rotation“ war in der damaligen Zeit eine wesentliche Voraussetzung für die weitere Entwicklung des Elektromotors.

<sup>204</sup> Vgl. Schindler und Held (2009), S. 28.

wenig erfolgreich waren und letztendlich eingestellt wurden. Erst in der nahen Vergangenheit können vermehrt Anstrengungen wahrgenommen werden, welche die Entwicklung der Elektromobilität weiter vorantreiben.

Elektrofahrzeuge unterscheiden sich technisch von konventionell angetriebenen Fahrzeugen, sodass es zunächst einer genauen Abgrenzung bedarf. Der Begriff „Elektromobilität“ umschreibt grundsätzlich elektrisch angetriebene Fahrzeuge. Im Kontext des nationalen Entwicklungsplans der Bundesregierung wird der Begriff Elektromobilität auf den Straßenverkehr begrenzt, insbesondere werden Pkw, leichte Nutzfahrzeuge sowie Zweiräder (Elektroroller, Elektrofahrzeuge) in die Betrachtung einbezogen.<sup>205</sup> Die Fahrzeuge werden nur teilweise mit elektrischer Energie oder rein elektrisch bewegt. Es können somit Hybridelektrofahrzeuge (Mischung aus Verbrennung und Elektroantrieb) und rein elektrisch betriebene Elektrofahrzeuge unterschieden werden.<sup>206</sup>

In der EG-Rahmenrichtlinie 2007/46/EG werden Hybridelektrofahrzeuge als Fahrzeuge definiert, die zum Zweck des mechanischen Antriebs ihre Energie bzw. Leistung aus einem Brennstoff oder einer Speichereinrichtung für elektrische Energie/Leistung (z.B. Batterie, Kondensator, Schwungrad/Generator usw.) beziehen. Per Definition handelt es sich somit um ein Fahrzeug, welches mindestens zwei Energiewandler und zwei im Fahrzeug eingebaute Energiespeichersysteme besitzt. Neben dem Elektromotor ist der zweite Energiewandler typischerweise ein klassischer Verbrennungsmotor mit Benzin oder Diesel als Treibstoff; als Energiespeichersysteme kommen Batterien oder Kraftstofftanks zum Einsatz.<sup>207</sup> Der Verbrennungsmotor ist der dominante Antrieb, welcher je nach Grad der Hybridisierung bedarfsweise vom Elektromotor unterstützt wird. Im unteren (nicht optimalen) Drehzahlbereich des Verbrennungsmotors kann der Elektromotor den Vortrieb des Fahrzeugs unterstützen/übernehmen, bei hohen Geschwindigkeiten übernimmt der Verbrennungsmotor den alleinigen Vortrieb. So lassen sich Kraftstoffeinsparungen realisieren und das Fahrverhalten des Fahrzeugs verbessern.<sup>208</sup> Je nach Größe des elektrischen Antriebs lassen sich Mikrohybride, Mildhybride und Vollhybride unterscheiden.<sup>209</sup>

---

<sup>205</sup> Vgl. BMVBS (2009), S. 6.

<sup>206</sup> Das Wort „Hybrid“ kommt aus dem Griechischen und bedeutet soviel wie „gemischt“ oder „von zweierlei Herkunft“. Im allgemeinen Sprachgebrauch werden die beiden Varianten häufig unter dem Namen „Elektroauto“ zusammengefasst. Technisch handelt es sich jedoch um zwei sehr unterschiedliche Antriebsmöglichkeiten.

<sup>207</sup> Vgl. Wallentowitz und Freialdenhoven (2011), S. 58.

<sup>208</sup> Vgl. Wallentowitz und Freialdenhoven (2011), S. 59.

<sup>209</sup> Für einen Überblick über die Fahrzeugkonzepte, vgl. z.B. Wallentowitz und Freialdenhoven (2011), S. 59ff sowie FfE (2010), S17ff.

Im Gegensatz zu Hybridfahrzeugen haben reine Elektrofahrzeuge nur einen elektrischen Antrieb, welcher alleine für Vortrieb sorgt. Hinsichtlich der Energiequelle für den elektrischen Antrieb können verschiedene Konzepte unterschieden werden. Das batteriebetriebene Elektrofahrzeug bezieht seine Energie aus im Fahrzeug integrierten Batterien, welche über das Stromnetz aufgeladen werden müssen. Bei brennstoffzellenbetriebenen Elektrofahrzeugen wird die für den Vortrieb benötigte Energie in Brennstoffzellen gespeichert. Die Brennstoffzelle benötigt Wasserstoff, welcher mit Sauerstoff zu Wasser und Strom reagiert. Mit diesem Strom kann der Elektromotor gespeist werden. Problematisch ist das Mitführen des Wasserstoffs, da er unter sehr hohem Druck (bis zu 700 bar) als Druckwasserstoff oder bei sehr niedrigen Temperaturen (-253 °C) als flüssiger Wasserstoff mitgeführt werden muss.

Problematisch bei elektrisch betriebenen Fahrzeugen ist die Versorgung der Nebenaggregate. Diese werden bei herkömmlichen Fahrzeugen über den Verbrennungsmotor angetrieben. Heizung, Klimaanlage, Lenkung etc. sind heute alle auf einen im Betrieb befindlichen Verbrennungsmotor angewiesen, da sie eine hohe Stromaufnahme haben. Ist der Verbrennungsmotor nicht in Betrieb, so leidet die installierte Starterbatterie im Fahrzeug. Es gilt also, elektrische Lösungen für die einzelnen Nebenaggregate zu entwickeln, welche den Betrieb vom Verbrennungsmotor entkoppeln.<sup>210</sup>

Die Elektromobilität steckt in Deutschland noch in ihren Anfängen. Eine Marktreife rein elektrisch betriebener Fahrzeuge ist bislang nur für wenige Fabrikate bzw. Modelle gegeben. Die größten Probleme bei elektrischen Antrieben sind insbesondere die nur sehr geringe Reichweite sowie der sehr hohe Anschaffungspreis der Fahrzeuge. Dennoch stellt die Elektrifizierung der Antriebe eine bedeutende Herausforderung dar, welche die Mobilität in der Zukunft maßgeblich beeinflussen und verändern wird.

Im „Integrierten Energie- und Klimaprogramm“ hat die Bundesregierung im Jahr 2007 Elektromobilität als einen wichtigen Faktor zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele ausgegeben. Im November 2008 wurden auf einer „Nationalen Strategiekonferenz Elektromobilität“ konkrete Maßnahmen erarbeitet und zur Erstellung eines Entwicklungsplans für Elektromobilität aufgerufen. Dieser „Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität“ der Bundesregierung wurde im August 2009 vorgestellt. Das Ziel des Nationalen Entwicklungsplans war und ist es, „die Forschung und Entwicklung, die Marktvorbereitung und die Markteinführung von batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen in Deutsch-

---

<sup>210</sup> Vgl. Wallentowitz und Freialdenhoven (2011), S. 59.

land voranzubringen“.<sup>211</sup> Im Zuge der Umsetzung des Entwicklungsplans wurden erste konkrete Maßnahmen eingeleitet und durch die vier für die Elektromobilität zuständigen Ressorts (BMW, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)) im Rahmen des Konjunkturpakets II mit rund 500 Mio. € gefördert. Des Weiteren hat die Bundesregierung die vier zuständigen Ressorts dazu veranlasst, weitere bereits bestehende Förderungen auf die Elektromobilität auszurichten. Im Mai 2010 hat Bundeskanzlerin Merkel die „Nationale Plattform Elektromobilität“ (NPE) mit dem Ziel ins Leben gerufen, dass Vertreter aus Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und Gesellschaft gemeinsam weitere Schritte erarbeiten und Empfehlungen abgeben. Diese Empfehlungen wurden schließlich zur Konkretisierung des Nationalen Entwicklungsplans im Mai 2011 im „Regierungsprogramm Elektromobilität“ aufgenommen.

### 3.4.2. Einflussfaktoren und Potenzial

#### 3.4.2.1. Anforderungen an die Infrastruktur

Für den Einsatz der elektrisch betriebenen Fahrzeuge im Alltag bedarf es einer entsprechenden Infrastruktur, die das Laden der Fahrzeuge ermöglicht. Ähnlich wie die zukünftige Planung und Entwicklung für die Elektrofahrzeuge muss auch für die Infrastruktur eine entsprechende Planung vorgenommen werden. Für eine Etablierung der Elektrofahrzeuge im Markt muss die Infrastrukturplanung bereits heute begonnen werden, damit ein fließender Übergang hin in ein Zeitalter der regenerativ betriebenen Fahrzeuge gewährleistet werden kann. Die konventionellen Treibstoffe werden zwar noch einige Jahrzehnte erhalten bleiben, jedoch benötigt die Entwicklung der neuen Infrastruktur ebenfalls einige Jahre, bis diese in einem ausreichenden Maß vorhanden und installiert ist. Es bedarf also einer gewissen Übergangszeit, in welcher vorhandene Infrastrukturen wie Strom- und Tankstellennetze, Speicher oder Verkehrswege für fossil und regenerativ gewonnene Energie gemeinsam genutzt werden.<sup>212</sup>

Je nach Zugänglichkeit können drei Kategorien (privater Stromanschluss, halb-öffentliche Ladestationen (z.B. Arbeitsplatz), öffentliche Ladestationen) der Ladeinfrastruktur unterschieden werden.<sup>213</sup> Je öffentlicher die Ladeinfrastruktur

---

<sup>211</sup> Vgl. BMVBS (2009), S. 2.

<sup>212</sup> Vgl. Brake (2009), S. 6.

<sup>213</sup> Vgl. Doll und Kley (2011), S. 123.

tur, desto teurer sind die entsprechenden Einrichtungen durch zu installierende Abrechnungs- und Sicherheitssysteme. Neben dem Laden der Batterien kommt noch das Konzept des Batterietausches in Frage. Anstatt das Fahrzeug an das Stromnetz anzuschließen, werden die leeren Batterien an bestimmten Stationen gegen voll geladene Batterien getauscht.

Privatpersonen können ihr Fahrzeug am privaten Anschluss laden oder z.B. am halböffentlichen Anschluss am Arbeitsplatz. Auch im Güterverkehr können die Fahrzeuge auf dem eigenen Betriebsgelände geladen werden. Die flächendeckende Einführung einer öffentlichen Ladeinfrastruktur ist insbesondere für die Großstädte relevant, wo es nicht ohne Weiteres möglich ist, ein Elektrofahrzeug an den privaten Stromanschluss anzuschließen. Vielmehr haben öffentliche Ladestationen aber einen psychologischen Effekt, indem sie den Fahrzeughaltern die Sicherheit geben, zur Not auch im öffentlichen Raum das Fahrzeug laden zu können, wenn es einmal darauf ankommt.

Insbesondere bei einer dichteren Marktdurchdringung muss die Infrastruktur jedoch soweit ausgebaut und datentechnisch vernetzt sein, dass eine aktive Beladungssteuerung erfolgen kann, um eine Überlastung der Stromnetze zu verhindern und eine optimale Nutzung erneuerbarer Energiequellen zu gewährleisten.<sup>214</sup> Im heutigen Stromnetz stellen Elektrofahrzeuge nur zusätzliche Verbraucher dar, welche Strom nachfragen, um damit ihre Batterien wieder aufzuladen. Je nach Bedarf schließen die Fahrer ihr Fahrzeug an die Steckdose an, um es für den nächsten Einsatz wieder verfügbar zu machen.

In Kombination mit den in Kapitel 3.3.1.3 genannten intelligenten Stromnetzen und -zählern ergeben sich jedoch neue Möglichkeiten, wie ein Elektrofahrzeug in das System integriert werden kann. Das Konzept des *Vehicle to Grid (V2G)* ist dabei von besonderer Bedeutung. Das Elektrofahrzeug wird Teil des intelligenten Stromnetzes und als sog. *Smart Grid Vehicle* interaktiv und kooperativ das Lastmanagement des Stromnetzes unterstützen.<sup>215</sup> Neben der Entnahme von Strom aus dem öffentlichen Stromnetz zur Ladung eines Elektrofahrzeugs beinhaltet das V2G-Konzept die Möglichkeit, dass ein Elektrofahrzeug seinen gespeicherten Strom auch in das Stromnetz einspeisen kann.

Ähnlich wie die heute sich im Betrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerke können die Elektrofahrzeuge genutzt werden, um in Zeiten schwacher Stromnachfrage die Batterien zu günstigen Strompreisen aufzuladen und den Strom insbesondere zu Spitzenlastzeiten als Puffer zu hohen Strompreisen wieder ab-

<sup>214</sup> Vgl. Doll und Kley (2011), S. 131.

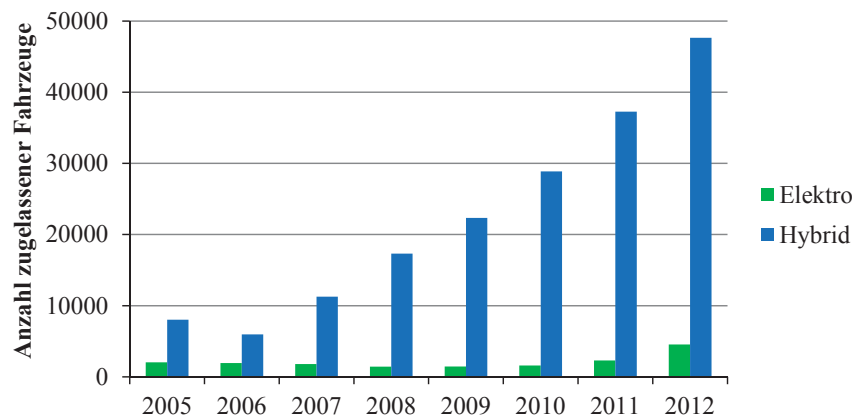
<sup>215</sup> Vgl. Brake (2009), S. 71.

zugeben. Neben der wirtschaftlichen Ausnutzung von Strompreisunterschieden können die Batterien vieler Elektrofahrzeuge zusammen als ein flexibles Speicherkraftwerk wirken und so die Dargebotsabhängigkeit von Wind- und Solarstrom ausgleichen.<sup>216</sup>

### 3.4.2.2. Struktur des deutschen Verkehrssektors

Die Einbeziehung von Elektrofahrzeugen in das stromwirtschaftliche System ist abhängig vom Mobilitätsverhalten der einzelnen Nutzer. Neben der Wahl des Verkehrsmittels (Pkw, Öffentlicher Personennahverkehr (ÖPNV), Fahrrad,...) ist insbesondere die zeitliche Nutzung im Tages-, Wochen- und Jahresgang von entscheidender Bedeutung.

Anfang 2012 waren in Deutschland insgesamt 51,7 Mio. Kraftfahrzeuge zugelassen, davon ca. 43 Mio. Pkw. Der größte Teil dieser Fahrzeuge nutzt zum Antrieb konventionelle Verbrennungsmotoren mit entsprechenden Kraftstoffen. So kommt bei ca. 71 % dieser Fahrzeuge Benzin und bei ca. 28 % der Fahrzeuge Diesel als Kraftstoff zum Einsatz. Gasbetriebene Fahrzeuge (Flüssiggas und Erdgas) haben einen Anteil von ca. 1 %. Der Anteil an Hybrid- und Elektrofahrzeugen ist in den letzten Jahren zwar gewachsen, ist aber im Vergleich zu den konventionell angetriebenen Fahrzeugen vernachlässigbar gering.



**Abbildung 3.9.:** Entwicklung der Anzahl zugelassener Elektrofahrzeuge.  
Datenquelle: KBA.

Abbildung 3.9 verdeutlicht die Entwicklung der zugelassenen Elektro- und Hybridfahrzeuge seit dem Jahr 2005. Während die Anzahl der Elektrofahrzeuge nach einem leichten Rückgang in den Jahren 2005 – 2009 bis zum Jahr 2012

<sup>216</sup> Vgl. Finn et al. (2012). So können Finn et al. zeigen, dass die Nutzung von DSM zur Ladung von Elektrofahrzeugen neben Kostenersparnissen insbesondere zu einem erhöhten Einsatz Erneuerbarer Energien führt, den Einsatz konventioneller Kraftwerke reduziert und Peaks in der Nachfrage reduziert.

auf insgesamt 4541 Fahrzeuge gestiegen ist, zeigen die Zulassungszahlen der Hybridfahrzeuge ein deutlich größeres Wachstum auf. Anfang des Jahres 2012 waren 47642 Hybridfahrzeuge zugelassen.<sup>217</sup>

Ein entscheidender Faktor für die Einführung von Elektrofahrzeugen in den Markt ist eine notwendige Akzeptanz bei den Kunden. Die Kunden haben bestimmte Anforderungen, welche sie beim Kauf eines neuen Fahrzeugs erfüllt haben möchten. Diese Anforderungen müssen sich jedoch den zuvor bereits etablierten gesetzlichen Vorschriften und Normen unterordnen. In Deutschland ist eine Entwicklung zu erkennen, welche die Mittelklasse ausdünn und zum hochwertig ausgestatteten Kleinwagen, z.B. Audi A1 oder BMW Mini, bzw. zum eher luxuriösen *Sport Utility Vehicle (SUV)*, z.B. Audi Q5 oder BMW X5 geht.<sup>218</sup> So scheint es auch wenig überraschend, dass Umweltfreundlichkeit beim Kauf eines Fahrzeugs nur eine untergeordnete Rolle spielt. Tabelle 3.6 gibt einen Überblick über die Kundenpräferenzen beim Fahrzeugkauf.

Kundenpräferenzen beim Fahrzeugkauf	
1.	Zuverlässigkeit
2.	Sicherheit
3.	Preis-Leistungsverhältnis
4.	Gesamtkosten
5.	Umweltfreundlichkeit
6.	Design
7.	Service
8.	Markenprestige

**Tabelle 3.6.:** Rangfolge von Kundenpräferenzen beim Fahrzeugkauf. Quelle: Wallentowitz und Freialdenhoven(2011), S. 25.

Die wichtigste Eigenschaft für die Kunden ist die Zuverlässigkeit ihres Fahrzeugs. Während die Entwicklung der fossil betriebenen Fahrzeuge bereits seit Jahrzehnten vorangeschritten ist und sich die Kunden ein entsprechendes Bild über ihre Zuverlässigkeit durch diverse Langzeit-Tests und Studien bilden können, gibt es bei Elektrofahrzeugen bis heute nur Prototypen oder Kleinserien, welche sich erst seit wenigen Jahren am Markt befinden. Auch die Sicherheit als zweitwichtigste Kundenpräferenz kann bei Elektrofahrzeugen nur schlecht ein-

<sup>217</sup> Angesichts der nur minimalen Zuwächse bei den Zulassungszahlen von reinen Elektrofahrzeugen in den vergangenen Jahren stellt sich die Frage, ob das ambitionierte Ziel der Bundesregierung mit einer Mio. Elektrofahrzeugen bis 2020 und sechs Mio. Elektrofahrzeugen bis 2030 realisiert werden kann. Auch bei der späteren Modellierung wird daher von einer deutlich geringeren Anzahl an Elektrofahrzeugen im Markt ausgegangen. So befinden sich erst bei einer unterstellten hohen Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten im Jahr 2040 fünf Mio. und im Jahr 2050 zehn Mio. Elektrofahrzeuge im Markt. Bei geringerer Umsetzung fallen die Zahlen deutlich kleiner aus.

<sup>218</sup> Vgl. Wallentowitz und Freialdenhoven (2011), S. 6.

geschätzt werden, da die Erforschung von Unfallverhalten z.B. mittels Crash-Tests im Vergleich zu herkömmlich angetriebenen Fahrzeugen bis jetzt nur in einem geringen Ausmaß vorgenommen wurde.

Wichtiger als die Umweltfreundlichkeit sind jedoch insbesondere die anfallenden Gesamtkosten. Im Vergleich zu herkömmlichen Fahrzeugen haben Fahrzeuge mit alternativen Antrieben und neuen Technologien typischerweise höhere Anschaffungskosten. Diesen stehen zwar im Betrieb finanzielle (z.B. Steuervergünstigungen, geringere Kraftstoffkosten) und gesellschaftliche Vorteile gegenüber, dennoch muss ein Kunde genau abwägen, ob es sich für ihn finanziell lohnt, ein solches Fahrzeug zu erwerben. Verschiedene Studien zeigen jedoch auf, dass nur wenige Kunden überhaupt bereit sind, für einen umweltfreundlicheren Antrieb höhere Anschaffungskosten zu bezahlen.<sup>219</sup>

In Deutschland gehen 90 % aller Personen an einem durchschnittlichen Tag aus dem Haus und legen dabei durchschnittlich 3,4 Wege zurück. Hochgerechnet auf die Gesamtbevölkerung ergibt sich somit ein Verkehrsaufkommen im Personenverkehr von 281 Mio. Wegen pro Tag. Umgerechnet auf die zurückgelegte Wegstrecke ergibt sich eine Verkehrsleistung von 3,2 Mrd. Personenkilometern.<sup>220</sup> Wie an den hohen Zulassungszahlen für Pkw bereits abzulesen ist, ist der Pkw das wichtigste Verkehrsmittel in Deutschland. Täglich werden in Deutschland 162 Mio. Wege und 2,5 Mrd. Personenkilometer mit dem Pkw zurückgelegt. Bei einer durchschnittlichen Besetzung der Pkw mit 1,5 Personen gehen rund 30 % der Personenkilometer auf Mitfahrer zurück.

Als Wegzwecke lassen sich drei Bereiche identifizieren. Hauptzweck mit einem Anteil von 32 % an den zurückgelegten Wegen bilden Freizeitaktivitäten, gefolgt von Einkaufs-/Erledigungsaktivitäten mit zusammen 33 %. Der tägliche Weg zur Arbeit bzw. Ausbildung sowie die dienstlichen Wege bilden zusammen den dritten Wegzweck mit 27 % des Verkehrsaufkommens.

Die einzelnen Wegzwecke werden jeweils mit den unterschiedlichen Verkehrsmitteln erfüllt. Der tägliche Arbeitsweg sowie die dienstlichen Wege weisen dabei einen sehr hohen Pkw-Anteil auf und bilden somit bei den Selbstfahrern den Hauptzweck der Nutzung (Pkw-Anteil bei Arbeitswegen 65 %, bei dienstli-

---

<sup>219</sup> Vgl. Wallentowitz und Freialdenhoven (2011), S. 25. Ähnlich wie beim Stromverbrauch (vgl. Abschnitt 3.3.1.3) kann auch beim Kraftstoffverbrauch von Pkw's eine gewisse Unwissenheit in der Bevölkerung identifiziert werden (vgl. z.B. Turrentine und Kurani (2007), S. 1220), was die genannten Kundenpräferenzen etwas relativiert. Zudem werden auch die Payback-Perioden für evtl. teurere, aber effizientere Pkw falsch eingeschätzt, was dem Verhalten bei effizienzsteigernden Investitionen aus Abschnitt 3.2.1 entspricht.

<sup>220</sup> Datengrundlage hier und im Folgenden: infas, DLR (2010).



chen Wegen 86 %). Auch bei den übrigen Aktivitäten nimmt die Pkw-Nutzung mit 30 – 50 % einen wesentlichen Anteil bei der Erfüllung der Wegzwecke ein. Nimmt man den Anteil der Mitfahrer noch hinzu, fällt die Pkw-Nutzung zur Erfüllung der Wegzwecke noch höher aus.

### 3.4.2.3. Potenziale der Elektromobilität

Nachdem die Potenziale für eine Nachfrageflexibilisierung in den Sektoren Industrie, GHD und private Haushalte bereits in Kapitel 3.3.2 dargestellt wurden, gilt es im Folgenden, für die spätere Modellierung der nachfrageseitigen Effekte im Strommarkt durch Elektromobilität die technischen Potenziale von Elektromobilität zu quantifizieren.

In Abhängigkeit der Marktdurchdringung ergeben sich unterschiedliche Auswirkungen auf das zukünftige stromwirtschaftliche System. Zum einen sorgt das Laden der elektrisch betriebenen Fahrzeuge für zusätzliche Nachfrage, welche befriedigt werden muss. Zum anderen können die Elektrofahrzeuge bei einer konsequenten Umsetzung des V2G-Konzepts als Stromspeicher genutzt werden, welche produzierten Strom kurzfristig zwischenspeichern können. Das Potenzial ist dabei abhängig von der installierten Infrastruktur, der Anzahl an Elektrofahrzeugen sowie deren Nutzungsverhalten.<sup>221</sup>

Für die Bestimmung der zukünftigen Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge gilt es im Folgenden zu klären, wieviele der in Deutschland zugelassenen Fahrzeuge in Zukunft durch Elektrofahrzeuge substituiert werden. Mit Hilfe des Substitutionsgrades, der Jahresfahrleistung, dem daraus resultierenden Ladebedarf sowie dem typischen wöchentlichen Nutzungsverhalten der Pkw kann die genutzte Energiemenge sowie ein Ladelastgang der Elektrofahrzeuge generiert werden.

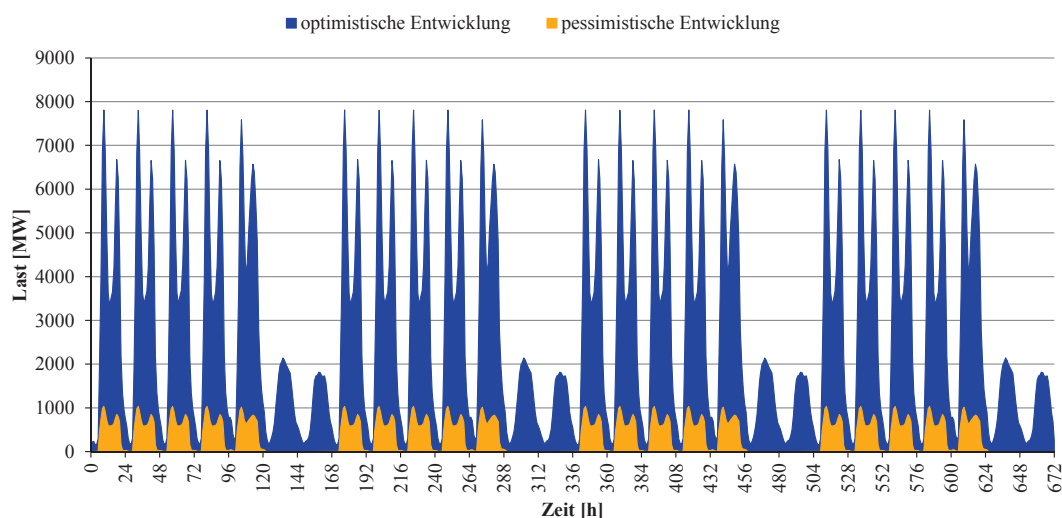
Zur Berücksichtigung der Unsicherheit bzgl. der Anzahl an Elektrofahrzeugen in Deutschland wird im Folgenden in Anlehnung an FfE (2007) der Lastgang für eine optimistische und eine pessimistische Erwartung vorgestellt.<sup>222</sup> Im pessimistischen Szenario wird unterstellt, dass die Ziele der Bundesregierung nicht voll erfüllt werden können. Im optimistischen Szenario gibt es neben den gesetzlichen Mindestanforderungen weitere Förderinitiativen, welche zu einer höheren Anzahl an Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr führt. Solche Förderinitiativen können z.B. Subventionszahlungen, Steuererleichterungen, geringere

<sup>221</sup> Für konkrete Werte, vgl. die Szenarien in Kapitel 5.

<sup>222</sup> Für die Herleitung des Ladelastgangs, vgl. Anhang A.

Versicherungsprämien oder Privilegien bei der alltäglichen Nutzung z.B. durch Bereitstellung spezieller Parkplätze, kostenloses Parken oder die Mitbenutzung von Busspuren sein. Eine weitere Annahme für eine optimistischere Prognose sind schnellere Entwicklungszeiten im Bereich der Speichertechnologien. Ebenso können Energieversorger ein immer stärker werdendes Interesse an der Nutzung von Elektrofahrzeugen haben, da sie diese flexibel zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien einsetzen können.<sup>223</sup>

Im pessimistischen Fall werden nach dem Vorgehen in FfE (2007) 730.000 Pkw elektrisch substituiert. Diese Pkw haben eine Jahresfahrleistung von 16,2 Mrd. Kilometer. Im optimistischen Fall werden 7,3 Mio. Pkw elektrisch substituiert, was einer substituierten Fahrleistung von ca. 120 Mrd. Kilometern entspricht. Bei Unterstellung eines durchschnittlichen Verbrauchs von 20 kWh/100 km, eines beispielhaften Wochengangs des Pkw-Verkehrs (siehe Anhang A) sowie dem sofortigen Anschluss der Elektrofahrzeuge an das Stromnetz nach Fahrtende ergibt sich für die beiden Szenarien für einen Zeitraum von vier Wochen der in Abbildung 3.10 dargestellte Lastgang.



**Abbildung 3.10.:** Vierwöchiger Ladelastgang für eine optimistische und eine pessimistische Entwicklung der Elektromobilität [in MW]. Datenquelle: eigene Berechnungen in Anlehnung an FfE(2007).

Die Lastspitzen sind jeweils durch den Berufsverkehr bedingt und sind in den Morgen- und Nachmittagsstunden vorhanden. Bei einer unregelmäßigen Aufladung ergibt sich im optimistischen Fall eine zusätzliche Last von über 7 GW. Die Stromnachfrage der Elektrofahrzeuge hat somit einen großen Einfluss auf die zu deckende Last. Im pessimistischen Fall ist die zusätzliche Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge vernachlässigbar gering. Nach den Pendelfahrten des

<sup>223</sup> Vgl. FfE (2007), S. 30f.

Berufsverkehrs beträgt die maximale zusätzliche Last ca. 1 GW. Die Flexibilitätsanforderungen an den bestehenden Kraftwerkspark sind dementsprechend nicht so hoch.<sup>224</sup>

### 3.5. Stromspeicher-Technologien

Stromspeicher leisten im zukünftigen stromwirtschaftlichen System einen wesentlichen Beitrag für den jederzeitigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage.<sup>225</sup> Die Rolle der Stromspeicher ist dabei zweigeteilt: zum einen können sie Energie aufnehmen und somit als Nachfrager Strom dem Netz entziehen (Stromsenke). Zum anderen kann die aufgenommene und gespeicherte Energie wieder ins Netz abgegeben werden, was dem Angebot von Strom entspricht (Stromquelle). Im Folgenden werden die wesentlichen Technologien und deren zukünftige Rolle im Stromsystem kurz dargestellt. Auch Stromspeicher finden Eingang in die Modellierung der zukünftigen Nachfrageentwicklungen in Kapitel 4 bzw. 5.

Je nach Einsatzbereich der Stromspeicher müssen diese unterschiedliche Anforderungen erfüllen. Zur Sicherung der unterbrechungsfreien Stromversorgung ist ein kurzfristiger Einsatz innerhalb weniger Millisekunden notwendig. Für eine langfristige Abfederung von Angebotsschwankungen im Stundenbereich ist dagegen eine große Speicherkapazität von Bedeutung. Die oben genannte Elektromobilität benötigt ein Speichersystem mit einer hohen Energiedichte, um möglichst viel Energie auf wenig Raum und mit wenig Gewicht nutzen zu können. Ein weiterer entscheidender Faktor ist die Lebensdauer der Systeme, welche sich in den Ladezyklen widerspiegelt.<sup>226</sup>

Im Energiekonzept der Bundesregierung nehmen die Stromspeicher langfristig eine entscheidende Rolle bei der Wahrung der Versorgungssicherheit ein. Bis heute befinden sich jedoch ausschließlich Pumpspeicher- und regelbare Wasserkraftwerke in relevantem Umfang im Einsatz. Tabelle 3.7 fasst die im Jahr 2010 in Deutschland installierte Speicherleistung zusammen. So standen im Jahr 2010 Speicher mit einer Leistung von rd. 11 GW mit einer Kapazität von

<sup>224</sup> Paetz et al. (2013) kommen mit ihrer Modellierung vor dem Hintergrund eines ausgeglichenen Lastgangs zu dem Ergebnis, dass eine ungesteuerte Ladestrategie dem gesteuerten Laden über ein zeitabhängiges Tarifmodell vorzuziehen ist (vgl. Paetz et al. (2013), S. 10). Dynamische Tarife, welche die jeweils aktuelle Netzlast widerspiegeln, sind den zeitabhängigen Tarifen vorzuziehen, um das neue Auftreten von Lastspitzen zu vermeiden.

<sup>225</sup> Für einen detaillierten Überblick über die einzelnen Speichertechnologien, vgl. z.B. Dena (2010a), S. 62ff, Gatzert (2008) sowie Mahnke und Mühlhoff (2012).

<sup>226</sup> Vgl. Mahnke und Mühlhoff (2012), S. 6.

insgesamt ca. 40 GWh zur Verfügung. Auch heute sind bereits ausländische Stromspeicher in Luxemburg und Österreich durch langfristige Strombezugsrechte und Direktleitungen mit einer Leistung von ca. 3,3 GW dem deutschen Stromnetz zugeordnet.

Technologie	Leistung
Pumpspeicherkraftwerke	8876 MW
Speicherwasserkraftwerke	1343 MW
regelbare Laufwasserkraftwerke	806 MW
Summe	11025 MW

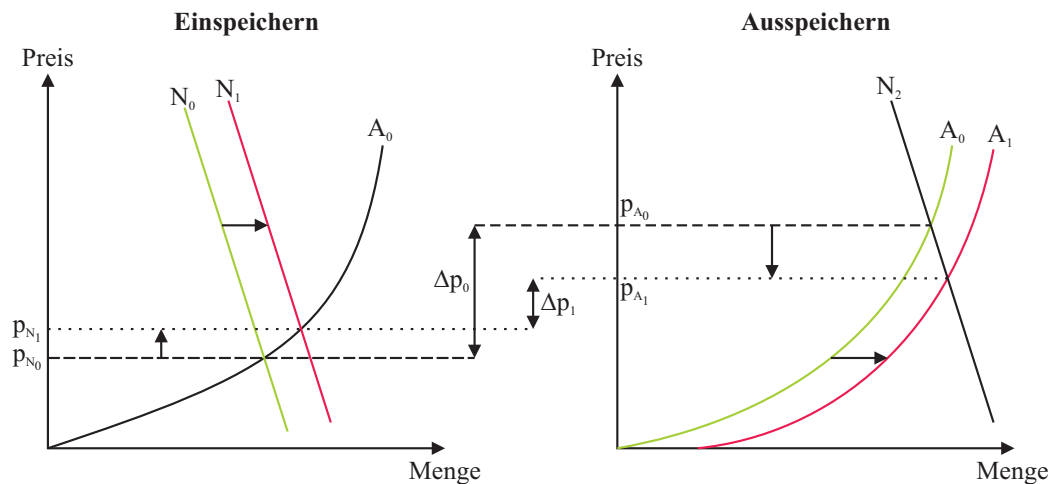
**Tabelle 3.7.:** *Installierte Speicherleistung im Jahr 2010 [in MW].*  
*Datenquelle: Mahnke und Mühlenhoff(2012), S. 5.*

Technisch können mit der installierten Speicherleistung Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage im Stromnetz schnell ausgeglichen werden. Ökonomisch können die Speicher dazu eingesetzt werden, die schlecht regelfähigen Kraftwerke gleichmäßiger auszulasten und somit einen Teillastbetrieb mit Wirkungsgradverlusten und höheren variablen Kosten zu verhindern. Je nach Ausmaß der installierten Speicherleistung und Einsatz der Speicher ergeben sich darüber hinaus Möglichkeiten zur Beeinflussung des Strompreises.<sup>227</sup> Das ökonomische Kalkül eines Speicherbetreibers sieht in der Regel vor, den Speicher bei niedrigen Strompreisen zu laden und die gespeicherte Energie bei hohen Strompreisen wieder zu entladen. Ist der Preisunterschied zwischen Einspeicherung und Ausspeicherung groß genug, so können die Speicherbetreiber einen Deckungsbeitrag erzielen.<sup>228</sup>

Bei einer großen Anzahl an installierten Speichern kann es so zu einer starken Anhebung der Nachfrage in Schwachlastzeiten kommen, was zu steigenden Strompreisen zu Schwachlast- und sinkenden Strompreisen zu Spitzenlastzeiten führt. Abbildung 3.11 stellt die Situation grafisch dar. Während der Einspeicherung erhöht sich die Nachfrage von  $N_0$  auf  $N_1$ . Bei unverändertem Angebot  $A_0$  steigt der Gleichgewichtspreis von  $p_{N_0}$  auf  $p_{N_1}$ . Bei der Ausspeicherung zu Spitzenlastzeiten erhöht sich entsprechend das Angebot von  $A_0$  auf  $A_1$  und die Nachfrage beträgt  $N_2$ . Die Folge ist eine Verschiebung der Angebotsfunktion nach rechts und in dessen Folge eine Senkung des Strompreises von  $p_{A_0}$  auf  $p_{A_1}$ . Ein Vergleich der Preisdifferenzen zeigt, dass  $\Delta p_0$  durch das Einspeichern

<sup>227</sup> Vgl. Mahnke und Mühlenhoff (2012), S. 5.

<sup>228</sup> Vgl. Prügler et al. (2011), S. 6309. Abweichend von der genannten Strategie zeigen Prügler et al. (2011), dass eine preisunabhängige Ladungs-Strategie insbesondere dann zu einer ertragreichen Vermarktung der Speicherkapazität führen kann, wenn der Speicherbetreiber auch über ein Portfolio an Erzeugungseinheiten verfügt, mit welchen er seine Portfolio-Erlöse maximieren kann.



**Abbildung 3.11.:** Preisbeeinflussung durch Stromspeicher. Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Ehlers(2011).

und Ausspeichern auf  $\Delta p_1$  sinken kann. Im Extremfall kann es also dazu kommen, dass sich die niedrigen Strompreise in Schwachlastzeiten und die hohen Strompreise zu Spitzenlastzeiten angleichen und die Preisdifferenz so gering ist, dass Speicherbetreiber nur geringe Deckungsbeiträge erwirtschaften.<sup>229</sup>

### 3.5.1. Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke sind die bislang einzige Speichertechnologie, welche in großem Umfang seit vielen Jahrzehnten genutzt und wirtschaftlich betrieben wird. In Zeiten mit geringen Strompreisen wird Wasser in ein höher gelegenes Reservoir gepumpt. Die elektrische Energie wird über die mechanische Energie in potenzielle Energie umgewandelt. Das Wasser kann je nach Einsatz ohne nennenswerte natürliche Verluste über lange Zeiträume in diesem Reservoir gespeichert bleiben. In Hochpreisphasen wird das Wasser durch Fallrohre wieder aus dem Reservoir abgelassen. Dabei treibt das herabstürzende Wasser Turbinen an, welche über einen Generator die potenzielle Energie wieder in elektrische Energie zurück umwandelt. Die Speicherkapazität der einzelnen Anlagen ist dabei abhängig von der speicherbaren Wassermenge sowie vom Höhenunterschied zwischen den Reservoiren. Insgesamt erreichen Pumpspeicherkraftwerke einen Wirkungsgrad von 65 – 85 %. Ein wesentliches Problem bei Pumpspeicherkraftwerken sind die notwendigen geologischen Voraussetzungen, welche die Ausbaumöglichkeiten in Deutschland stark begrenzen.

<sup>229</sup> Vgl. Ehlers (2011), S. 112.

Prinzipiell ist das technische Potenzial in Deutschland sehr groß. Für den Betrieb eines Pumpspeicherwerks werden lediglich zwei Wasserbecken mit einem Höhenunterschied benötigt. Das realisierbare Potenzial für den Zubau bzw. Ausbau an Pumpspeicherwerken ist dagegen sehr gering. Ein wirtschaftlicher Betrieb erfordert möglichst hohe Fallhöhen des Wassers. Da solche geologischen Gegebenheiten nur begrenzt vorhanden sind und typischerweise in landschaftlich wertvollen Gegenden vorliegen, liegt auch ein gesellschaftlicher Widerstand vor.<sup>230</sup>

Bis zum Jahr 2020 kann es bei erfolgreicher Umsetzung in Planung befindlicher Projekte zu einer Erhöhung der Speicherkapazität um 40,6 GWh auf dann über 80 GWh kommen. Die Leistung erhöht sich dabei um 4,4 GW auf über 13 GW.<sup>231</sup> Mit zunehmendem Zeithorizont können weitere Projekte erforscht und wirtschaftlich realisierbar sein. So können alte Tagebaulöcher oder Bergwerkstollen als Wasserreservoir erschlossen werden. Talsperren können durch entsprechende technische Umrüstungen ebenfalls als Pumpspeicherwerk eingesetzt werden. Besonders reizvoll ist die Nutzung von ausländischen Speicherkapazitäten. Eine Nutzung der Speicherpotenziale in Skandinavien erfordert jedoch eine entsprechende Netz-Infrastruktur. Theoretisch liegen die Speicherpotenziale im Bereich von über 100 TWh, welche sich jedoch nicht komplett wirtschaftlich realisieren lassen.<sup>232</sup>

### 3.5.2. Druckluftspeicher

Druckluftspeicher sind ebenfalls auf bestimmte geologische Voraussetzungen angewiesen. In Zeiten von Stromüberschuss werden Kompressoren verwendet, um Luft zu komprimieren und in unterirdische Salzkavernen zu pumpen. Die Luft wird in den Kavernen unter Druck gespeichert. Elektrische Energie wird so in potenzielle Energie umgewandelt. Bei der Ausspeicherung treibt die Druckluft aus den Salzkavernen Turbinen an, welche über einen Generator Strom produzieren. Dazu muss die durch die Kompression gekühlte Luft zunächst erwärmt werden. Bei diabaten Druckluftspeichern erfolgt die Erwärmung über eine Gasbefeuerung, bei adiabaten Druckluftspeichern wird die bei der Kompression frei werdende Wärmeenergie zwischengespeichert und für die Erwärmung verwendet. Druckluftkraftwerke zeichnen sich durch eine sehr geringe

---

<sup>230</sup> Vgl. Dena (2010a), S. 6.

<sup>231</sup> Für eine Übersicht der Neubau- und Ausbau-Projekte von Pumpspeicherwerken, vgl. Hartmann et al. (2012), S. 54.

<sup>232</sup> Vgl. Hartmann et al. (2012), S. 58.

Reaktionszeit aus. Der Wirkungsgrad beträgt ca. 50 % (diabat) bzw. 75 % (adiabat).<sup>233</sup>

Die Potenziale für Druckluftspeicher sind stark von den geologischen Gegebenheiten abhängig. Hartmann et al. (2012) beziffern das maximale Speicherkapazitätspotenzial für Druckluftspeicherkraftwerke in Deutschland auf ca. 27 TWh.<sup>234</sup> Weltweit befinden sich nur sehr wenige Druckluftspeicher in Betrieb.<sup>235</sup> Hauptproblem sind die noch zu schlechten Wirkungsgrade sowie die zu kleinen Dimensionierungen. Auch wenn die Technik der diabaten Speicher bereits marktreif ist, so muss der Forschungsbedarf insgesamt als hoch eingestuft werden. Dementsprechend ist erst in ferner Zukunft mit nennenswerten Speicherkapazitäten im GW-Bereich zu rechnen.

### 3.5.3. Weitere Speichermöglichkeiten

Neben den genannten Speichertechnologien sowie der Nutzung von Elektrofahrzeugen als Pufferspeicher gibt es zahlreiche weitere Speichertechnologien, welche erforscht werden. Zu nennen sind hier insbesondere Wasserstoffspeicher, Power-to-Gas-Anlagen sowie verschiedene Batterietechniken.

Mit einer Elektrolyse wird Wasserstoff gewonnen, welcher in verschiedenen Speicherbehältern gelagert werden kann. Die Rückverstromung erfolgt über Brennstoffzellen. Problematisch bei der Lagerung des Wasserstoffs ist die Tatsache, dass Wasserstoff in Verbindung mit Luft ein hochexplosives Gemisch bildet, was eine erhöhte Sicherheitstechnik bei der Aufbewahrung verlangt.

Beim Power-to-Gas-Verfahren wird ebenfalls Wasserstoff durch eine Elektrolyse gewonnen. Neben der Speichermöglichkeit kann der Wasserstoff bis zu einer Konzentration von fünf Volumenprozent direkt in das Erdgasnetz eingespeichert werden.<sup>236</sup> Als weitere Alternative kann der Wasserstoff zusammen mit Kohlendioxid in Methangas und Wasser umgewandelt. Das so entstandene synthetische Erdgas weist die gleichen Eigenschaften wie natürliches Erdgas auf

<sup>233</sup> Vgl. Gatzen (2008), S. 10.

<sup>234</sup> Vgl. Hartmann et al. (2012), S. 62.

<sup>235</sup> In Deutschland existiert seit 1978 das diabate Druckluftspeicherkraftwerk in Huntorf (Leistung: ca. 300 MW; Kapazität: 580 MWh). In McIntosh, USA, arbeitet seit 1991 ein adiabates Kraftwerk (Leistung: 110 MW; Kapazität: 2860 MWh).

<sup>236</sup> Vgl. Grasmann (2013), S. 58. Die genaue Konzentration wird aktuell diskutiert und kann nicht abschließend beziffert werden. Problematisch ist der negative Einfluss hoher Wasserstoffkonzentrationen auf Stahlrohrleitungen, welche mit zunehmender Konzentration brüchig werden. Befinden sich Erdgastankstellen im Erdgasnetz, so darf die Wasserstoffkonzentration maximal bei zwei Volumenprozent liegen. Da die großen Erdgasfirmen auch im Mobilitätsbereich aktiver sein wollen, entsteht hier ein Zielkonflikt.

und kann ohne Einschränkungen in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden. Zusätzliche Behälter für die Speicherung sind somit nicht erforderlich. Das eingespeiste Gas kann in Gas- bzw. GuD-Kraftwerken rückverstromt werden oder für Heizzwecke verwendet werden. Beim Einsatz von Strom aus Erneuerbaren Energien für die Elektrolyse entsteht somit erneuerbares Methangas. Der Zusammenschluss mit den regenerativen Kraftwerken würde somit die Dargebotsabhängigkeit überbrücken. Zusätzlich könnte das benötigte CO<sub>2</sub> aus den Biogas-Anlagen gewonnen werden.

Sowohl die Wasserstoffspeicherung als auch das Power-to-Gas-Verfahren befinden sich noch am Anfang ihrer Entwicklung. Beide Verfahren können ein Abregeln bei Überangebot von Erneuerbaren Energien bei ausreichend großer Dimensionierung verhindern. Bislang existieren jedoch nur einzelne Pilotanlagen, eine Marktreife kann erst in mehreren Jahrzehnten erwartet werden. Ein hoher Wasserstoffgehalt im Gasnetz erfordert darüber hinaus Investitionen in Höhe von mehreren Mrd. Euro, um die Infrastruktur, welche bislang für wasserstofffreie Gase ausgelegt ist, wasserstofftolerant zu machen.

Batterien wandeln Strom elektrochemisch um, bevor er gespeichert wird. Besonders Blei-Säure-Batterien und Lithium-Ionen-Batterien eignen sich für den Einsatz im Strommarkt. Blei-Säure-Batterien dienen heute insbesondere als Starterbatterie für Verbrennungsmotoren. Darüber hinaus gibt es schon heute Windparks bzw. Photovoltaikanlagen, welche Blei-Säure-Speicher zur Pufferung des erzeugten Stroms verwenden. Die Leistung eines solchen Speichers liegt bei über 1 MW bei einer Speicherkapazität von über 1 MWh. Die Technologie ist seit Jahren im Einsatz und somit marktreif. Ein Nachteil besteht jedoch im hohen Wartungsaufwand sowie der nur geringen Lebensdauer der Batterien.

Mit zunehmender Entwicklung wird mittelfristig die Blei-Säure-Batterie durch die Lithium-Ionen-Batterie ersetzt. Die Vorteile der Lithium-Ionen-Batterie liegen in einer geringeren Selbstentladungsrate sowie einer höheren Energiedichte. Insbesondere in Elektrofahrzeugen können Lithium-Ionen-Batterien mit hoher Energiedichte für eine erhöhte Reichweite sorgen und somit die Marktdurchdringung von Elektromobilität erhöhen. Für kleine Anwendungsbereiche sind die Lithium-Ionen-Batterien heute schon in Serie im Einsatz (Handys, Laptops), für eine Stromspeicherung in großem Umfang besteht jedoch noch weiterer Forschungsbedarf. Trotz sehr hoher Wirkungsgrade sind die Investitionskosten von Lithium-Ionen-Batterien heute noch zu hoch, um diese flächendeckend einzuführen.



### 3.5.4. Kosten der Stromspeichertechnologien

Die einzelnen Speichertechnologien haben sehr unterschiedliche Investitions- und Stromgestehungskosten. Tabelle 3.8 stellt die Investitionskosten vergleichend gegenüber.

Technologie	Invest Speicher [in €/kWh]	Invest Ein-/Ausspeicherung [in €/kW]
Pumpspeicherkraftwerke	10	600 – 1400
Druckluftspeicher (adiabat)	40 – 80	700 – 1500
Blei-Säure-Batterien	100 – 250	100 – 200
Lithium-Ionen-Batterien	300 – 800	100 – 200
Power-to-Gas (H <sub>2</sub> )	0	800 – 1500
Power-to-Gas (Methan)	0	1000 – 6000

**Tabelle 3.8.:** Kostenvergleich für Stromspeicher. Datenquelle: BET (2013).

Die Investitionskosten der einzelnen Technologien unterscheiden sich deutlich. Insbesondere die hochflexiblen Lithium-Ionen-Batterien sind mit Speicher-Investitionskosten von bis zu 800 €/kWh heute noch sehr teuer. Demgegenüber sind die Speicher-Investitionskosten der marktreifen Technik der Blei-Säure-Batterien deutlich günstiger. Pumpspeicher und Druckluftspeicher haben im Vergleich noch geringere Speicher-Investitionskosten. Bei Power-to-Gas können Speicher-Investitionskosten von Null angenommen werden, da das bestehende Erdgasnetz zur Speicherung genutzt werden kann. Demgegenüber sind die Investitionskosten für die Anlagen zur Ein- und Ausspeicherung bei der Power-to-Gas-Technologie sehr hoch. Bei der Methanisierung muss mit Kosten von bis zu 6000 €/kW gerechnet werden. Auch bei den Pumpspeichern und Druckluftspeichern fallen je nach Ausgestaltung der Anlagen Investitionskosten von bis zu 1500 €/kW an.

Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Stromspeichertechnologien ist dabei abhängig von verschiedenen technischen und wirtschaftlichen Annahmen (Wirkungsgrad, Lebensdauer, Speicherzyklen, Wartung, Zinssatz). Durch die unterschiedlichen Einsatzbereiche (z.B. Kurzzeit- vs. Langzeitspeicherung) und Entwicklungsstadien der Stromspeichertechnologien ist keine allgemeine Aussage möglich, welche Technologie die kostengünstigste Alternative ist.<sup>237</sup>

<sup>237</sup> Vgl. Mahnke und Mühlhoff (2012), S. 8. Für eine detaillierte wirtschaftliche Analyse der einzelnen Speichertechnologien, vgl. Mahnke und Mühlhoff (2012). Auch die Stromgestehungskosten sind eine wichtige Kenngröße zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern. Rechnerisch ergeben sich Stromgestehungskosten aus dem Verhältnis der Summe der jährlichen Kosten zur Nettostromerzeugung pro Jahr. Die jährliche Stromproduktion ist dabei abhängig von den Einsatzstunden und der Leistung der einzelnen Anlagen. Dementsprechend fallen die Stromgestehungskosten sehr unterschiedlich aus.

## 4. Modellierung nachfrageseitiger Entwicklungen

### 4.1. Überblick über geleistete Modellierungsarbeiten und Einordnung

Die modelltheoretische Untersuchung von energiewirtschaftlichen Problemen hat eine lange Tradition und lässt sich in zahlreichen Veröffentlichungen wiederfinden. Die hohe Kapitalintensität der getätigten Investitionen, die hohe Komplexität der Zusammenhänge in der Energiewirtschaft sowie die Verzahnung der Energiewirtschaft mit anderen Märkten und Sektoren verlangen nach Simulationsrechnungen zur Entscheidungsunterstützung und zur besseren Abschätzung von zu erwartenden Ergebnissen.<sup>238</sup>

Je nach Einsatzbereich der Modelle lassen sich verschiedene Ansätze der Modellierung finden, welche sich insbesondere in der zeitlichen Auflösung, der räumlichen Auflösung sowie dem Detaillierungsgrad der abgebildeten technischen Ausstattung unterscheiden.

Die zeitliche Auflösung variiert dabei zwischen einer kurz- und einer langfristigen Betrachtungsweise. Während optimale Kraftwerkseinsatzplanungen mit einer kurzfristigen, hohen (stündlichen) Auflösung modelliert werden, ist bei einer Modellierung der Entwicklung der Zusammensetzung und Struktur eines zukünftigen Kraftwerksparks die langfristige Sichtweise entscheidend. Die Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten auf der Angebotsseite ergibt sich durch die Bewertung eines vollkostenbasierten Investitionskalküls mit einem Zeithorizont von mehreren Jahrzehnten. Die Rückflüsse ergeben sich dagegen in einer grenzkostenbasierten Rechnung mit stündlichem Zeithorizont.<sup>239</sup> Die räumliche Auflösung beschreibt die geografische Zusammensetzung des Modells. Je nach Problemstellung erfolgt die Modellierung unter rein regionalen Gesichtspunkten (z.B. netztechnischer Anschluss und Integration der Offshore-

---

<sup>238</sup> Vgl. Chao (2010), S. 8.

<sup>239</sup> Vgl. Voß (2010), S. 2.

Windenergie in Norddeutschland) oder transnational über mehrere Nationen hinweg (z.B. Auswirkungen eines Ausbaus der Grenzkuppelstellen, Auswirkungen eines europäischen Strommarktes). Die Integration Deutschlands im UCTE-Netz macht es dabei schwierig, eine rein nationale bzw. regionale Betrachtung durchzuführen, da deutsche Entwicklungen und Entscheidungen immer auch Auswirkungen auf die Nachbarländer haben und umgekehrt. Je nach Modellierungsproblem sowie zeitlicher und räumlicher Auflösung ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die technische Auflösung des Modells. Auf der Angebotsseite kann zwischen einer kraftwerksscharfen Abbildung einzelner Kraftwerke oder einer (regionalen) Zusammenfassung der Erzeugungseinheiten nach Primärenergieträgern unterschieden werden. Auf der Nachfrageseite kann zwischen einer preisunelastischen fixen Nachfrage und einer differenzierten Abbildung der einzelnen Nachfrage-Prozesse unterschieden werden. Eine, über die reine Ausgleichsmodellierung von Angebot und Nachfrage hinaus gehende, zusätzliche Berücksichtigung von netztechnischen Restriktionen sowie der Abbildung der Netzinfrastruktur erhöhen die Komplexität um ein Vielfaches.<sup>240</sup> Beispielhaft wird im Folgenden eine Auswahl an Modellierungs-Arbeiten vorgestellt.

Klobasa (2007) untersucht vor dem Hintergrund der zukünftigen Fluktuation durch die vermehrte Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, ob durch die Nutzung von nachfrageseitigen Verlagerungspotenzialen und dem Einsatz eines intelligenten Lastmanagements die Gesamteffizienz des Stromversorgungssystems gesteigert werden kann. Es wird untersucht, ob und in welchem Umfang eine steuerbare und flexible Nachfrage für die verstärkten Anforderungen nach Regelungsmöglichkeiten eingesetzt werden können. Mit Hilfe eines Simulationsmodells werden Effizienzgewinne und Regelungskosten quantifiziert, welche sich unter Berücksichtigung einer flexiblen Nachfrage bei zunehmender Wind-einspeisung ergeben.

Gatzen (2008) untersucht die ökonomischen Implikationen von Stromspeichern im zukünftigen europäischen Strommarkt. Neben der Vorstellung der technischen Grundlagen zu den verschiedenen Speichertechnologien liegt der Fokus der Arbeit auf der Identifikation der energieökonomischen Rahmenbedingungen, welche die Rolle der Stromspeicher im Strommarkt vorgeben. Es werden die relevanten Märkte und Marktentwicklungen abgegrenzt und ein optimaler Speicherausbau und -betrieb modelliert. So können wichtige Fragen in Bezug auf einen ökonomischen Speichereinsatz im zukünftigen Strommarkt beantwortet werden.

<sup>240</sup> Vgl. Dieckmann (2008), S. 27ff für eine Darstellung der physikalischen Grundlagen.

Wiechmann (2008) entwickelt für die Wertschöpfungsstufen Vertrieb und Handel von Energieversorgungsunternehmen neuartige Betriebsführungsstrategien für ausgewählte Stromverbrauchseinrichtungen. Kern der Arbeit bildet ein Modell, welches mit einer flexiblen Nachfrageseite die Unsicherheiten auf der Angebotsseite durch z.B. fluktuierende Einspeisung oder Fahrplanabweichungen ausgleichen kann. Für die einzelnen Verbraucher können in Analogie zum Kraftwerkseinsatz Fahrpläne vorgegeben werden.

Voß (2010) untersucht die Entstehung von Deckungsbeiträgen im grenzüberschreitenden Stromhandel und dessen langfristigen Einfluss auf privatwirtschaftliche Investitionen. Zur Analyse werden insbesondere der anhaltende Ausbau der gesetzlich geförderten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die Minderung der Gesamtmenge an handelbaren CO<sub>2</sub>-Zertifikaten sowie ein zunehmender Ausbau des grenzüberschreitenden Stromhandels berücksichtigt. Mit einer angewandten Modellierung werden unter den genannten Gesichtspunkten Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten untersucht, die ihre Deckungsbeiträge auf dem wettbewerblich organisierten Großhandelsmarkt für Strom erwirtschaften. Ziel der Arbeit ist es, zu untersuchen, wann und in welchem Umfang ein Investitionsdilemma zu entstehen droht.<sup>241</sup>

Auch zahlreiche Studien verschiedener Forschungsinstitute befassen sich mit der Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft und dessen Modellierung (z.B. Netzstudien der Dena). Einen aktuellen Beitrag zur Modellierung des deutschen Strommarktes liefert die Studie „Integration der Erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt“ der Dena.<sup>242</sup> Die Studie untersucht ausgewählte Aspekte des auf der Basis der energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung eingeleiteten Transformationsprozesses des deutschen Stromsystems bis zum Jahr 2050.

Datengrundlage bei der Modellierung in der Dena-Studie bildet das BMU-Leitszenario 2009. Es wird von einem Fortbestand der momentanen regulatorischen Rahmenbedingungen ausgegangen. Auf der Nachfrageseite wird in der Studie eine zeitlich konstante Stromnachfrage angenommen. Dementsprechend wird davon ausgegangen, dass den nachfragesenkenden Potenzialen (z.B. Energieeffizienzsteigerungen) nachfragesteigernde Potenziale (z.B. neue Anwendungen, Rebound-Effekt) in gleichem Umfang gegenüberstehen. Als Basiszeitreihe für die Stromnachfrage dient die Lastzeitreihe aus dem Jahr 2007. Die erhöhte

---

<sup>241</sup> Vgl. Voß (2010), S. 3. Beim Vorliegen eines Investitionsdilemmas reichen die im wettbewerblichen Stromhandel erzielbaren Deckungsbeiträge nicht zur Finanzierung eines notwendigen Kapazitätsniveaus im Markt.

<sup>242</sup> Vgl. Dena (2012).

volatile Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sorgt dabei für eine strukturelle Änderung der Residuallast. Als wesentliche Merkmale stellt die Studie hohe Schwankungen in der Residuallast sowie das Aufbrechen der typischen Tag- und Wochenlastverläufe heraus.<sup>243</sup> Als Optionen zur verbesserten Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem wird zum Schluss der Studie u.a. die Einbindung von DSM-Maßnahmen sowie der Speicherausbau anhand von Sensitivitätsanalysen kurz überprüft. Die Studie gibt den Hinweis, dass bei der Analyse der kurzfristigen Schwankungen der Residuallast weiterer Forschungsbedarf besteht.

An dieser Stelle befindet sich der Anknüpfungspunkt für die vorliegende Arbeit. Basierend auf den Ergebnissen der genannten Dena-Studie wird in dieser Arbeit eine unterstündliche Modellierung des deutschen Strommarktes vorgenommen, welche die Potenziale und Möglichkeiten der nachfrageseitigen Entwicklungen im Strommarkt in einer volkswirtschaftlichen Sichtweise näher betrachtet. Die Annahme einer fix vorgegebenen Stromnachfrage wird aufgehoben. Stattdessen werden DSM-Potenziale, Speichermöglichkeiten und Elektromobilität in das modellierte stromwirtschaftliche System integriert, wodurch die Stromnachfrage in gewissem Umfang variabel gestaltet werden kann.

## 4.2. Modellentwicklung

In den vorangehenden Kapiteln wurden die Besonderheiten der Angebots- und Nachfrageseite des deutschen Strommarktes dargestellt. Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung kommt es zu massiven Veränderungen auf beiden Seiten des Marktes. Der Wegfall der Kernenergie und die weiter zunehmende volatile Einspeisung aus Erneuerbaren Energien stellen hohe Anforderungen an das stromwirtschaftliche System der Zukunft. Die oben vorgestellten nachfrageseitigen Maßnahmen können bei einer ausreichenden Forcierung der Umsetzung dafür sorgen, dass die optimistisch formulierten Ziele der Bundesregierung leichter erreicht werden können und die Versorgungssicherheit auch in der Zukunft weiter gesichert werden kann.

Die folgende Modellanalyse befasst sich daher mit den Möglichkeiten und Auswirkungen, die sich durch eine zunehmende aktive Partizipation der Nachfrageseite im Strommarkt ergeben. Die folgenden Fragen werden mit Hilfe einer Szenarioanalyse untersucht:

---

<sup>243</sup> Vgl. Dena (2012), S. 20.

1. Welche nachfrageseitige Flexibilität leistet welchen Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage im stromwirtschaftlichen System der Zukunft?
2. Welche Auswirkungen haben die nachfrageseitigen Maßnahmen auf die Stromerzeugung in Deutschland?
3. In welchem Umfang können die nachfrageseitigen Maßnahmen helfen, evtl. nicht integrierbare Arbeit aus Must-run-Erzeugung zu reduzieren?
4. In welchem Umfang ändern sich die zukünftigen Erzeugungskosten?
5. Welche Auswirkungen hat eine flexible Stromnachfrage auf das Ausmaß der vorzuhaltenden Back-up-Kraftwerke?

Im Folgenden wird der lineare Modellierungsansatz zur Modellierung der in Kapitel 3 vorgestellten nachfrageseitigen Entwicklungen mathematisch dargestellt. Im Anschluss werden die Eingangsdaten vorgestellt, welche exogen in das Modell integriert werden.

#### **4.2.1. Modellbeschreibung**

Das stromwirtschaftliche Verbundsystem in Europa ist ein hochkomplexes Gebilde, welches einer großen Anzahl an technischen Restriktionen unterworfen ist. Sowohl auf der Angebots- und Nachfrageseite als auch bei der Verbindung auf Netzebene gelten eine Vielzahl an physikalischen Gesetzen und technischen Nebenbedingungen, welche unter allen Umständen eingehalten werden müssen, um einen Zusammenbruch des Systems zu verhindern. So lassen sich bei den Kraftwerken z.B. individuelle Lastgradienten, Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten sowie leistungsabhängige Wirkungsgrade unterscheiden. Bei den Stromnetzen müssen z.B. neben den Kirchhoffschen Gesetzen und den verschiedenen Leistungen (Schein-, Blind- und Wirkleistung) je nach Netz unterschiedliche Netzverluste berücksichtigt werden. Viele der genannten technischen Restriktionen resultieren bei der Modellierung in Nicht-Linearitäten, was die Berechenbarkeit der Modelle und die Lösungsidentifizierung erschwert bzw. unmöglich macht.

Zur Vereinfachung ist das Modell in dieser Arbeit in linearer Form aufgeschrieben, um die Berechnung mehrerer verschiedener Szenarien mit akzeptabler Rechengeschwindigkeit zu ermöglichen. Schrittweise werden die einzelnen Faktoren zur Modellierung der Angebots- und Nachfrageseite eingeführt und

mathematisch in Zielfunktion, Identitätsgleichungen und Restriktionen abgebildet.<sup>244</sup> Die Darstellung der einzelnen Szenarien erfolgt in Kapitel 5. Das Modell ist in der algebraischen Modellierungssprache GAMS (General Algebraic Modeling System) implementiert. Je nach Eingangsdaten berechnet das Modell bis zu 1,8 Mio. Variablen in mehreren zehntausend Gleichungen.

Das Modell berechnet eine volkswirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatzplanung mit einem fix vorgegebenen Kraftwerkspark in Abhängigkeit von verschiedenen vorgegebenen Lastkurven.<sup>245</sup> Dabei werden jeweils unterschiedliche nachfrageseitige Entwicklungen in das kurzfristige Merit-Order-Modell implementiert.<sup>246</sup> Als zusätzliche Flexibilität werden DSM-Maßnahmen, Stromspeichertechnologien sowie Elektromobilität betrachtet. Unterschiedliche Annahmen bzgl. der Entwicklung von Effizienzverbesserungen und evtl. auftretende Kompensationen beeinflussen die Lastkurven.<sup>247</sup> Eine zentrale Instanz sorgt für einen gesamtwirtschaftlich kostenminimalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage.<sup>248</sup> Netztechnische Restriktionen werden nicht berücksichtigt.

Bereits in Kapitel 3.3.2 wurde angedeutet, dass die Potenziale von DSM-Maßnahmen in der kurzen Frist sehr viel größer sind als für längere Zeiträume. Auch das Laden von Elektrofahrzeugen kann in kurzen zeitlichen Abständen realitätsnäher abgebildet werden.<sup>249</sup> Um dieser Tatsache Rechnung zu tragen, wird bei der Modellierung eine sehr hohe zeitliche Auflösung gewählt. Statt der üblichen stündlichen Sichtweise erfolgt eine unterstündige Modellierung auf Basis von 5-Minuten-Intervallen. Als Zeithorizont wird das Jahr 2050 gewählt. Für jedes Jahrzehnt (Stützjahre: 2010, 2020, 2030, 2040 und 2050)

<sup>244</sup> Vgl. Williams (1999), S. 17ff für eine allgemeine Einführung in die lineare Programmierung. Für die Notation gilt im Folgenden: exogene Daten und Parameter werden mit Großbuchstaben abgebildet. Endogene Variablen werden mit Kleinbuchstaben dargestellt.

<sup>245</sup> Der im Modell verwendete Kraftwerkspark wird in Abschnitt 4.3.2 vorgestellt, die unterschiedlichen Lastkurven werden in Abschnitt 4.3.3 vorgestellt.

<sup>246</sup> Es wird bewusst keine optimale Ausbauplanung von DSM-Prozessen, Elektromobilität und Stromspeichern im Modell berechnet. Die kostenminimale Modellierung würde hier jeweils die günstigsten Technologien bis zum Maximum ausbauen, die im Vergleich sehr teuren Technologien würden nicht berücksichtigt. Dieses Problem könnte zwar durch die Vorgabe von Werten für einen Mindestausbau umgangen werden, was jedoch faktisch dem hier angewendeten Vorgehen der fixen Vorgabe der Entwicklung der nachfrageseitigen Maßnahmen entspricht.

<sup>247</sup> Eine genaue Übersicht über die unterschiedlichen angenommenen nachfrageseitigen Entwicklungen wird in Kapitel 5.1 bzw. in den einzelnen Szenarien gegeben.

<sup>248</sup> Das DSM wird im Modell also anreizbasiert umgesetzt. Die zentrale Instanz hat das vertraglich zugesicherte Recht, sich in kritischen Situationen (z.B. bei Kapazitätsengpässen) an die Teilnehmer zu wenden, und um eine Lastreduktion zu bitten oder durch eigenen Zugriff eine Lastreduktion selber herbeizuführen. Dafür erhalten die Teilnehmer eine Entlohnung, welche für den BKV variable Kosten der DSM-Nutzung darstellen. Ein preisbasierter Ansatz wird z.B. bei Paetz et al. (2013) gewählt, wo das flexible Laden von Elektrofahrzeugen bei unterschiedlichen Stromtarifen untersucht wird.

<sup>249</sup> Vgl. die Entwicklung des Ladelastgangs für Elektrofahrzeuge in Anhang A.

werden die Berechnungen mit verschiedenen Eingangsdaten durchgeführt. Dabei wird jeweils ein repräsentativer Zeitraum von vier Wochen betrachtet.<sup>250</sup> In Abhängigkeit der jeweils unterstellten Entwicklung auf der Angebots- und Nachfrageseite erfolgt bei den Eingangsdaten eine Umrechnung der auf jährlicher Basis angegebenen Stromproduktion bzw. Lastkurven auf die einzelnen 5-Minuten-Intervalle.<sup>251</sup>

Bei der räumlichen Aufteilung beschränkt sich das Modell auf den deutschen Strommarkt. Verbindungen zum Ausland existieren jedoch durch die Möglichkeit eines Stromimports aus Erneuerbaren Energien.<sup>252</sup> Der Stromexport wird nicht explizit im Modell abgebildet, sondern implizit berechnet. Der notwendige jederzeitige Ausgleich von Angebot und Nachfrage im europäischen Verbundnetz sorgt in der folgenden Analyse dafür, dass es im modellierten deutschen Strommarkt zu nicht integrierbarer Arbeit kommt, welche zur Vermeidung eines Blackouts zwangsläufig an das Ausland abgegeben werden muss. Dementsprechend kann die nicht integrierbare Arbeit als Stromexport interpretiert werden.<sup>253</sup>

Der Kraftwerkspark wird im Modell exogen vorgegeben. Auch die fluktuierende Einspeisung aus Wind und Sonne wird im Modell exogen vorgegeben.<sup>254</sup> Mit dem exogenen Kraftwerkspark muss die Residuallast kostenminimal befriedigt werden. Die zusätzliche Flexibilität auf der Nachfrageseite kann dabei für einen leichteren Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Anspruch genommen werden. Elektrischer Strom kann mit verschiedenen Umwandlungstechnologien aus verschiedenen Primärenergieträgern gewonnen werden. Für die Modellierung wird auf eine kraftwerksscharfe Abbildung des deutschen Kraftwerksparks verzichtet, da die Abbildung von mehreren Hundert Kraftwerken im betrachteten Modellzeitraum von über 8000 Zeitintervallen das Modell ohne weiteren Aussagegehalt für die zu untersuchenden Fragestellungen unnötig vergrößern

---

<sup>250</sup> Die Grundlage für die Berechnungen bilden die Kalenderwochen 6, 18, 32 und 45 des Jahres 2010. Bei den Wochen handelt es sich um eine Woche aus jeder Jahreszeit, sodass jahreszeitliche Effekte mit berücksichtigt werden können. Insgesamt ergeben sich somit  $28 \text{ Tage} \times 24 \text{ Stunden} \times 12 \text{ 5-Minuten-Intervalle} = 8064 \text{ Zeitintervalle}$ .

<sup>251</sup> Die genaue Vorgehensweise bei der Umrechnung wird in Abschnitt 4.3.2 bzw. Abschnitt 4.3.3 erläutert.

<sup>252</sup> Eine Abbildung der nachfrageseitigen Entwicklungen im europäischen Strommarkt erfordert eine hohe Anzahl an mikroökonomischen Daten, welche mit noch größerer Unsicherheit behaftet sind, als dies bei den deutschen Daten schon der Fall ist.

<sup>253</sup> Der Stromexport setzt eine entsprechende Kapazität der Grenzkuppelstellen sowie eine Aufnahmefähigkeit in den benachbarten Ländern voraus. Von etwaigen Restriktionen in der Abnahme der nicht integrierbaren Arbeit wird in diesem Modell abstrahiert.

<sup>254</sup> Die Grundlage für die Berechnungen bilden die tatsächlichen Wind- und Sonnenprofile der genannten vier Wochen aus dem Jahr 2010. In Abhängigkeit der Entwicklung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien wird die unterstellte Einspeisung für die kommenden Jahrzehnte jeweils angepasst.



und die Berechnungszeiten verlängern würde. Stattdessen werden im Rahmen des Modells die einzelnen Erzeugungstechnologien unterschieden und als ein Kraftwerk abgebildet.

Aus den gemachten Annahmen kann das Ziel des Modells abgeleitet werden. Mit einer hohen zeitlichen Auflösung soll mit dem Modell verdeutlicht werden, wie die nachfrageseitigen Entwicklungen im deutschen Strommarkt dabei helfen können, den jederzeitigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu gewährleisten. Insbesondere soll vor dem Hintergrund des fortschreitenden Ausbaus der Erneuerbaren Energien gezeigt werden, in welchem Umfang die nachfrageseitigen Entwicklungen in Zukunft eine vollständige Integration der dargebotsabhängigen Produktion ermöglichen können. Konkret werden alle Flexibilitätäten, welche bereits in Abbildung 2.11 dargestellt wurden, im Modell umgesetzt. Es wird untersucht, wie sich die Zusammensetzung der anfallenden variablen Kosten durch die zusätzliche Flexibilität im Markt verändert. Darüber hinaus wird untersucht, welchen Einfluss die nachfrageseitigen Flexibilitätäten auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen haben und welche Kostenwirkung sich bei isolierter und gemeinsamer Umsetzung der Flexibilitätäten einstellt. Es ist **nicht** das Ziel dieser Arbeit, eine genaue Energieprognose für die Angebots- und Nachfrageseite in Konkurrenz zu den bereits existierenden Arbeiten und Modellen für den europäischen Markt abzugeben. Ferner kann mit der verwendeten zeitlichen und technischen Auflösung des Modells auch keine Wirtschaftlichkeitsrechnung für einzelne Kraftwerke oder Speicher vorgenommen werden. Auch die reine Abbildung des Spotmarktes verhindert eine entsprechende Analyse der Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitätäten auf das oben erwähnte *Missing-Money-Problem* im Strommarkt. Vielmehr können mit der bewusst einfach gehaltenen Form des Modells nur die oben genannten Wirkungen verdeutlicht werden.

#### 4.2.2. Zielfunktion

Das Ziel des Modells besteht in der Minimierung der Kosten, die beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage anfallen. Die Zielfunktion des Modells enthält somit die im betrachteten Zeitraum von 8064 5-Minuten-Intervallen anfallenden variablen Kosten der Stromerzeugung, der Speichernutzung sowie der Inanspruchnahme von DSM-Prozessen. Der Lösungsalgorithmus minimiert die Zielvariable  $tk$  der Zielfunktion, welche ebendiese Kosten annimmt. Die fixen Kosten für den Zubau von neuen Kraftwerkskapazitäten werden in diesem Modell nicht mit einbezogen, da diese die optimale Kraftwerkseinsatzplanung zur

Deckung der Nachfrage in der hier jeweils betrachteten kurzen Frist von vier einzelnen Wochen nicht beeinflussen.<sup>255</sup>

$$\min! \quad tk = vk^g + vk^{an} + vk^d + vk^{sp} \quad (4.1)$$

mit

$tk$	Total anfallende variable Kosten im Modell
$vk^g$	Summe der variablen Kosten der Stromproduktion
$vk^{an}$	Summe der Anfahrkosten der Kraftwerke
$vk^d$	Summe der variablen DSM-Kosten
$vk^{sp}$	Summe der variablen Speicherkosten

Den einzelnen Kostenbestandteilen der Zielfunktion unterliegen Identitätsgleichungen, welche die konkret anfallenden Kosten quantifizieren.

Die Summe der variablen Kosten der Stromproduktion setzen sich aus den in jedem 5-Minuten-Intervall für alle produzierenden Kraftwerke anfallenden variablen Kosten zusammen:

$$vk^g = \sum_T \sum_{KW} ke_{t,kw} \times \left( \frac{BK_{t,kw}}{\eta_{kw} \cdot 12} + \frac{EM_{kw} \cdot P\_CO2_t}{\eta_{kw} \cdot 12} \right) \quad (4.2)$$

$T$	=	1,...,8064 5-Minuten-Intervalle
$KW$	=	Kraftwerkspark mit verschiedenen Technologien

mit

$ke_{t,kw}$	Kraftwerkseinsatz im Intervall $t$ je Kraftwerk [MW]
$BK_{t,kw}$	Brennstoffkosten im Intervall $t$ je Kraftwerk [€/MWh <sub>th</sub> ]
$EM_{kw}$	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor je Kraftwerk [t CO <sub>2</sub> /MWh <sub>th</sub> ]
$P\_CO2_t$	CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis im Intervall $t$ [€/t CO <sub>2</sub> ]
$\eta_{kw}$	Wirkungsgrad je Kraftwerk ( $\eta_{kw} \in [0, 1]$ )

<sup>255</sup> Für eine integrierte Betrachtung der Entwicklungen des regionalen Erzeugungsangebots in der EU, vgl. z.B. Voß (2010).

Zu den variablen Kosten zählen neben den Brennstoffkosten für den jeweils eingesetzten Primärenergieträger die Ausgaben für CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Für die Bereitstellung der elektrischen Energie ist je nach Wirkungsgrad des Kraftwerks eine unterschiedliche Menge an thermischer Energie nötig. Dementsprechend wird bei der Berechnung der variablen Stromerzeugungskosten der Kraftwerkseinsatz ins Verhältnis zum Wirkungsgrad  $\eta_{kw}$  gesetzt. Da der variable Kraftwerkseinsatz auf Basis von 5-Minuten-Intervallen bestimmt wird, müssen die für die Berechnung der variablen Stromerzeugungskosten anfallenden Brennstoffkosten sowie CO<sub>2</sub>-Kosten jeweils durch 12 dividiert werden, um die in €/MWh<sub>el</sub> vorliegenden Kosten auf die 5-Minuten-Intervalle zu skalieren.

Die Berücksichtigung unterschiedlicher Kraftwerksträgheiten und -flexibilitäten ermöglicht auch die Berücksichtigung von Anfahrkosten.

$$vk^{an} = \sum_T \sum_{KW} kh_{t,kw} \cdot AK_{t,kw} \quad (4.3)$$

mit

$kh_{t,kw}$	zwischen zwei Intervallen zugeschaltete Kapazität [MW]
$AK_{t,kw}$	Faktor für Anfahrkosten [€/MW]

In der Realität entsteht beim Anfahren eines Kraftwerks ein Mehrbedarf an Brennstoff sowie ein erhöhter Verschleiß an der jeweiligen Anlage.<sup>256</sup> Je nach Anfahrtdauer und Art der Anlage fallen diese Kosten unterschiedlich hoch aus. Um dieser Tatsache Rechnung zu tragen, wird im Modell das flexible Fahren der Kraftwerke (hier abgebildet durch die Variable  $kh_{t,kw}$ ) mit den zusätzlichen Kosten  $AK_{t,kw}$  bewertet.<sup>257</sup>

Bei der Inanspruchnahme von DSM-Maßnahmen fallen ebenfalls variable Kosten an. Der Kostenfaktor  $K_{dsm}$  enthält in Anlehnung an die in Kapitel 3.3.2.4 gemachten Ausführungen für jeden DSM-Prozess individuelle variable Kosten.<sup>258</sup>

$$vk^d = \sum_T \sum_{DSM} dp_{t,dsm} \cdot \frac{K_{dsm}}{12} \quad (4.4)$$

<sup>256</sup> Vgl. Kreuzberg (2001), S. 17.

<sup>257</sup> Vgl. Gleichung 4.9 für eine Erläuterung der Variablen  $kh_{t,kw}$ .

<sup>258</sup> Vgl. Abschnitt 4.2.4 für eine Erläuterung der Variablen  $dp_{t,dsm}$ .

$DSM$  = Menge der DSM-Prozesse

mit

$dp_{t,dsm}$  positiver DSM-Einsatz je DSM-Prozess im Intervall  $t$   
[MW]

$K_{dsm}$  variable Kosten je DSM-Prozess [€/MWh]

Je nach eingesetzter Stromspeichertechnologie fallen sowohl bei der Einspeicherung bzw. Umwandlung des Stroms in andere energetische Formen sowie bei der Ausspeicherung variable Kosten an.<sup>259</sup> Dementsprechend müssen die anfallenden variablen Kosten der Stromspeicherung in der Kostenfunktion des Modells berücksichtigt werden.

$$vk^{sp} = \sum_T \sum_{SP} sa_{t,sp} \cdot \frac{K_{sp}}{12} \quad (4.5)$$

$SP$  = Menge der Speichertechnologien

mit

$sa_{t,sp}$  Ausspeicherung je Speichertechnologie im Intervall  $t$   
[MW]

$K_{sp}$  Kostenfaktor für die Stromgestehungskosten exkl. der  
Ladestromkosten je Speichertechnologie [€/MWh]

### 4.2.3. Nebenbedingungen

Mit Hilfe der Nebenbedingungen wird der Lösungsraum des Modells sinnvoll eingegrenzt und den einzelnen Variablen können im Zuge der Lösung des Modells Werte zugeordnet werden. Insbesondere technische Restriktionen im Kraftwerksbetrieb zur Befriedigung der Nachfrage müssen bei der Modellierung berücksichtigt werden, da die Steuerbarkeit nicht beliebig ist. Je nach Nebenbe-

<sup>259</sup> Bei einem diabaten Druckluftkraftwerk bestehen die Kosten z.B. aus den Brennstoffkosten für die Gasbefuerung, welche die komprimierte Luft erwärmt.

dingung müssen Identitätsgleichungen oder Restriktionen in Ungleichheitsform eingehalten werden.

### Lastausgleich

Die wesentliche Nebenbedingung für die Modellierung nachfrageseitiger Entwicklungen ist die Identität von Angebot und Nachfrage im Stromsystem. Der oben bereits dargestellte, jederzeit notwendige Ausgleich von Angebot und Nachfrage wird durch die folgende Gleichung im Modell abgebildet:<sup>260</sup>

$$l_t + \sum_{SP} se_{t,sp} = \sum_{KW} ke_{t,kw} + \sum_{SP} sa_{t,sp} \quad (4.6)$$

mit

$l_t$	Last im Intervall $t$ [MW]
$sa_{t,sp}$	Einspeicherung je Speichertechnologie im Intervall $t$ [MW]

Gleichung 4.6 wird als mehrdimensionale Gleichung im Modell formuliert. Die Bedingung muss in jedem 5-Minuten-Intervall des betrachteten Zeithorizonts erfüllt sein. Die Nachfrageseite besteht aus der (variablen) Nachfrage  $l_t$ , welche die (Brutto-)Stromnachfrage im jeweils betrachteten 5-Minuten-Intervall darstellt. Je nach Einsatz von DSM-Maßnahmen im jeweiligen 5-Minuten-Intervall kann diese Variable flexibel vom Modell gestaltet werden (vgl. Abschnitt 4.2.4). Als weitere Nachfrage fällt Ladestrom  $se_{t,sp}$  zum Aufladen der installierten Stromspeicher an. Auf der Angebotsseite können Kraftwerke mit einem Kraftwerkseinsatz  $ke_{t,kw}$  oder das Entladen von Stromspeichern  $sa_{t,sp}$  zur Befriedigung der Nachfrage eingesetzt werden.<sup>261</sup> Fehlmengen in der Produktion können durch Entladung der Speicher bereitgestellt werden. Überschussmengen auf der Angebotsseite sind erlaubt und können eingespeichert werden. Insgesamt muss die produzierte Strommenge zu jedem Zeitpunkt auf der Nachfrageseite abgenommen werden. Für die Erneuerbaren Energien wird eine vorrangige Einspeisung angenommen. Gleichung 4.6 enthält somit implizit auf der Nachfrageseite die Residuallast, welche auf der Angebotsseite von den konventionellen Kraftwerken befriedigt werden muss.

<sup>260</sup> Gleichung 4.6 enthält im Modell auf der Nachfrageseite ein Dummy-Variable  $ld_t$ , welche die Überproduktion auf der Angebotsseite aufnimmt. Nur so kann das Modell gelöst werden. Die Werte der Dummy-Variablen  $ld_t$  spiegeln im Modell den Stromexport wider, da der Strom im Inland nicht durch die Nachfrageseite abgenommen werden kann.

<sup>261</sup> Auch der Import von regenerativ erzeugtem Strom aus dem Ausland wird mit einer entsprechenden Variable  $ke_{t,ee\_imp}$  abgebildet.

### Kapazitätsrestriktionen

Die vorrangige Einspeisung der Erneuerbaren Energien wird im Modell mit einer stochastischen Produktion vorgegeben.<sup>262</sup> Für den variablen Kraftwerkseinsatz der übrigen Kraftwerke müssen im Modell jedoch bestimmte technische Restriktionen eingehalten werden, welche die Stromproduktion einschränken.

Jedes Kraftwerk kann zu jedem Zeitpunkt nur in Höhe seiner maximal verfügbaren Kapazität zum Ausgleich der Nachfrage beitragen. Die Verfügbarkeit einzelner Kraftwerke wird durch planmäßige Revisionen und Abschaltungen sowie unplanmäßige Ausfälle und Reparaturen beeinflusst. Darüber hinaus muss im Modell Kapazität bereitgestellt werden, um den Regelleistungsbedarf abzudecken.<sup>263</sup> Mit dem exogenen Verfügbarkeitsfaktor  $NV_{t,kw}$  werden diese Nicht-Verfügbarkeiten für die einzelnen Kraftwerkstechnologien berücksichtigt. Der variable Kraftwerkseinsatz  $ke_{t,kw}$  muss in jedem Zeitintervall  $t$  kleiner als die jeweils maximal verfügbare Kapazität sein.

$$ke_{t,kw} \leq KM_{t,kw} - NV_{t,kw} \quad (4.7)$$

mit

$KM_{t,kw}$	max. Kapazität eines Kraftwerks in $t$ [MW]
$NV_{t,kw}$	nicht verfügbare Kapazität in $t$ [MW]

Als untere Grenze muss für den variablen Kraftwerkseinsatz  $ke_{t,kw}$  eine Nicht-negativitätsbedingung für die einzelnen Technologien festgelegt werden, da eine negative Stromproduktion bei den betrachteten Kraftwerken technisch nicht möglich ist.<sup>264</sup>

$$ke_{t,kw} \geq 0 \quad (4.8)$$

<sup>262</sup> Das genaue Vorgehen zur Bestimmung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien wird in Abschnitt 4.3.3 vorgestellt.

<sup>263</sup> Der Regelleistungsbedarf wird im Modell ausschließlich mit konventionellen Kraftwerken gedeckt. Ein Angebot von DSM-Prozessen auf den Regelenergiemärkten, wie er heute schon in geringem Maße vollzogen wird, findet im Modell nicht statt. Der Regelleistungsbedarf wird in Abschnitt 4.3.1 quantifiziert.

<sup>264</sup> Anders verhält es sich bei der Abbildung von Stromspeichern, wo eine negative Stromproduktion als Aufladen interpretiert werden kann.

Für die Abbildung der eingeschränkten Steuerbarkeit der einzelnen Kraftwerke wird eine Steuerungsgleichung eingeführt, welche die Anpassungsgeschwindigkeit der einzelnen Kraftwerkstechnologien beinhaltet. Mit dieser Steuerbarkeit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass bestimmte Kraftwerke wesentlich flexibler gefahren werden können als andere. Das maximale Hoch- und Runterfahren eines Kraftwerks in einem Zeitintervall  $t$  kann maximal in Höhe eines vorgegebenen Anteils der Nennleistung erfolgen.

$$ke_{t+1,kw} = ke_{t,kw} + kh_{t,kw} - kr_{t,kw} \quad (4.9)$$

mit

$kr_{t,kw}$  zwischen zwei Intervallen abgeschaltete Kapazität [MW]

Mit Gleichung 4.9 werden die einzelnen Zeitintervalle miteinander verknüpft. Die Produktion eines Kraftwerks im Intervall  $t + 1$  ergibt sich aus der Produktion im Intervall  $t$  sowie der Anpassung nach oben oder nach unten im Intervall  $t$ . Erhöht sich die Produktion eines Kraftwerks im Vergleich zum vorherigen Intervall, so nimmt die Variable  $kh_{t,kw} > 0$  einen positiven Wert an. Für die Berücksichtigung der anfallenden Anfahrkosten findet diese Variable Eingang in die oben bereits vorgestellte Gleichung 4.3. Auch für  $kh_{t,kw}$  und  $kr_{t,kw}$  gilt jeweils eine Nichtnegativitätsbedingung.

Mit den gemachten Einschränkungen ist es für die einzelnen Kraftwerkstechnologien im Rahmen der Einhaltung der Steuerungsrestriktionen möglich, eine beliebige Leistung zwischen Null und der maximalen Kapazität anzunehmen. Durch die aggregierte Betrachtungsweise der einzelnen Technologien fehlt somit die Berücksichtigung von Mindestauslastungen.<sup>265</sup>

### CO<sub>2</sub>-Restriktion

Zur Berücksichtigung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung im Energiekonzept wird im Modell eine EU-basierte CO<sub>2</sub>-Restriktion eingeführt. Die konventionellen Kraftwerke werden so in ihren Produktionsmöglichkeiten eingeschränkt. In Summe dürfen die CO<sub>2</sub>-Emissionen aller Kraftwerke (ausgenom-

<sup>265</sup> Eine Berücksichtigung von Mindestauslastungen wäre in GAMS über den Variablentyp „*semi-continuous*“ möglich, welcher nur Variablenwerte von Null oder größer als eine vorgegebene Grenze erlaubt. Dies würde jedoch die Linearität des Modells verletzen, weshalb darauf verzichtet wird.

men Biogas und Biomasse) im betrachteten Zeitraum eine Obergrenze nicht überschreiten. Gleichung 4.10 verdeutlicht den Zusammenhang:

$$\sum_T \sum_{KW_{oBio}} ke_{t,kw} \cdot \frac{EM_{kw}}{\eta_{kw}} \leq C\_CO2 \quad (4.10)$$

$KW_{oBio}$  = Kraftwerkspark ohne Biogas/Biomasse

mit

$C\_CO2$   $CO_2$ -Obergrenze für den Modellierungszeitraum

#### 4.2.4. Modellierung Demand Side Management

Die Kernaufgabe des Modells besteht darin, die Nachfrageseite des Strommarktes zu flexibilisieren. Das DSM-Potenzial der einzelnen Sektoren aus Kapitel 3.3.2 findet Eingang in das Modell. Die Variable  $l_t$  aus Gleichung 4.6 muss dazu näher spezifiziert werden. Eine Flexibilisierung der Last bedeutet, dass das Modell in einem vorgegebenen Rahmen entscheiden kann, ob und wann es zu einer Lastverschiebung bzw. -reduktion kommt. Gleichung 4.11 verdeutlicht den Zusammenhang.<sup>266</sup>

$$l_t = LF_t + ld_t \quad (4.11)$$

mit

$LF_t$  (fixe) Last im Intervall  $t$  [MW]

$ld_t$  variabler Lastanteil durch DSM im Intervall  $t$  [MW]

Die Variable  $l_t$  ergibt sich in jedem 5-Minuten-Intervall als Summe aus dem exogen vorgegebenen Wert  $LF_t$  und dem variablen Lastanteil  $ld_t$ .  $LF_t$  nimmt je nach angenommenem Lastverlauf für jedes 5-Minuten-Intervall einen exogen

<sup>266</sup> Gleichung 4.11 ist im Modell rein informativer Art. Die Einführung der Flexibilisierung hätte auch direkt in Gleichung 4.6 vorgenommen werden können.



vorgegebenen Wert an, welcher die Bruttostromnachfrage widerspiegelt.<sup>267</sup> Der variable Lastanteil  $ld_t$  steht für verschobene bzw. reduzierte Last und somit für die Nutzung von DSM-Potenzial.  $ld_t$  kann sowohl positive als auch negative Werte annehmen. Ist die Variable  $ld_t$  positiv, so wird negatives DSM-Potenzial abgerufen, was die Last im jeweils betrachteten 5-Minuten-Intervall erhöht. Ist die Variable  $ld_t$  dagegen negativ, so kommt es zu einer Lastreduktion, was dem Abruf von positivem DSM-Potenzial entspricht. Gleichung 4.12 verdeutlicht den Sachverhalt.

$$ld_t = \sum_{DSM} dn_{t,dsm} - dp_{t,dsm} \quad (4.12)$$

mit

$dn_{t,dsm}$             negativer DSM-Einsatz je DSM-Prozess im Intervall  $t$   
[MW]

Der positive und negative DSM-Einsatz unterliegt prozessindividuellen Grenzen, welche eingehalten werden müssen. Eine Last kann nur in Höhe des maximalen Leistungsshifts reduziert bzw. erhöht werden (vgl. Kapitel 3.3.2). Diese Bedingung muss in jedem Intervall  $t$  für jeden DSM-Prozess erfüllt sein. Gleichung 4.13 beschreibt den Zusammenhang für positive DSM-Prozesse. Für negative DSM-Prozesse gilt die Gleichung in analoger Form. Darüber hinaus muss auch für die Variablen  $dp_{t,dsm}$  und  $dn_{t,dsm}$  die Nichtnegativitätsbedingung erfüllt sein.

$$dp_{t,dsm} \leq SMP_{dsm} \quad (4.13)$$

mit

$SMP_{dsm}$             maximaler positiver Leistungsshift [MW]

Um die jahres- und tageszeitlichen Restriktionen der einzelnen DSM-Potenziale zu berücksichtigen, wird der Wertebereich der Variablen  $dp_{t,dsm}$  und  $dn_{t,dsm}$  vor der Optimierung eingeschränkt. So kann das Potenzial von Nachtspeicherheizungen nur in 5-Minuten-Intervallen abgerufen werden, welche der Herbst- und Winterwoche zugeordnet sind. Klimaanlage werden der Sommerwoche zuge-

<sup>267</sup> Für die Herleitung dieser Bruttostromnachfrage, vgl. Abschnitt 4.3.3.

ordnet. Haushaltsgeräte werden den 5-Minuten-Intervallen zugeordnet, welche den Tagesstunden (6:00 bis 23:00 Uhr) entsprechen. Die Industrie-Prozesse können nur werktags in den Tagesstunden abgerufen werden. Steht ein DSM-Potenzial nicht zur Verfügung, so wird den Variablen  $dp_{t,dsm}$  und  $dn_{t,dsm}$  für die entsprechenden 5-Minuten-Intervalle vor der Optimierung der fixe Wert Null zugeordnet.

Neben der reinen Betrachtung der DSM-Last spielt insbesondere die verschobene Arbeit eine wesentliche Rolle beim Einsatz der DSM-Prozesse für einen volkswirtschaftlich optimalen Lastausgleich. Bei Lastverschiebungsprozessen muss die verschobene Arbeit nach einem bestimmten Zeitraum spätestens nachgeholt werden, damit die Konsumenten (Haushalte) bzw. Produzenten (Industrie) keine Komforteinbußen erleiden. Je nach DSM-Prozess können individuelle Nachholzeiten implementiert werden. Gleichung 4.14 verdeutlicht beispielhaft den Fall für alle DSM-Prozesse, bei denen es täglich zu einem Ausgleich der verschobenen Arbeit kommen muss. Wird an einem Tag Last verschoben, so muss die nicht geleistete Arbeit noch am gleichen Tag wieder nachgeholt werden.<sup>268</sup> Die Summationsgrenze von 288 entspricht der Anzahl an 5-Minuten-Intervallen eines ganzen Tages. Die Gleichung muss für jeden Tag im betrachteten Modellierungszeitraum von 28 Tagen erfüllt sein.

$$\sum_{t=1}^{288} dp_{t,dsm} = \sum_{t=1}^{288} dn_{t,dsm} \quad (4.14)$$

Neben dem Ausgleich der verschobenen Arbeit muss für die verschobene Arbeit zusätzlich die Nebenbedingung erfüllt sein, dass die maximal verlagerbare Energie im betrachteten Zeitraum nicht überschritten wird. Die maximal verlagerbare Energie pro Jahr ergibt sich für positive DSM-Arbeit als Produkt aus der Aktivierungshäufigkeit ( $AMP$ ), der maximalen Dauer ( $DMP$ ) und dem maximalen Leistungsshift ( $SMP$ ) (vgl. Kapitel 3.3.2). Für den hier modellierten Zeitraum von vier repräsentativen Wochen muss die maximal verlagerbare

<sup>268</sup> An dieser Stelle muss die Modellierung in 5-Minuten-Intervallen beachtet werden. Die Inanspruchnahme einer DSM-Kapazität in Höhe von 120 MW für einen Zeitraum von 5 Minuten führt zu einer geleisteten Arbeit von 10 MWh (und nicht 120 MWh). Bei einer Betrachtung in MWh müssten beide Seiten in Gleichung 4.14 jeweils durch 12 (60 Minuten / 5 Minuten = 12) dividiert werden. Die 12 kürzt sich in diesem Fall jedoch heraus. Entscheidend für das Intervall, in dem ein Ausgleich erfolgen muss, sind die Summationsgrenzen.

Energie eines Jahres auf die vier Wochen skaliert werden.<sup>269</sup> Für die negative DSM-Arbeit ergibt sich die Gleichung in analoger Form.

$$\sum_T \frac{dp_{t,dsm}}{12} \leq (SMP_{dsm} \cdot DMP_{dsm} \cdot AMP_{dsm}) \cdot \frac{28}{365} \quad (4.15)$$

mit

$DMP_{dsm}$	max. Dauer pos. Leistungsshift [h]
$AMP_{dsm}$	Aktivierungshäufigkeit pos. Leistungsshift / Jahr

#### 4.2.5. Modellierung Stromspeicher

Neben der Möglichkeit einer Lastverschiebung werden auch Stromspeicher im Modell abgebildet.<sup>270</sup> Das Modell kann zur Minimierung der Stromproduktionskosten die Speicher nutzen, indem die Speicher in lastschwachen (und somit günstigen) Zeiten aufgeladen und die gespeicherte Energie zu Spitzenlastzeiten wieder abgegeben wird. So kann die teure Stromproduktion zu Spitzenlastzeiten reduziert werden. Darüber hinaus dienen die Stromspeicher insbesondere bei hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien dazu, den eingespeisten Strom auch in lastschwachen Zeiten aufzunehmen, um so das System vor einem Blackout zu bewahren. Die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien kann in einem gewissen Umfang verstetigt werden und nicht integrierbare Erzeugung verringert werden.

Stromspeicher unterliegen ähnlichen Restriktionen wie Kraftwerke. In Analogie zu Gleichung 4.7 kann der Speichereinsatz maximal in Höhe der Leistung des Speichers erfolgen.

$$sa_{t,sp} \leq SL_{sp} \quad (4.16)$$

<sup>269</sup> Die Division durch 12 auf der linken Ungleichungsseite ist nötig, da die Ergebnisse der rechten Seite in MWh angegeben sind. Dementsprechend muss auf der linken Seite ebenfalls die Einheit MWh stehen.

<sup>270</sup> Auch die Elektrofahrzeuge werden als Stromspeicher im Modell abgebildet. Dabei wird entsprechend der realen Gegebenheiten die Speicherkapazität tagsüber eingeschränkt, da die Fahrzeuge dann unterwegs sind und erst am Abend wieder an das Stromnetz angeschlossen werden. Der Verbrauch durch die Nutzung der Fahrzeuge reduziert die in ihrem Batterien gespeicherte Energie.

mit

$SL_{sp}$  max. Leistung einer Speichertechnologie [MW]

Gleichung 4.16 gilt in analoger Form für die Einspeicherung. Sowohl für die Variable  $sa_{t,sp}$  als auch für die Variable  $se_{t,sp}$  gilt eine Nichtnegativitätsbedingung.<sup>271</sup>

Für jede zum Einsatz kommende Speichertechnologie muss darüber hinaus eine Bestandsgleichung eingeführt werden. Der Bestand eines Speichers ergibt sich aus dem Bestand der Vorperiode zzgl. der eingespeicherten Energie in der Vorperiode und abzgl. der ausgespeicherten Energie in der Vorperiode.

$$sb_{t+1,sp} = sb_{t,sp} + \frac{se_{t,sp}}{\eta_{sp} \cdot 12} - \frac{sa_{t,sp}}{12} \quad (4.17)$$

mit

$sb_{t,sp}$  Speicherstand je Speichertechnologie im Intervall  $t$  [MWh]  
 $\eta_{sp}$  Wirkungsgrad je Speichertechnologie ( $\eta_{sp} \in [0, 1]$ )

Bedingt durch die zeitliche Auflösung in 5-Minuten-Intervalle muss für eine Rechnung in der Einheit MWh die Leistung jeweils durch 12 dividiert werden, um die eingespeicherte bzw. ausgespeicherte Energie korrekt zu beziffern. Gleichzeitig wird bei der Einspeicherung der Wirkungsgradverlust berücksichtigt, welcher im Gesamtsystem vorliegt. Die Division durch den Wirkungsgrad  $\eta_{sp}$  bedeutet, dass mehr Energie aus dem Netz entnommen wird, als ihm durch die Ausspeicherung wieder zurückgegeben wird.

Die Speicherkapazität ist nach oben durch eine individuell vorzugebene Kapazität begrenzt. Auch für die Speicherkapazität muss die Nichtnegativitätsbedingung erfüllt sein.

$$sb_{t,sp} \leq SM_{sp} \quad (4.18)$$

<sup>271</sup> Die Einführung getrennter Variablen für die Ein- und Ausspeicherung verlangt diese Nichtnegativitätsbedingung. Bei einer Abbildung der Speicheraktivität mit nur einer Variablen könnte das Laden durch positive Werte und das Entladen durch negative Werte dargestellt werden.

mit

$SM_{sp}$  max. Speicherkapazität je Speichertechnologie [MWh]

### 4.3. Eingangsdaten

Die Ergebnisse der Modellierung sind stark abhängig von den Eingangsdaten, welche exogen in das Modell integriert werden.<sup>272</sup> Mit zunehmendem Zeithorizont müssen Annahmen getroffen werden, welche immer größeren Unsicherheiten unterliegen. Sofern nicht anders gekennzeichnet, finden die Ergebnisse der Dena (2012)-Studie als Daten Eingang in das Modell.

#### 4.3.1. Regelleistungsbedarf

Regelleistung wird von den ÜNB vorgehalten, um ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage realisieren zu können.<sup>273</sup> Mit der zunehmenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien steigt der Bedarf an Regelleistung an.<sup>274</sup> Die erhöhte Volatilität in der Einspeisung sorgt für ein erhöhtes Potenzial zum Auseinanderfallen von Angebot und Nachfrage.

Stützjahr	Reservebedarf [GW]
2010	5,2
2020	11,1
2030	14,3
2040	16,4
2050	17,3

**Tabelle 4.1.:** Vorzuhaltender positiver Reservebedarf in den Stützjahren [in GW]. Quelle: Dena(2012), S. 75.

Tabelle 4.1 enthält den in der Dena (2012)-Studie ermittelten vorzuhaltenden positiven Reservebedarf für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050. Bei der Berechnung wurden neben den stochastischen Eigenschaften von Kraftwerksausfällen auch Last-, Wind- und Photovoltaik-Prognosefehler sowie Last-

<sup>272</sup> Vgl. Williams (1999), S. 4.

<sup>273</sup> Für die genaue Ermittlung der Dimensionierung des Regelenergiebedarfs und der Vorhaltung, vgl. Consentec (2010).

<sup>274</sup> Vgl. Dena (2012), S. 75. Die Dena (2012)-Studie berechnet für das Jahr 2050 den Bedarf an Regelleistung jeweils mit und ohne dem Einfluss der installierten Wind- und Solarenergie. Bei sonst gleichbleibenden Rahmenbedingungen beträgt der Regelleistungsbedarf mit dem Einfluss von Wind- und Solarenergie 17,3 GW und ohne nur 6,7 GW.

rauschen berücksichtigt.<sup>275</sup> Die Darstellung beschränkt sich auf positive Regelleistung, da diese explizit durch nicht (unter Volllast) laufende Kraftwerke vorgehalten werden muss und somit die insgesamt verfügbare Nettoengpassleistung verringert, während negative Regelleistung durch Regelung von am Netz befindlichen Kraftwerken bereitgestellt wird. Die in Tabelle 4.1 dargestellten Soll-Werte gehen in das Modell im Faktor  $NV_{t,kw}$  ein und reduzieren die verfügbare Kapazität.<sup>276</sup> Für das Jahr 2010 ergibt sich nach Consentec (2010) ein vorzuhaltender positiver Reservebedarf von ca. 5,2 GW. Dieser wächst in den nächsten Jahrzehnten durch die zunehmende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien auf über 17 GW an. Unter der Annahme, dass die dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien keinen Beitrag zur Reserveleistung leisten können, muss geklärt werden, wie der ermittelte Reservebedarf in Zukunft gedeckt werden kann. In naher Zukunft können auch DSM-Maßnahmen keine Kapazität am Regelenenergiemarkt anbieten, da die technischen Restriktionen und Anforderungen zu hoch sind.<sup>277</sup>

### 4.3.2. Entwicklung des Kraftwerksparks

Die Entwicklung des Anteils der Erneuerbaren Energien wird entsprechend des BMU-Leitszenarios 2009 angenommen (vgl. Tabelle 4.2).<sup>278</sup> Für die Modellierung in dieser Arbeit werden sieben regenerative Erzeugungstechnologien unterschieden: Wasser, Wind onshore, Wind offshore, Biomasse, Photovoltaik, Geothermie sowie Direktimporte aus ausländischen regenerativen Erzeugungsanlagen.

Wie bereits in Kapitel 2.4 angedeutet, ergibt sich ein massiver Ausbau der Erneuerbaren Energien. Vergleicht man die Summe der installierten Leistung der Erneuerbaren Energien, so kommt es im Zeitraum von 2010 bis 2050 fast zu einer Vervierfachung. Der größte Zuwachs wird für die kommenden zwei Jahrzehnte prognostiziert. Insbesondere Photovoltaik und Wind offshore er-

---

<sup>275</sup> Vgl. Dena (2012), S. 75.

<sup>276</sup> Die Dena (2012)-Studie weist darauf hin, dass die ermittelten Werte im Vergleich zu anderen Veröffentlichungen (z.B. Dena-Netzstudie II) vergleichsweise hoch ausfallen. Dementsprechend sorgt der Faktor  $NV_{t,kw}$  im Modell für eine vergleichsweise starke Reduktion der verfügbaren Kapazitäten.

<sup>277</sup> Vgl. Dena (2010b), S. 409. Auch im Modell in dieser Arbeit können die DSM-Prozesse nicht am Regelenenergiemarkt teilnehmen.

<sup>278</sup> Vgl. Dena (2012), S. 58. Die Dena (2012)-Studie verwendet die im BMU-Leitszenario 2009 prognostizierte Entwicklung der Erneuerbaren Energien als Input bei der Modellierung. Da in dieser Arbeit die Ergebnisse der Dena (2012)-Studie als Input bei der Modellierung verwendet werden, wird für die Entwicklung der Erneuerbaren Energien ebenfalls auf das BMU-Leitszenario 2009 zurückgegriffen.

Technologie [GW]	2010	2020	2030	2040	2050
Wasser (ohne PSW)	4,8	6,8	7,0	7,0	7,0
Wind onshore	27,2	32,9	35,9	38,0	39,0
Wind offshore	0,2	9,0	23,8	33,5	37,0
Biomasse	6,3	9,5	10,2	10,4	10,4
Photovoltaik	10,0	42,0	60,0	70,0	75,0
Geothermie	0,0	0,4	1,3	3,0	6,9
Direktimport EE	0,0	0,7	7,7	15,8	20,8
Summe EE	47,1	97,9	142,1	173,5	191,0

**Tabelle 4.2.:** *Angenommene Entwicklung der installierten Leistung bei Erneuerbaren Energien in Deutschland [in GW]. Quelle: Dena(2012), S. 155.*

fahren einen massiven Zubau an Erzeugungskapazitäten. Auch kommt es zu einer zunehmenden Möglichkeit zum Direktimport von Strom aus Erneuerbaren Energien. Das heutige Verbundnetz reicht für die zu erwartenden Stromimporte nicht aus. Bei der Modellierung wird jedoch von Netzrestriktionen abstrahiert.<sup>279</sup> Der nur geringe Ausbau von Wind onshore ist der natürlichen Begrenztheit geeigneter Kraftwerksstandorte geschuldet.

Die vereinfachende Zusammenfassung der Kraftwerkskapazitäten zu einem einzigen Kraftwerk je Erzeugungstechnologie vernachlässigt die problematische regionale Verteilung der zu erwartenden installierten Leistung der Erneuerbaren Energien. Der lastferne Ausbau von Wind offshore sowie die dezentrale Einspeisung von Strom aus Photovoltaikanlagen erfordern dabei den Ausbau des Stromnetzes, wovon in dieser Arbeit aber abstrahiert wird.

Bei den konventionellen Kraftwerken werden sechs Erzeugungstechnologien unterschieden. Berücksichtigt werden Kernkraft, Braunkohle, Steinkohle, Gas, Öl sowie konventionelle KWK. Tabelle 4.3 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland, welche das Ergebnis der Modellierung der Dena (2012)-Studie sind. Für das Jahr 2010 sind tatsächliche Ist-Werte angesetzt.

Bis zum Jahr 2050 kommt es zu einer grundlegenden Veränderung in der Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks. Insgesamt sinkt die installierte Leistung zwischen 2010 und 2050 um über 35 GW. Wie bereits in Kapitel 2.4.2 erläutert, muss sich auch die Struktur des konventionellen Kraftwerksparks an die fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien anpassen. So kommt es neben dem ausstiegsbedingten Wegfall der Kernenergie (-20,3 GW) zu einer Verringerung bei den unflexiblen Kohlekraftwerken

<sup>279</sup> Vgl. Dena (2012), S. 58.

Technologie [GW]	2010	2020	2030	2040	2050
Kernkraft	20,3	8,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	19,5	13,4	10,0	7,2	3,5
Steinkohle	19,9	18,8	9,3	8,5	8,5
Gas	6,9	13,6	21,2	20,6	18,6
GuD	6,9	13,6	21,2	20,6	18,6
Öl	4,3	0,5	0,3	0,2	0,0
KWK konventionell	18,6	20,8	21,4	16,3	11,7
Summe konventionell	96,5	88,6	83,4	73,4	61,0

**Tabelle 4.3.:** *Angenommene Entwicklung der installierten konventionellen Leistung in Deutschland [in GW]. Quelle: Dena(2012), S. 78.*

(Braunkohle: -16 GW; Steinkohle: -11,4 GW). Einen starken Zuwachs von +23,4 GW gibt es dagegen bei den flexiblen Gaskraftwerken.<sup>280</sup> Ölkraftwerke scheidern wegen der im Vergleich zu hohen Brennstoffkosten ebenfalls aus dem Markt aus.

In dieser Arbeit wird für die kurzfristige optimale Kraftwerkseinsatzplanung von einem vorhandenen Kraftwerkspark ausgegangen, welcher optimal (kostenminimal) zur Deckung der Nachfrage eingesetzt wird. Es kommt somit während des repräsentativen Zeitraums von vier Wochen für die einzelnen Stützjahre im Modell nicht zu einem Neubau/Zubau von Kraftwerken. Die dargestellte Entwicklung des Kraftwerksparks wird also exogen in das Modell integriert.<sup>281</sup> Die einzelnen Technologien werden im Modell durch unterschiedliche variable Brennstoffkosten, Betriebskosten, Nettowirkungsgrade, Verfügbarkeit sowie Anfahrkosten charakterisiert.<sup>282</sup> Tabelle 4.4 verdeutlicht die in der Dena (2012)-Studie generierte Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland für die einzelnen Stützjahre. Die Werte für das Jahr 2010 entsprechen der tatsächlichen Stromproduktion des Jahres.

Die erkennbaren Trends bei der installierten Leistung spiegeln sich auch bei der Entwicklung der Stromerzeugung wider. Durch den zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien steigt auch die regenerative Stromerzeugung in den kommenden Jahrzehnten stark an. Während im Jahr 2010 über 82 % der Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke geleistet wurde, wird im Jahr 2050 ein Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von

<sup>280</sup> Vgl. Dena (2012), S. 77. Dieser hohe Zuwachs ist den in der Dena (2012)-Studie gemachten Annahmen geschuldet, dass keine Retrofitmaßnahmen durchgeführt werden dürfen und somit ein Großteil der heutigen Gaskraftwerke in naher Zukunft stillgelegt und ersetzt werden muss. Die Nebenbedingung der Deckung des Reservebedarfs mit konventionellen Kraftwerken wird ebenfalls als Grund angeführt.

<sup>281</sup> Für eine langfristige Angebotsmodellierung auf dem europäischen Elektrizitätsmarkt unter Berücksichtigung der Gesamtkosten, vgl. z.B. Voß (2010).

<sup>282</sup> Für die Darstellung der konkreten Werte und Ausprägungen, vgl. Anhang B.1.



<b>Technologie [TWh]</b>	2010	2020	2030	2040	2050
Wasser	21,9	24,5	24,8	24,9	25,0
Wind onshore	47,6	66,2	75,3	81,7	85,8
Wind offshore	0,5	30,2	88,0	127,3	142,4
Biomasse	32,1	50,6	55,3	56,3	56,6
Photovoltaik	7,9	36,1	54,6	65,8	72,0
Geothermie	0,0	1,9	7,0	16,2	37,1
Direktimport EE	0,0	2,7	40,7	91,5	123,3
Kernkraft	140,6	63,4	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	140,9	85,7	55,8	33,5	11,1
Steinkohle	110,0	62,8	21,9	20,1	13,7
Gas	31,8	144,5	153,5	30,1	6,4
Öl	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0
KWK konventionell	81,0	82,0	84,0	63,0	45,0
Summe EE	110,0	212,2	345,7	463,7	542,2
Summe konventionell	512,7	438,4	315,2	146,7	76,2
Gesamtsumme	622,7	653,0	664,1	618,5	628,8
Stromnachfrage	611,9	607,0	607,0	607,0	607,0

**Tabelle 4.4.:** Angenommene Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland [in TWh]. Quelle: Dena(2012), S. 78 u. S. 155.

über 85 % angenommen. In den kommenden Jahrzehnten erfährt insbesondere die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sowie aus KWK-Anlagen, unter welchen sich auch Biogas-Anlagen befinden, einen großen Zuwachs. Insbesondere in den Stützjahren 2040 und 2050 ist Deutschland zusätzlich auf Stromimporte angewiesen, um die Stromnachfrage decken zu können. So betragen die Direktimporte von Strom aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2040 über 90 TWh und im Jahr 2050 über 120 TWh, was einem Anteil von ca. 20 % der Stromnachfrage entspricht.

Eine positive Differenz zwischen der Gesamtsumme der Stromerzeugung und der Stromnachfrage steht für einen Stromexport von Deutschland an das Ausland. Trotz der hohen Direktimporte aus Erneuerbaren Energien zeigt eine Analyse der zu erwartenden Stromflüsse an den Grenzkuppelstellen, dass es darüber hinaus ebenfalls zu Stromexporten kommt. Unter Berücksichtigung der Direktimporte aus Erneuerbaren Energien ändert sich jedoch das Vorzeichen des Export-Import-Saldos Deutschlands im Zeitverlauf, sodass Deutschland nach 2030 vom Nettostromexporteur zum Nettostromimporteur wird.

Für die Modellierung in dieser Arbeit wird die für die Stützjahre erwartete jährliche Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf die betrachteten Zeitintervalle von fünf Minuten im betrachteten Zeitraum von vier repräsentativen Wochen umgerechnet. Für das Jahr 2010 wird die tatsächliche stündliche Einspeisung von Wind und Photovoltaik im betrachteten Modellzeitraum her-

angezogen. Für die Erzeugungstechnologien wird jeweils der stündliche Auslastungsgrad in den vier repräsentativen Wochen bestimmt. Für die Stützjahre wird vereinfachend angenommen, dass sich die Wind- und Sonnenverhältnisse nicht ändern und somit ein gleiches Wind- und Sonnenprofil vorliegt. Dementsprechend gelten die Auslastungsgrade auch für die zukünftigen Stützjahre.<sup>283</sup> Somit ergibt sich die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in den vier repräsentativen Wochen in den Stützjahren jeweils durch Multiplikation der installierten Leistung aus Tabelle 4.2 mit den genannten Auslastungsgraden.

Die so berechnete stündliche Stromproduktion aus Wind und Sonne wird zufällig auf die 5-Minuten-Intervalle der jeweiligen Stunde verteilt, um die Dargebotsabhängigkeit der Erneuerbaren Energien zu berücksichtigen. Die so entstehende zufällige Einspeisung aus Wind und Sonne entspricht den nicht prognostizierbaren Einflüssen wie Windböen und Flauten bei stürmischem Wetter sowie Wolkenzug.<sup>284</sup> Die so bestimmte Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien reduziert die Last in den einzelnen 5-Minuten-Intervallen. Die Residuallast muss schließlich vom vorgegebenen konventionellen Kraftwerkspark kostenminimal befriedigt werden.

### 4.3.3. Entwicklung der Stromnachfrage

Auch die Abschätzung der Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland ist mit großen Unsicherheiten behaftet. Der Verlauf der Stromnachfrage ist hochvolatil und wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst (vgl. Kapitel 3.1). Im Energiekonzept der Bundesregierung wird eine Reduktion des Stromverbrauchs im Jahr 2020 gegenüber 2008 in einer Größenordnung von 10 % und im Jahr

---

<sup>283</sup> Es wird angenommen, dass Retrofit-Maßnahmen zu einer erhöhten Einspeisung an bestehenden Standorten führt. Dementsprechend wird für Wind onshore eine um 5 % erhöhte Einspeisung für die Jahre 2020 bis 2050 angenommen. Für Wind offshore wird durch die bessere geologische Positionierung eine um 30 % bzw. 35 % erhöhte Einspeisung gegenüber der Auslastung von Wind onshore von 2010 unterstellt.

<sup>284</sup> Die Aufteilung erfolgt mittels Zufallsvariablen. Die Zufallsvariablen sind normalverteilt ( $\mu = 1$ ;  $\sigma = 0.02$ ). Diese Vorgehensweise stellt eine starke Vereinfachung zur Bestimmung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien dar, welche jedoch für die in dieser Arbeit durchgeführte Wirkungsanalyse der Nachfrageseite bewusst in Kauf genommen wird. Klobasa (2007) zeigt, wie mittels Daten zur Windgeschwindigkeit eine zeitlich hochaufgelöste Windeinspeisung abgeleitet werden kann (vgl. Klobasa (2007), S. 34ff). Krämer (2002) nutzt die Zeitreihen von Leistungsmessungen an 28 Standorten in Deutschland, um über Skalierungsfaktoren einen Einspeiseverlauf für die Zukunft zu entwickeln (vgl. Krämer (2002), S. 30ff).

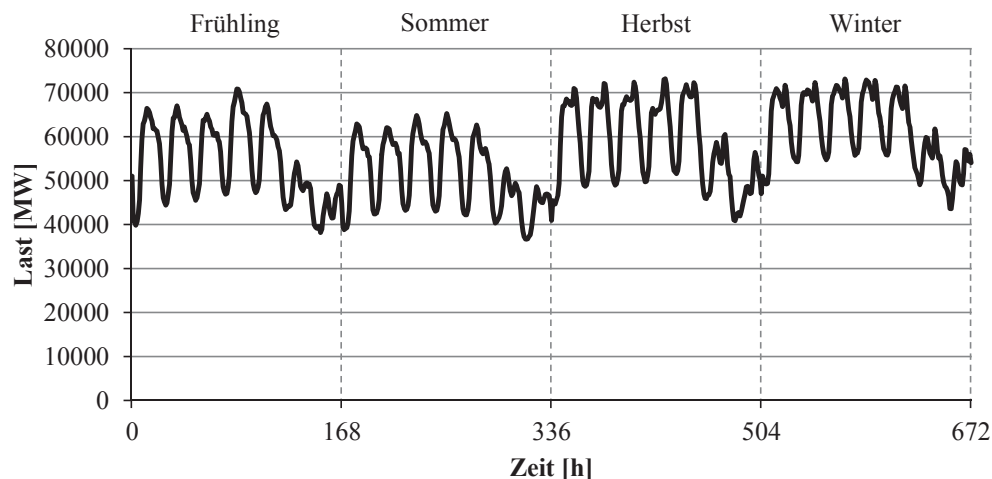
2050 von 25 % propagiert.<sup>285</sup> Demgegenüber geht die Dena (2012)-Studie von einer konstanten Stromnachfrage in den einzelnen Stützjahren aus.<sup>286</sup>

Um verschiedene mögliche Entwicklungen zu berücksichtigen, werden für die Modellierung in dieser Arbeit insgesamt drei verschiedene Lastverläufe untersucht. Tabelle 4.5 enthält die drei angenommenen Lastverläufe für die einzelnen Stützjahre.

Szenario [TWh]	2010	2020	2030	2040	2050
Konstante Last	611,9	607,0	607,0	607,0	607,0
Energiekonzept	611,9	552,6	521,9	491,2	460,5
Steigende Last (+2 %)	611,9	624,1	636,6	649,4	662,3

**Tabelle 4.5.:** Angenommene Entwicklungen der (Brutto-)Stromnachfrage für die Stützjahre in Deutschland [in TWh]. Quelle: Bundesregierung(2010), S. 5; Dena(2012), S. 55; BMWI(2010), S. 33; eigene Berechnungen.

Im ersten Fall wird eine gleichbleibende Stromnachfrage von 607 TWh angenommen.<sup>287</sup> Als weitere Möglichkeit wird eine Stromnachfrage unterstellt, wie sie vom Energiekonzept propagiert wird. Die Werte für die Jahre 2020 bzw. 2050 entsprechen den angestrebten Reduktionen bei der Stromnachfrage um 10 % bzw. 25 % gegenüber dem Jahr 2008. Der dritte Fall unterstellt eine jeweils jahrzehntliche Steigerung der Last um zwei Prozent.



**Abbildung 4.1.:** Lastverlauf der vier repräsentativen Wochen im Jahr 2010 [in MW]. Datenquelle: entso-e.

<sup>285</sup> Vgl. Bundesregierung (2010), S. 5.

<sup>286</sup> Vgl. Dena (2012), S. 55.

<sup>287</sup> Vgl. Dena (2012), S. 56. Auch die Dena (2012)-Studie geht von einer konstanten Stromnachfrage aus. Es wird angenommen, dass die kontinuierlichen effizienzbedingten Energieeinsparungen durch zunehmende Elektrifizierung und technischen Fortschritt kompensiert werden.

Analog zur Umrechnung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien auf die Intervalle von fünf Minuten wird auch die Stromnachfrage (stochastisch) auf die einzelnen 5-Minuten-Intervalle umgerechnet. Grundlage für die Umrechnung bildet die reale (Netto-)Stromnachfrage der vier repräsentativen Wochen des Jahres 2010 in Abbildung 4.1.<sup>288</sup> Die täglichen und jahreszeitlichen Schwankungen in der Lastkurve lassen sich gut identifizieren. Im Herbst und im Winter (Stunden 336 bis 503 bzw. 504 bis 672) ist die Stromnachfrage durchweg auf einem höheren Niveau als im Frühling und im Sommer. An den Wochenenden ist die Stromnachfrage durch den Wegfall von Industrie- und GHD-Nachfrage geringer als an den Wochentagen. Die maximale Last beträgt im betrachteten Zeitraum 73157 MW und entfällt auf den 11.11.2010 in die Zeit von 19 bis 20 Uhr (Stunde 427). Die niedrigste Last beträgt 36696 MW und entfällt auf den 15.08.2010 in die Zeit von 4 bis 5 Uhr (Stunde 316).

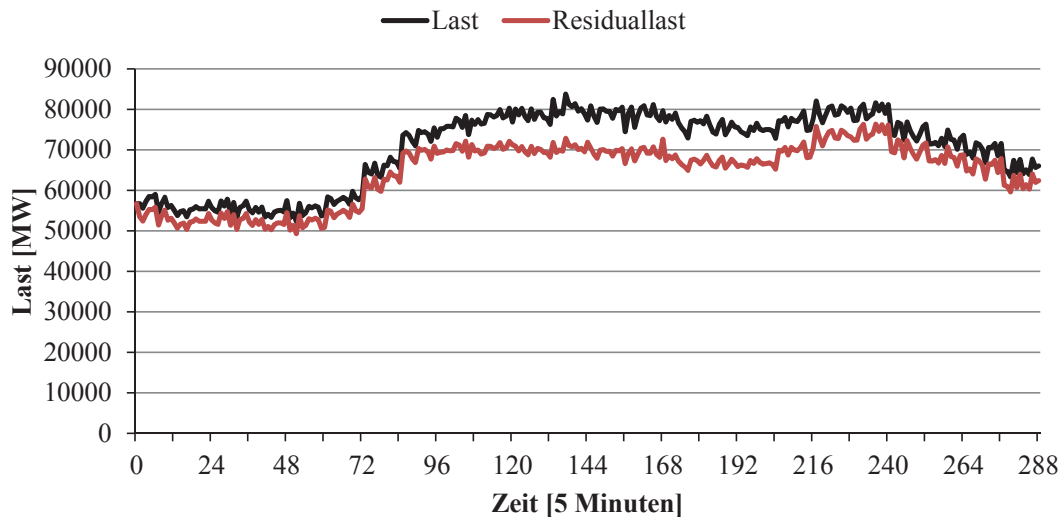
Für die Umrechnung der Bruttostromnachfragewerte der Stützjahre der einzelnen Szenarien wird ein gleiches Lastverhaltensverhalten wie in den vier repräsentativ betrachteten Wochen im Jahr 2010 unterstellt. Mit Hilfe des Anteils der Lastsumme der vier repräsentativen Wochen an der Stromnachfrage im Jahr 2010 sowie dem Anteil der stündlichen Last an der Lastsumme der vier repräsentativen Wochen wird für jeden angenommenen Lastverlauf die (Brutto-)Stromnachfrage der Stützjahre auf eine stündliche Basis umgerechnet. Für die Verteilung der stündlichen Last auf die 5-Minuten-Intervalle wird die Last einer Stunde jeweils mit zwölf normalverteilten Zufallsvariablen ( $\mu = 1; \sigma = 0.02$ ) multipliziert.<sup>289</sup> Insgesamt ergeben sich so für jedes betrachtete Nachfrage-Szenario 8064 zufällige Lastwerte. Das Profil der einzelnen Lastkurven auf 5-Minuten-Basis für die einzelnen Stützjahre entspricht dem wöchentlichen und täglichen Verlauf der Lastkurve in Abbildung 4.1, jedoch ist der Verlauf durch den Einfluss der Zufallsvariablen volatiler.

Abbildung 4.2 verdeutlicht am Beispiel des 8.2.2010 den durch die stochastische Aufteilung der stündlichen Last auf die 5-Minuten-Intervalle entstehenden Lastverlauf.<sup>290</sup> Es handelt sich hierbei um eine Brutto-Betrachtung, wie sie auch später im Modell gemacht wird. Teilweise kommt es zwischen zwei Intervallen zu starken Sprüngen in der Last, welche mehrere Hundert MW

<sup>288</sup> Es gilt zu beachten, dass die Winterwoche (Kalenderwoche 6) als letztes abgebildet ist, um den typischen Verlauf der Jahreszeiten abbilden zu können (Frühling, Sommer, Herbst und Winter).

<sup>289</sup> Wie bereits bei der Umrechnung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien stellt auch hier die Multiplikation der Last mit den Zufallsvariablen eine starke Vereinfachung dar. Sie ermöglicht jedoch die Abbildung von Volatilität im Stromverbrauch und erfordert bzw. ermöglicht somit ein Anpassungsverhalten von Angebot und Nachfrage im Strommarkt.

<sup>290</sup> Insgesamt sind 288 5-Minuten-Intervalle abgebildet, was genau einem Tag entspricht.



**Abbildung 4.2.:** Last- und Residuallastverlauf am 08.02.2010 in 5-Minuten-Intervallen [in MW]. Datenquelle: eigene Berechnungen.

betragen können. Die Residuallastkurve verläuft für diesen Tag nur leicht unterhalb der Lastkurve. Während den Tagestunden lässt sich die zusätzliche Einspeisung aus Photovoltaikanlagen deutlich erkennen. Durch die vorrangige Einspeisung der Erneuerbaren Energien muss die Residuallastkurve durch die konventionellen Kraftwerke befriedigt werden. Durch Speichereinsatz und Lastverschiebungen können starke Sprünge in der Residuallastkurve ausgeglichen werden und die Last insgesamt verstetigt werden. Notwendig wird der Einsatz der nachfrageseitigen Flexibilität insbesondere dann, wenn die Residuallastkurve in den negativen Bereich abfällt und somit Strom verfügbar ist, welcher nicht abgenommen werden kann.

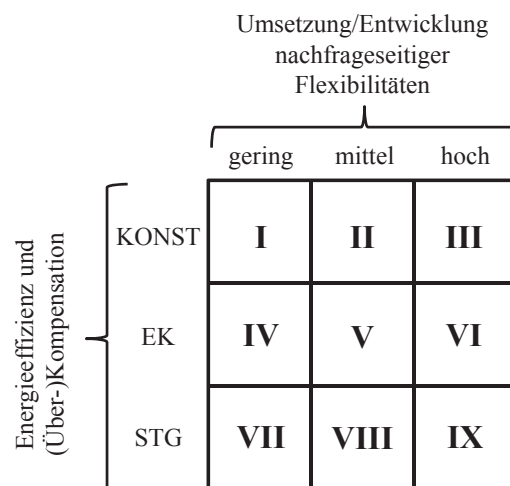
#### 4.3.4. Entwicklung Demand Side Management, Stromspeicher und Elektromobilität

Auch die Annahmen bzgl. der Entwicklung von DSM, dem Stromspeicherausbau sowie Elektromobilität haben einen starken Einfluss auf die späteren Modellergebnisse. Eine erste Einschätzung bzgl. des Ausbau- und Nutzungspotenzials wurde bereits in Kapitel 3 gegeben. In der folgenden Szenarioanalyse wird jeweils eine geringe, mittlere und hohe Umsetzung der nachfragebeeinflussenden Maßnahmen untersucht. Die konkreten Werte werden an entsprechender Stelle in den folgenden Szenarien I – III erläutert.

## 5. Wirkungsanalyse der nachfrageseitigen Potenziale

### 5.1. Szenarien zur Analyse

Mit dem in Kapitel 4 vorgestellten Modell werden im Rahmen einer Szenarioanalyse verschiedene Entwicklungen für das zukünftige stromwirtschaftliche System in Deutschland modelliert. Insbesondere die zu erwartenden Anpassungen auf der Nachfrageseite werden mit verschiedenen Annahmen untersucht. Ziel der Modellierung ist die Simulation der zukünftigen Interaktion der nachfrageseitigen Entwicklungen (Energieeffizienz, Elektromobilität, Stromspeicher und DSM) mit der zunehmend fluktuierenden Einspeisung auf der Angebotsseite.



**Abbildung 5.1.:** Szenarienübersicht. Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 5.1 gibt einen Überblick über die im Folgenden zu untersuchenden Szenarien. Bei der Umsetzung und Hebung von Energieeffizienzpotenzialen werden die drei in Kapitel 4.3.3 vorgestellten Lastverläufe unterschieden.<sup>291</sup>

<sup>291</sup> Das Energiekonzept der Bundesregierung geht von einer sinkenden Stromnachfrage aus. Die Dena (2012)-Studie geht hingegen von einer konstanten Stromnachfrage aus. Mit Abbildung 3.4 konnte verdeutlicht werden, wie eine zunehmende Elektrifizierung zu einer Überkompensation der effizienzbedingten Einsparungen auf der Nachfrageseite führen kann.

In den KONST-Szenarien (konstante Stromnachfrage) werden die effizienzbedingten Einsparungen im Stromkonsum durch zusätzliche Elektrifizierung kompensiert. Daraus folgt bis zum Jahr 2050 eine konstante Stromnachfrage in den einzelnen Stützjahren.

In den EK-Szenarien (Energiekonzept) wird von einer stark sinkenden Stromnachfrage bis zum Jahr 2050 ausgegangen (-25 % ggü. dem Jahr 2008). Es werden große Energieeffizienzpotenziale gehoben, welche zu hohen Stromeinsparungen führen. Eine Kompensation durch zusätzliche Elektrifizierung findet nur in einem geringen Maße statt.

In den STG-Szenarien wird eine Überkompensation der Einsparungen durch Energieeffizienz unterstellt. Die Stromnachfrage wächst jahrzehntlich jeweils um zwei Prozent.

Bei der Entwicklung der nachfrageseitigen Flexibilitäten werden drei unterschiedliche Annahmen bzgl. der Marktdurchdringung der einzelnen Technologien und Prozesse unterschieden.<sup>292</sup> Die drei zu unterscheidenden Entwicklungsstufen werden in gering, mittel und hoch unterteilt.<sup>293</sup>

Insgesamt ergeben sich neun Szenarien. In jedem Szenario wird gemäß der gemachten Annahmen eine Berechnung des Modells für jedes Stützjahr 2010, 2020, 2030, 2040 und 2050 durchgeführt. Anhand der Modellergebnisse werden die Forschungsfragen aus Kapitel 4.2 beantwortet und die Wirkungen der nachfrageseitigen Entwicklungen im deutschen Strommarkt verdeutlicht.<sup>294</sup>

## 5.2. Referenzszenario und Modellkalibrierung

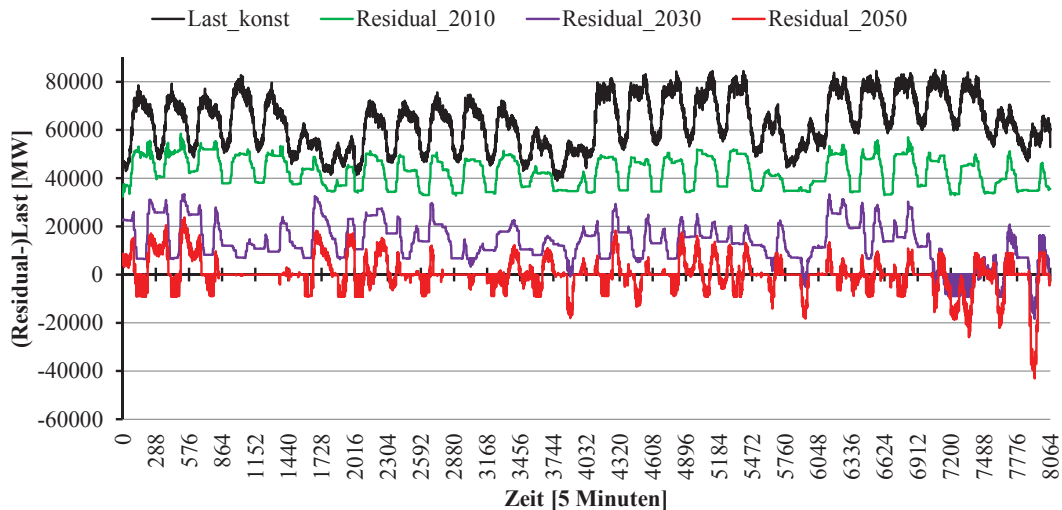
Für vergleichende Auswertungen der einzelnen Szenarien wird zunächst ein Referenzszenario erstellt. Der betrachtete Zeitraum im Referenzszenario erstreckt sich wie auch in den weiteren Szenarien über die vier repräsentativen Wochen der einzelnen Jahreszeiten. Die Nachfrage wird für die Stützjahre als konstant angenommen. Lediglich die im Jahr 2010 bereits installierten Speicherkapazitäten (Pumpspeicher) stehen auch in den übrigen Jahrzehnten in der gleichen Größenordnung zur Verfügung. Andere nachfrageseitige Flexibilitäten stehen in den Stützjahren nicht zur Verfügung. Auf der Angebotsseite wird die in Ka-

<sup>292</sup> Es wird unterstellt, dass sich die Entwicklung und der Ausbau von Stromspeichertechnologien in gleichem Maße vollzieht wie die Entwicklung von DSM und Elektromobilität.

<sup>293</sup> Eine genaue Quantifizierung erfolgt an entsprechender Stelle in den Szenarien I – III.

<sup>294</sup> Für einen kritischen Überblick über die Eigenschaften des Modells, vgl. Anhang B.2.

pitel 4.3.2 dargestellte Kraftwerksparkentwicklung angenommen. Die Einspeisung der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien (Wind, Photovoltaik) wird gemäß Kapitel 4.3.2 exogen in das Modell integriert. Für die Erzeugung aus KWK-Anlagen und Biogaskraftwerken werden exogene Mindestproduktionsmengen in Höhe der Volllaststunden des Jahres 2010 angegeben.<sup>295</sup>



**Abbildung 5.2.:** (Residual-)Lastverläufe im Referenzszenario [in MW].

Quelle: Modellergebnisse.

Abbildung 5.2 verdeutlicht für die Stützjahre 2010, 2030 und 2050 die von den konventionellen Kraftwerken zu befriedigende Residuallast im Referenzszenario.<sup>296</sup> In Analogie zu Dena (2012) ergibt sich die Residuallast durch Abzug der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie KWK von der Lastkurve.<sup>297</sup>

Mit zunehmender Must-run-Erzeugung verändert sich die Struktur der Residuallast deutlich. Für das Jahr 2010 verläuft die Residuallastkurve im positiven Bereich. Die Struktur ähnelt dem Verlauf der reinen Nachfrage. Lastspitzen treten am Tag in der Mittagszeit und in den frühen Abendstunden auf. Die kapazitätsbedingt nur geringe Einspeisung aus Photovoltaikanlagen im Jahr 2010 reduziert die Lastspitzen der Residuallast zur Mittagszeit nur gering. Das Niveau der Residuallast nimmt in den folgenden Jahrzehnten immer weiter ab.

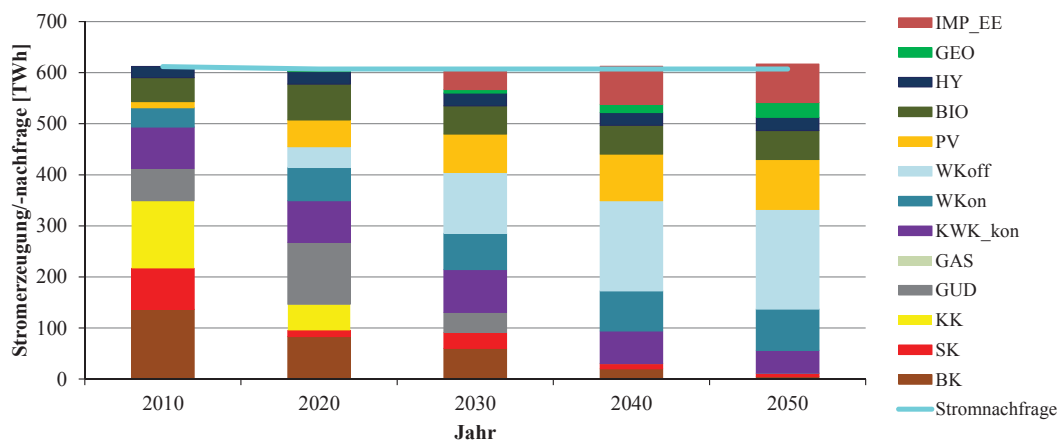
<sup>295</sup> Für die entsprechenden Werte, vgl. Abbildung C.6. Ohne eine vorgegebene Mindestproduktion würden KWK- und Biogaskraftwerke nur minimale Einsatzzeiten haben, da ihre Brennstoffkosten im Vergleich zu den anderen Technologien sehr hoch angenommen werden (vgl. Anhang B.1). Mit der Angabe der Mindestproduktion wird die vorrangige Einspeisung berücksichtigt.

<sup>296</sup> Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist der Verlauf der Residuallastkurve für die Jahre 2020 und 2040 nicht abgebildet. Wertmäßig würden diese zwischen den jeweils benachbarten Stützjahren verlaufen.

<sup>297</sup> Hier und im Folgenden zählt sowohl die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie die KWK-Erzeugung zur Must-run-Erzeugung (vgl. auch Abbildung 2.3). Die Lastkurve spiegelt die Bruttostromnachfrage wider. Dementsprechend verläuft die Lastkurve auf einem höheren Niveau als der Lastverlauf in Abbildung 4.1.



Im Jahr 2030 verläuft die Residuallast für einige Tagesstunden im negativen Bereich. Diese Ausschläge sind der zunehmenden Einspeisung aus Photovoltaik geschuldet. Innerhalb weniger Stunden steigt die Leistung von Photovoltaik auf bis zu über 40 GW an. Zusammen mit der weiteren Must-run-Erzeugung aus Wind, Biogas und KWK kommt es in einigen Stunden zur Situation, in welcher die Nachfrage vollständig mit der Must-run-Erzeugung gedeckt bzw. sogar übererfüllt wird. Mit weiter zunehmender Must-run-Erzeugung bis zum Jahr 2050 treten diese Situationen noch häufiger und in stärkerer Form auf. Die Unterschiede in den Lastverläufen ergeben sich aus der flexibel einsetzbaren Mindestproduktion aus Biogas und KWK. In den verschiedenen Stützjahren werden diese jeweils kostenminimal eingesetzt, sodass sich je nach Einsatzzeit eine unterschiedlich hohe Residuallast für die Stützjahre ergibt.<sup>298</sup> Insbesondere die Winterwoche verdeutlicht den Strukturwandel für die Residuallast. In der Nacht von Mittwoch auf Donnerstag erhöht sich die Must-run-Erzeugung so stark, dass die Residuallast am Donnerstag nahezu komplett im negativen Bereich verläuft. Nach einer leichten Erholung am Freitag erfolgt am Samstag und am Sonntag jeweils ein weiteres starkes Abfallen der Residuallast. Im Jahr 2030 beträgt die minimale Residuallast ca. -18,5 GW, im Jahr 2050 sogar über -43 GW.



**Abbildung 5.3.:** *Stromproduktion und -nachfrage im Referenzszenario [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.*

Abbildung 5.3 verdeutlicht die Stromproduktion und -nachfrage für die Stützjahre im Referenzszenario.<sup>299</sup> Im Jahr 2010 werden ca. 493 TWh Strom mit fossilen Kraftwerken erzeugt, was einem Anteil von über 80 % an der Strom-

<sup>298</sup> Die sonstige Must-run-Erzeugung aus Wind und Sonne unterscheidet sich in den einzelnen Stützjahren lediglich in den Amplituden, da der stochastischen Verteilung dieser Erzeugung jeweils die gleichen Zufallszahlen zugrunde liegen.

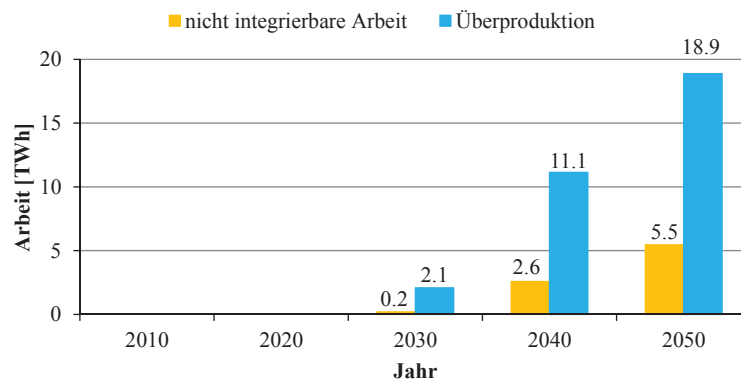
<sup>299</sup> Die im Modell berechneten Werte für die vier repräsentativen Wochen werden hier und im Folgenden jeweils auf Jahreswerte hochskaliert, um einen besseren Vergleich mit anderen Arbeiten und Statistiken zu ermöglichen.

nachfrage in Höhe von 611,9 TWh entspricht. Die geringen Volllaststunden der regenerativen Kraftwerke ermöglichen nur eine Stromproduktion in Höhe von 118 TWh. Insbesondere Braunkohle, Kernkraft und konventionelle KWK-Anlagen tragen in großem Umfang zur Stromproduktion bei. Dieses Verhältnis kehrt sich im Verlauf der Jahrzehnte um. Im Jahr 2050 beträgt die Stromproduktion der konventionellen Kraftwerke nur noch 56 TWh, was einem Rückgang von fast 90 % im Vergleich zum Jahr 2010 entspricht. Gleichzeitig sorgt der massive Ausbau der regenerativen Erzeugungskapazitäten über die Jahrzehnte in Verbindung mit der vorrangigen Einspeisung dafür, dass die regenerative Erzeugung im Jahr 2050 ca. 560 TWh beträgt. Die hohen installierten Leistungen sorgen trotz der Dargebotsabhängigkeit dafür, dass knapp 90 % der Stromnachfrage regenerativ gedeckt werden kann.

Abbildung 5.3 verdeutlicht ebenfalls das Problem der nicht vollständig integrierbaren Erzeugung. Unter der Annahme einer jährlich konstanten Stromnachfrage und des fixen Speicherpotenzials in Höhe der im Jahr 2010 installierten Speicherkapazitäten kommt es ab dem Jahr 2030 zu besagten Situationen, in denen der erzeugte Strom im Markt nicht vollständig abgenommen werden kann. In den Jahren 2030, 2040 und 2050 liegt die Stromproduktion in Summe jeweils über der Stromnachfrage, welche in diesen Jahren jeweils konstant 607 TWh beträgt.

Die bereits in Kapitel 2.4.2 vorgestellte Notwendigkeit einer erhöhten Flexibilität bei Angebot und Nachfrage wird mit dem oben vorgestellten Residuallastverlauf unterstrichen. Im Jahr 2050 übersteigt die Stromproduktion die Nachfrage im dargestellten Referenzszenario um bis zu 40 GW. Ohne zusätzliche Speicherkapazitäten sowie der Flexibilisierung der Stromnachfrage kann die unterstellte Einspeisung nicht vollständig abgenommen werden. Bei unzureichenden Investitionen würde es dementsprechend in Zukunft zu Situationen kommen, in denen die Anlagen abgeregelt und heruntergefahren werden müssen oder der Strom günstig an das Ausland verkauft oder verschenkt werden muss, um die Systemstabilität nicht zu gefährden. Der Umfang der Überproduktion (Summe der erzeugten Arbeit, welche die Nachfrage übersteigt) sowie die daraus resultierende nicht integrierbare Arbeit im Referenzszenario ist in Abbildung 5.4 dargestellt.

Ab dem Jahr 2030 kommt es im Referenzszenario zu einer Überproduktion. Im Jahr 2030 beträgt die Überproduktion über 1,1 TWh und steigt bis zum Jahr 2050 auf 18,9 TWh an. Die fix angenommene Speicherkapazität reicht nicht aus, um die Überproduktion aufzunehmen und zu gegebener Zeit wieder



**Abbildung 5.4.:** Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit im Referenzszenario [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.

ins Netz abzugeben. So kann im Jahr 2030 Arbeit in Höhe von über 0,2 TWh nicht abgenommen werden. Mit zunehmender Must-run-Erzeugung steigt die nicht integrierbare Arbeit im Jahr 2040 auf 2,6 TWh und im Jahr 2050 auf 5,5 TWh an. Geht man von einer im Zeitverlauf sinkenden Nachfrage aus, so fallen die Werte bei unterstellter gleichbleibender Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien deutlich höher aus.<sup>300</sup>

[TWh/a]	2010	2020	2030	2040	2050
Beladen	0,020	0,014	1,95	10,51	15,86
davon P2G	0	0	0	0	0
Entladen (ohne Verbrauch Pkw)	0,015	0,011	1,45	7,83	11,81
Nutzung Pkw	0	0	0	0	0
Wirkungsgradverluste	0,004	0,003	0,50	2,69	4,05

**Tabelle 5.1.:** Speicherbilanz im Referenzszenario [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.

Tabelle 5.1 verdeutlicht die im Zeitverlauf steigende Be- und Entladung der Stromspeicher im Referenzszenario. Die steigende Erzeugung aus Must-run-Kraftwerken impliziert eine erhöhte Fluktuation bei der Einspeisung, welche mit einer stärkeren Nutzung der Speicherkapazität einhergeht. In den Jahren 2010 und 2020 ist die eingespeicherte Energie vernachlässigbar gering und beträgt nur wenige GWh. Bis zum Jahr 2050 steigt die eingespeicherte Energie auf über 15 TWh an. Die Differenz zwischen eingespeicherter und ausgespeicherter Energie ergibt die Wirkungsgradverluste, die bei der Nutzung von

<sup>300</sup> Für die Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit bei sinkender Stromnachfrage, vgl. Abschnitt 5.4. Es gilt zu beachten, dass es sich bei den hier dargestellten Werten um untere Grenzen der nicht integrierbaren Erzeugung handeln dürfte. Die im Modell nicht abgebildeten netztechnischen Restriktionen dürften in Realität dafür sorgen, dass der Wert der nicht integrierbaren Erzeugung höher ausfallen wird, da die Übertragungskapazitäten nicht in ausreichender Weise vorhanden sind.

Stromspeichern entstehen. Im Jahr 2050 gehen 4,05 TWh als Wirkungsgradverluste verloren.<sup>301</sup>

[Mrd. €]	2010	2020	2030	2040	2050
Brennstoffkosten	16,468	19,744	14,855	10,442	8,823
CO <sub>2</sub> -Kosten	4,530	4,948	6,713	3,866	2,875
Betriebskosten	0,007	0,009	0,010	0,012	0,013
Startkosten	0,007	0,016	0,008	0,006	0,004
Speicherkosten	0,000	0,000	0,002	0,013	0,021
DSM-Kosten	0	0	0	0	0
Summe	21,012	24,717	21,588	14,338	11,735
[Mio. t CO <sub>2</sub> ]					
Emissionen	302,0	214,2	160,6	69,9	38,8
Preis CO <sub>2</sub> -Zertifikat [€/t CO <sub>2</sub> ]	15,0	23,1	41,8	55,3	74,1

**Tabelle 5.2.:** Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen im Referenzszenario. Quelle: Modellergebnisse.

Tabelle 5.2 enthält die im Referenzszenario anfallenden Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Entwicklung der anfallenden Kosten ist abhängig von der Entwicklung der Stromproduktion der einzelnen Technologien, der jeweiligen CO<sub>2</sub>-Obergrenze sowie den unterstellten Brennstoff- und Zertifikatspreisen.<sup>302</sup> Insgesamt fallen im Jahr 2010 Kosten in Höhe von ca. 21 Mrd. € an. Mit knapp 16,5 Mrd. € sind die Brennstoffkosten der wesentliche Kostentreiber. Es werden 302 Mio. t CO<sub>2</sub> emittiert.<sup>303</sup> Bei dem vorgegebenen Zertifikatspreis von 15 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2010 ergeben sich CO<sub>2</sub>-Kosten in Höhe von 4,5 Mrd. €. Durch den teilweisen Wegfall der günstigen Kernkraft- und Braunkohle-Erzeugung sowie einem Anstieg bei der im Vergleich deutlich teureren KWK-Erzeugung sowie der noch teureren Erzeugung aus GuD und Biogas erhöhen sich die Brennstoffkosten im Jahr 2020 um knapp 19 % auf 19,7 Mrd. €. Trotz eines Rückgangs der CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 88 Mio. t sind die CO<sub>2</sub>-Kosten im Jahr 2020 angestiegen. Dies liegt am höheren Zertifikatspreis von 23,1 €/t CO<sub>2</sub>.

<sup>301</sup> Dies entspricht einem Wirkungsgrad von ca. 75 %. Die ein- und ausgespeicherte Energiemenge ist im Modell im Jahr 2010 im Vergleich zur Realität sehr gering. So betrug die Pumparbeit der Pumpspeicherwerke in Deutschland im Jahr 2008 ca. 7948 GWh und die Bruttostromerzeugung 6026 GWh; jedoch fallen diese Werte in der nahen Vergangenheit etwas geringer aus, da die wirtschaftlichen Voraussetzungen für den Betrieb der Pumpspeicher nicht mehr so ausgeprägt gegeben waren (Datenquelle: BDEW; vgl. auch Abbildung 2.10). Im Modell fehlen die ökonomischen und technischen Voraussetzungen (Steuerbarkeit der Kraftwerke), um einen höheren Speichereinsatz im Jahr 2010 und 2020 zu ermöglichen.

<sup>302</sup> Für die im Modell verwendeten Brennstoff- und Zertifikatspreise, vgl. Anhang B.1.

<sup>303</sup> Der Wert entspricht in der Höhe den vom Umweltbundesamt ausgewiesenen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 302 Mio. t CO<sub>2</sub> für das Jahr 2010. Biogas-Anlagen werden als CO<sub>2</sub>-neutral angesehen. Die Emissionen der Biogas-Anlagen sind dementsprechend nicht in den Emissionen enthalten und führen auch nicht zu CO<sub>2</sub>-Kosten.

Im Jahr 2030 können die Gesamtkosten reduziert werden. Die erhöhte Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sowie eine reduzierte konventionelle Erzeugung lassen die Brennstoffkosten im Vergleich zum Jahr 2020 um fast 5 Mrd. € sinken. Trotz gesunkener CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen die CO<sub>2</sub>-Kosten durch den erhöhten CO<sub>2</sub>-Preis weiter an. In Summe überwiegt jedoch die Kostenersparnis bei den Brennstoffkosten. Im weiteren Zeitverlauf sinken die Brennstoffkosten und auch die CO<sub>2</sub>-Kosten ab. Die verbleibenden CO<sub>2</sub>-Emissionen werden zum Großteil durch die KWK-Erzeugung verursacht.

Die im Zeitverlauf steigenden Speicherkosten resultieren aus der zunehmenden Speicheraktivität. Bedingt durch die relativ niedrig angesetzten variablen Speicherkosten fallen die Speicherkosten in Summe gering aus und betragen im Jahr 2050 ca. 21 Mio. €. Da im Referenzszenario kein DSM-Potenzial vorhanden ist, betragen die DSM-Kosten in jedem Stützjahr Null. Die fehlende Flexibilität auf der Nachfrageseite führt dazu, dass die Angebotsseite für den jederzeitigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage ihre Leistung flexibel anpassen muss. So steigen die Startkosten der Kraftwerke von ca. 7 Mio. € im Jahr 2010 auf ca. 16 Mio. € im Jahr 2020 an. Bedingt durch den fluktuierenderen Einsatz der Stromspeicher und dem Abbau der konventionellen Erzeugungskapazitäten sinken die Startkosten bis zum Jahr 2050 auf 4 Mio. € ab.

In den folgenden Szenarien gilt es zu untersuchen, wie die in Kapitel 3 vorgestellten nachfrageseitigen Flexibilitäten dazu beitragen können, die nicht integrierbare Arbeit zu minimieren sowie die ökonomischen Auswirkungen zu quantifizieren und zu interpretieren.

### 5.3. Konstante Stromnachfrage und nachfrageseitige Flexibilitäten

In den Szenarien I – III wird eine konstante Stromnachfrage für die Stützjahre angenommen. Für die „konventionelle“ Stromnachfrage wird eine Einsparung durch Energieeffizienzsteigerungen angenommen, welche in der Höhe der zusätzlichen Nachfrage durch Elektromobilität entspricht.<sup>304</sup> Es wird jeweils für eine geringe, mittlere und hohe Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten

<sup>304</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass die Reduktion der Stromnachfrage in Summe in Höhe des Verbrauchs der Elektrofahrzeuge auf die einzelnen 5-Minuten-Intervalle im repräsentativen Zeitraum gleichverteilt wird. Es findet somit eine implizite Lastverschiebung statt: der über den gesamten Tag verteilten Reduktion der Last steht durch die Ladung der Elektrofahrzeuge in den Nachtstunden eine Erhöhung der Last gegenüber.

untersucht, wie sich diese isoliert und in Summe auf den Strommarkt auswirken.<sup>305</sup>

### 5.3.1. Szenario I: Geringe Umsetzung

Das in Kapitel 3 jeweils vorgestellte technische Potenzial der einzelnen Flexibilitäten wird nur in geringem Ausmaß tatsächlich realisiert. Tabelle 5.3 enthält das theoretische DSM-Potenzial der einzelnen Stützjahre bei einer geringen Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten.<sup>306</sup>

	2010	2020	2030	2040	2050
Max. pos. Leistungsschift [MW]	0	401	1003	2007	2007
Max. neg. Leistungsschift [MW]	0	1018	2547	5094	5094
Max. pos. verlagerbare Arbeit [TWh/a]	0	0,38	0,96	1,92	1,92
Max. neg. verlagerbare Arbeit [TWh/a]	0	1,09	2,74	5,47	5,47

**Tabelle 5.3.:** *Theoretisches DSM-Potenzial bei geringer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten. Quelle: eigene Annahmen, Modellergebnisse.*

Die dargestellten Werte beschreiben das maximal mögliche Potenzial bei geringer Umsetzung. Die zeitliche Zuordnung bestimmter Prozesse zu Jahres- bzw. Tageszeiten verhindern es, dass der maximal mögliche Leistungsschift zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung steht. Des Weiteren werden für die DSM-Prozesse teilweise sehr hohe variable Kosten angesetzt (vgl. Anhang B.1), was ihre Einsatzhäufigkeit unter kostenminimalen Gesichtspunkten ebenfalls einschränken kann.<sup>307</sup> Für das Jahr 2010 ist kein DSM-Potenzial vorhanden. Im Vergleich zum Jahr 2020 verfünffacht sich das Potenzial bis zum Jahr 2050.

Ein wesentlicher Unterschied der maximal verlagerbaren Arbeit bei DSM-Prozessen zur Speicherkapazität bei Stromspeichern ist die zeitliche Verfügbarkeit der beiden Komponenten. Die maximal verlagerbare Arbeit der DSM-Flexibilität steht im betrachteten Zeitraum in Summe nur einmal zur Verfü-

<sup>305</sup> Da im Referenzszenario in jedem Stützjahr die Speicherkapazität des Jahres 2010 zur Verfügung steht, ist auch bei der isolierten Umsetzung von DSM und Elektromobilität die Speicherkapazität des Jahres 2010 aktiv, sodass die isolierte Wirkung der einzelnen Flexibilitäten im Vergleich zum Referenzszenario analysiert werden kann. Bei der Umsetzung der Speicher-Flexibilität kommt es hingegen zu der im Folgenden dargestellten Entwicklung der Speicherkapazitäten.

<sup>306</sup> Auch Matthes et al. (2012) gehen in den nächsten Jahren von einer Erschließung des Potenzials steuerbarer Lasten von 1000 bis 3000 MW aus, mittelfristig sogar von 3000 bis 5000 MW (vgl. Matthes et al. (2012), S. 61).

<sup>307</sup> Liegt eine kritische Situation mit nicht integrierbarer Arbeit oder einer Unterversorgung vor, so sind die variablen Kosten der DSM-Prozesse vernachlässigbar gering im Vergleich zu den drohenden Kosten eines Blackouts.

gung, die Speicherkapazität steht hingegen, mit Ausnahme der Elektrofahrzeuge, permanent zur Verfügung.<sup>308</sup> Dementsprechend ist das Speicherpotenzial in der Nutzung wesentlich größer als das DSM-Potenzial.

<b>Kapazität [GWh]</b>	2010	2020	2030	2040	2050
Pumpspeicher	40,0	45,0	49,5	54,0	54,0
Druckluftspeicher	0,6	0,3	0,4	0,6	0,8
Pkw	0	0	5,0	11,1	25,0
Lithium-Ionen-Batterien	0	0	0,1	0,1	0,2
Blei-Säure-Batterien	0	0,1	0,1	0	0
<b>Summe</b>	<b>40,6</b>	<b>45,4</b>	<b>55,1</b>	<b>65,9</b>	<b>79,9</b>
<b>Leistung [GW]</b>					
Pumpspeicher	8,9	9,0	9,9	10,4	10,8
Druckluftspeicher	0,3	0,2	0,2	0,3	0,4
Pkw	0	0	1,3	2,5	5,0
Lithium-Ionen-Batterien	0	0,01	0,04	0,1	0,1
Blei-Säure-Batterien	0	0,03	0,1	0	0
Power-to-Gas	0	0,01	0,02	0,05	0,1

**Tabelle 5.4.:** *Speicherpotenzial bei geringer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten. Quelle: eigene Annahmen, Modellergebnisse.*

Tabelle 5.4 verdeutlicht das Stromspeicherpotenzial bei geringer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten. Im Jahr 2010 stehen lediglich Pumpspeicherkraftwerke mit einer Kapazität von 40 GWh und einer Leistung von 8,9 GW als nennenswerte Speichertechnologie zur Verfügung. Die Kapazität der Pumpspeicherkraftwerke steigt im Zeitverlauf bis auf 54 GWh an.<sup>309</sup> Für die übrigen Speichertechnologien wird nur eine moderate Entwicklung angenommen.<sup>310</sup> So werden insbesondere die Ziele der Bundesregierung in Bezug auf die Elektromobilität nicht erreicht. Erst im Jahr 2030 sind 0,25 Mio. Elektrofahrzeuge im

<sup>308</sup> Von etwaigen Störungen im Betrieb oder Nichtverfügbarkeiten wird im Modell abstrahiert.

<sup>309</sup> Vgl. Hartmann et al. (2012), S. 54. Es wurde bereits in Kapitel 3.5.1 dargestellt, dass es in naher Zukunft durch Neubau- und Ausbau-Projekte zu einer Erhöhung der Pumpspeicherkapazität um bis zu 40 GWh auf dann ca. 80 GWh kommen kann. Da die geologischen Gegebenheiten stark begrenzt sind, kann eine weitere Erhöhung der Kapazität und Leistung nur durch technischen Fortschritt erreicht werden. Projektideen befassen sich z.B. mit der Nutzbarmachung von Tagebaulöchern, Bergwerkstollen, dezentraler kleiner Anlagen oder Meerwasser-Pumpspeicherwerken (vgl. Hartmann et al. (2012), S. 57). Da diese Entwicklung jedoch von technischen und wirtschaftlichen Aspekten abhängig ist, wächst die Speicherkapazität in diesem Szenario nur auf 54 GWh an.

<sup>310</sup> So beziffern Hartmann et al. (2012) das Speicherkapazitätspotenzial für Druckluftspeicherkraftwerke auf ca. 27 TWh. Die hier angenommenen 2,5 GWh Speicherkapazität im Jahr 2050 entsprechen somit nur einem Bruchteil des technisch möglichen Potenzials. Auch die unterstellte Entwicklung der Power-to-Gas-Speicherkapazität entspricht nur einem Bruchteil des technisch möglichen Potenzials (vgl. Hartmann et al. (2012), S. 63f). Die Entwicklung bei Power-to-Gas beschränkt sich aktuell auf wenige Pilotprojekte mit einer Größenordnung von 2 MW bzw. 6 MW (vgl. Grasmann (2013), S. 58). Für eine Analyse der Vollkostendeckung und zur Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern, vgl. Gatzert (2008).

Markt, die jeweils eine Leistung von 5 kW bei einer Kapazität von 20 kWh bereitstellen können. Blei-Säure-Batterien werden ab dem Jahr 2030 durch Lithium-Ionen-Batterien abgelöst. Power-to-Gas wird lediglich als Stromsenke im Modell abgebildet und kann dementsprechend keine Leistung bereitstellen. Insgesamt steht im Jahr 2050 eine Speicherkapazität in Höhe von maximal 79,9 GWh zur Verfügung. Durch die Nutzung der Elektrofahrzeuge reduziert sich diese Speicherkapazität tagsüber jedoch erheblich.<sup>311</sup>

### Ausgleich von Angebot und Nachfrage

Das Referenzszenario hat verdeutlicht, dass es unter den gemachten Annahmen zu Überproduktion und nicht integrierbarer Arbeit kommt. Zum einen können die DSM-Prozesse in Zeiten negativer Residuallast eingesetzt werden, um die Nachfrage kurzfristig zu erhöhen und somit den vorhandenen Strom abzunehmen. Zum anderen können Stromspeicher in diesen Zeiten geladen werden.

Überproduktion [TWh/a]	2010	2020	2030	2040	2050
Referenz	0	0	2,09	11,14	18,88
nur DSM	0	0	2,35	11,61	18,95
nur PKW	0	0	2,24	12,96	24,96
nur SP	0	0	2,33	14,96	20,11
DSM+SP	0	0	2,59	15,59	20,27
DSM+SP+PKW	0	0	2,72	17,12	26,17
nicht integrierbare Arbeit [TWh/a]					
Referenz	0	0	0,20	2,58	5,45
nur DSM	0	0	0,09	1,93	4,31
nur PKW	0	0	0,14	1,77	2,91
nur SP	0	0	0,14	2,25	4,73
DSM+SP	0	0	0,05	1,68	3,66
DSM+SP+PKW	0	0	0,02	1,00	1,92

**Tabelle 5.5.:** Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit bei konstanter Stromnachfrage und geringer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.

Tabelle 5.5 enthält die Überproduktion sowie die nicht integrierbare Arbeit bei geringer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten. Es wird jeweils die isolierte Einführung von DSM, Elektromobilität und Stromspeichern sowie deren Kombination im Vergleich zum Referenzszenario betrachtet.<sup>312</sup>

Die erhöhte Flexibilität auf der Nachfrageseite führt im Vergleich zum Referenzszenario in jedem Fall zu einer erhöhten Überproduktion. Bei der isolier-

<sup>311</sup> Vgl. Hartmann et al. (2012), S. 69.

<sup>312</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass die Überproduktion bei gleichzeitiger Umsetzung der Flexibilitäten nicht der Summe der Überproduktionen bei isolierter Umsetzung entspricht. Die einzelnen Flexibilitäten stehen vielmehr in Konkurrenz zueinander und werden optimal im Modelldurchlauf eingesetzt.



ten Umsetzung der DSM-Prozesse beträgt die zusätzliche Überproduktion im Vergleich zum Referenzszenario im Jahr 2050 ca. 70 GWh. Die isolierte Umsetzung von Elektromobilität ermöglicht im Vergleich zum Referenzszenario im Jahr 2050 eine zusätzliche Überproduktion in Höhe von über 6,1 TWh. Auch die isolierte Umsetzung der Stromspeicher lässt die Überproduktion ansteigen (+1,23 TWh). Die Kombination aus allen drei Flexibilitäten ermöglicht in diesem Szenario in Summe die größte Überproduktion. Bis zum Jahr 2050 steigt diese auf 26,17 TWh an, was einem Zuwachs gegenüber dem Referenzszenario um ca. 7,3 TWh entspricht. Die zusätzliche Flexibilität ermöglicht eine stärkere Entkopplung von Angebot und Nachfrage, wodurch eine höhere Überproduktion möglich wird.

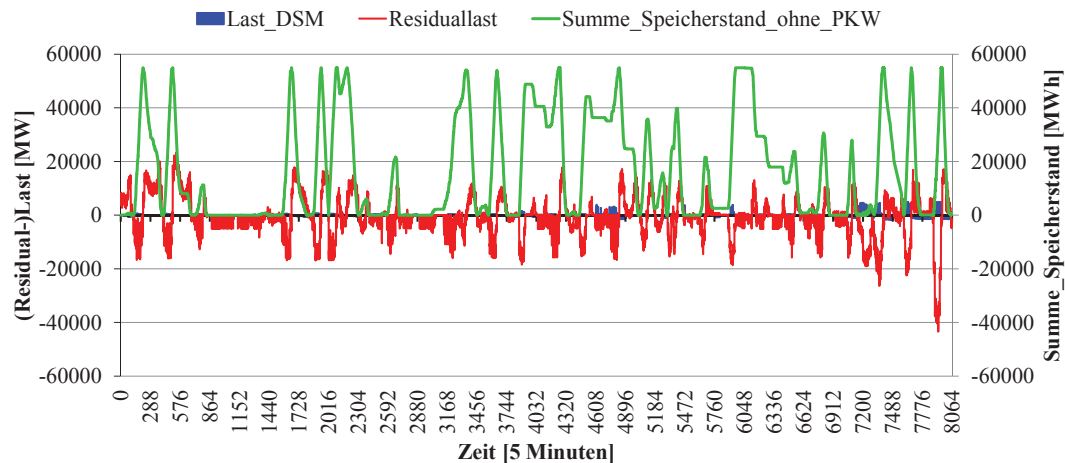
Die jederzeitige Verfügbarkeit der Speicherkapazität (ohne Elektrofahrzeuge) ermöglicht ein großes Potenzial zur Zwischenspeicherung einer vorliegenden Überproduktion. Auch die Elektrofahrzeuge haben durch ihre hohe Kapazität und hohe Leistung eine hohe Aufnahmefähigkeit für die Überproduktion. Die DSM-Flexibilität steht in Summe nur einmal im betrachteten Zeitraum zur Verfügung, sodass der Zuwachs bei der Überproduktion am geringsten ausfällt. Neben einer zusätzlichen Produktion aus Must-run-Kraftwerken sorgt eine zeitliche Anpassung des Kraftwerkseinsatzes der flexibel einsetzbaren Kraftwerke dafür, dass die Überproduktion ansteigt.<sup>313</sup>

Trotz der in jedem Fall gestiegenen Überproduktion kommt es durch die Einführung der nachfrageseitigen Flexibilitäten zu einer verbesserten Integration der Arbeit. Der nicht integrierbare Anteil an der Überproduktion sinkt im Vergleich zum Referenzszenario sowohl bei isolierter Betrachtung der Flexibilitäten als auch bei gleichzeitiger Umsetzung. In den Jahren 2010 und 2020 fällt keine Überproduktion an, sodass die gesamte Stromproduktion integriert werden kann. Im Jahr 2030 kann die alleinige Nutzung der DSM-Prozesse die nicht integrierbare Arbeit von 0,2 TWh auf 0,09 TWh reduzieren. Durch die im Zeitverlauf zunehmende Umsetzung der DSM-Flexibilität kann im Vergleich zum Referenzszenario ein immer größerer Teil der Überproduktion integriert werden. Die isolierte DSM-Umsetzung reicht jedoch nicht aus, um die Arbeit vollständig zu integrieren. Bei isolierter PKW-Umsetzung verbleibt im Jahr 2030 nicht integrierbare Arbeit in Höhe von 0,14 TWh und im Jahr 2050 in

---

<sup>313</sup> Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass die Überproduktion der Summe an Erzeugung entspricht, welche die Nachfrage übersteigt. Bei der Betrachtung der Szenarien resultiert eine gestiegene Überproduktion somit nicht allein aus einer erhöhten Must-run-Produktion. Vielmehr kommt es durch die zusätzliche Flexibilität auf der Nachfrageseite zu einem veränderten Kraftwerkseinsatz der Kraftwerke, welcher ebenfalls diese erhöhte Überproduktion mitverursacht.

Höhe von 2,91 TWh. Demgegenüber verbleibt bei isolierter Speicherumsetzung im Jahr 2050 ca. 4,73 TWh als nicht integrierbare Arbeit übrig. Diese kann bei gleichzeitiger Umsetzung von DSM und Stromspeichern im Jahr 2050 um 1 TWh reduziert werden, jedoch verbleibt ein nicht integrierbarer Rest in Höhe von 3,66 TWh. Auch die gleichzeitige Umsetzung aller genannten Flexibilitätten kann die Arbeit in den einzelnen Stützjahren nicht vollständig integrieren. Es verbleibt ein Rest, der in das Ausland exportiert werden muss.



**Abbildung 5.5.:** Einsatzzeiten von DSM-Prozessen und Stromspeichern bei geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitätten im Jahr 2050. Quelle: Modellergebnisse.

Abbildung 5.5 verdeutlicht die Einsatzzeiten der DSM-Prozesse und Stromspeicher beispielhaft für das Jahr 2050 bei geringer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitätten.<sup>314</sup> Die Stromspeicher werden fast ausschließlich in Zeiten einer negativen Residuallast und somit eines Überangebots an Strom geladen.<sup>315</sup> Die Entladung erfolgt in Zeiten einer positiven Residuallast. Die Stromspeicher verlagern somit den produzierten Strom aus Must-run-Anlagen in solche Zeiten, in denen teure konventionelle Kraftwerke zur Deckung der Residuallast eingesetzt werden müssten. Es fällt auf, dass die Stromspeicher häufig in Summe fast bis zur Kapazitätsgrenze (hier: ca. 54,9 GWh) aufgeladen werden und noch am gleichen Tag wieder entladen werden. So entsteht eine

<sup>314</sup> Der abgebildete Speicherstand beinhaltet nicht den Speicherstand der Elektrofahrzeuge (vgl. Abbildung 5.6) und Power-to-Gas. Dementsprechend beträgt die maximale Speicherkapazität im Jahr 2050 in Abbildung 5.5 nur 55 GWh. Die Residuallast ist die ungeglättete Residuallast, ohne Verrechnung der Laständerungen durch Stromspeicher, Elektromobilität und DSM. Die geglättete Last kann in Abbildung 5.7 eingesehen werden.

<sup>315</sup> Die Residuallast verläuft im Vergleich zum Referenzszenario deutlich volatiler. Die zusätzlichen neuen Speicher- und Lastverschiebungsmöglichkeiten ermöglichen eine höhere Produktion der Must-run-Kraftwerke, insbesondere bei Wasser und Geothermie. Die erhöhte Produktion kann jedoch durch Speicherung oder Lastverschiebung vollständig integriert werden.

hohe Anzahl an Speicherzyklen, welche einen entscheidenden Einfluss auf den wirtschaftlichen Betrieb der Stromspeicher hat.<sup>316</sup>

[TWh/a]	2010	2020	2030	2040	2050
Beladen	0,020	0,015	4,06	20,13	30,08
davon P2G	0	0	0,00	0,00	0,00
Entladen (ohne Verbrauch Pkw)	0,015	0,013	1,79	13,57	18,29
Nutzung Pkw	0	0	0,92	1,84	3,67
Wirkungsgradverluste	0,005	0,002	1,36	4,73	8,11

**Tabelle 5.6.:** Speicherbilanz bei konstanter Stromnachfrage und geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.

Tabelle 5.6 verdeutlicht in Summe die Speicherbilanz der Stromspeicher und Elektrofahrzeuge bei geringer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten. Wie im Referenzszenario steigt die Speicheraktivität mit Ausnahme von Jahr 2020 kontinuierlich an. Mit der im Zeitverlauf zunehmenden Speicherkapazität erhöht sich die ein- und ausgespeicherte Strommenge. Im Jahr 2010 und 2020 kommen die Stromspeicher nur minimal zum Einsatz. Im Jahr 2030 werden im Modell 4,06 TWh eingespeichert, wovon 1,79 TWh ausgespeichert werden können. Mit P2G werden ab dem Jahr 2030 minimale Strommengen in Höhe von wenigen MWh abgenommen. Auch die Elektromobilität steht ab dem Jahr 2030 zur Verfügung. Im Jahr 2050 werden insgesamt 30,08 TWh Strom eingespeichert. Davon können 18,29 TWh im Verlauf wieder ausgespeichert werden. 3,67 TWh werden durch die unterstellte Verkehrsleistung der Elektrofahrzeuge für die Fortbewegung genutzt und in mechanische Arbeit umgewandelt. Der Rest geht als Wirkungsgradverlust verloren.

Ein beispielhafter Vergleich der im Jahr 2050 bei gleichzeitiger Umsetzung der Flexibilitäten anfallenden Überproduktion in Höhe von 26,17 TWh mit der Speicherbilanz zeigt, dass die Stromspeicher auch über die reine Einspeicherung der Überproduktion hinaus für den kostenminimalen Lastausgleich eingesetzt werden. Es werden im Jahr 2050 insgesamt 30,08 TWh Strom eingespeichert. Durch die Einspeicherung von kostengünstig produzierten oder importierten Grundlaststrom und der Ausspeicherung zu Spitzenlastzeiten können trotz der Wirkungsgradverluste insgesamt die Kosten des Lastausgleichs reduziert werden, da der teure Spitzenlaststrom nicht mehr benötigt wird.

Das DSM-Potenzial ist insgesamt gering, sodass die Lastverschiebungen und -reduktionen im repräsentativen Zeitraum von vier Wochen in Abbildung 5.5

<sup>316</sup> Neben der hohen Anzahl an Speicherzyklen sind hohe Preisspreads zwischen Be- und Entladung für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendig.

nur begrenzt erkannt werden können. In der Frühlings- und Sommerwoche werden nur sehr kleine Lasten verschoben. Lediglich nach dem Zeitintervall 3744 lassen sich bei hoher negativer Residuallast positive Werte der DSM-Last erkennen, was nach Gleichung 4.12 einem Einsatz von negativem DSM-Potenzial entspricht.<sup>317</sup> Es wird also Stromnachfrage in die Intervalle verschoben, in denen ein Überangebot an Must-run-Erzeugung vorliegt. Insbesondere im Zeitraum der größten negativen Residuallasten in der Winterwoche wird mit einem Maximalwert von über 4800 MW fast der maximal mögliche negative Leistungsschift in Anspruch genommen. Der tägliche Ausgleich bei den Lastverschiebungsprozessen erfordert, dass die Last in den Zeiten vor und nach der Lasterhöhung abgesenkt wird.

[TWh/a]	2010	2020	2030	2040	2050
Max. pos. verlagerbare Arbeit	0	0,38	0,96	1,92	1,92
Max. neg. verlagerbare Arbeit	0	1,09	2,74	5,47	5,47
Modelltechnisch max. pos. verlagerbar	0	0,35	0,87	1,74	1,74
Modelltechnisch max. neg. verlagerbar	0	0,29	0,74	1,47	1,47
Lastverschiebung (pos. & neg.)	0	0,19	0,58	1,38	1,39
Lastreduktion	0	0,002	0,01	0,01	0,01

**Tabelle 5.7.:** *Verschobene und reduzierte DSM-Arbeit bei konstanter Stromnachfrage und geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.*

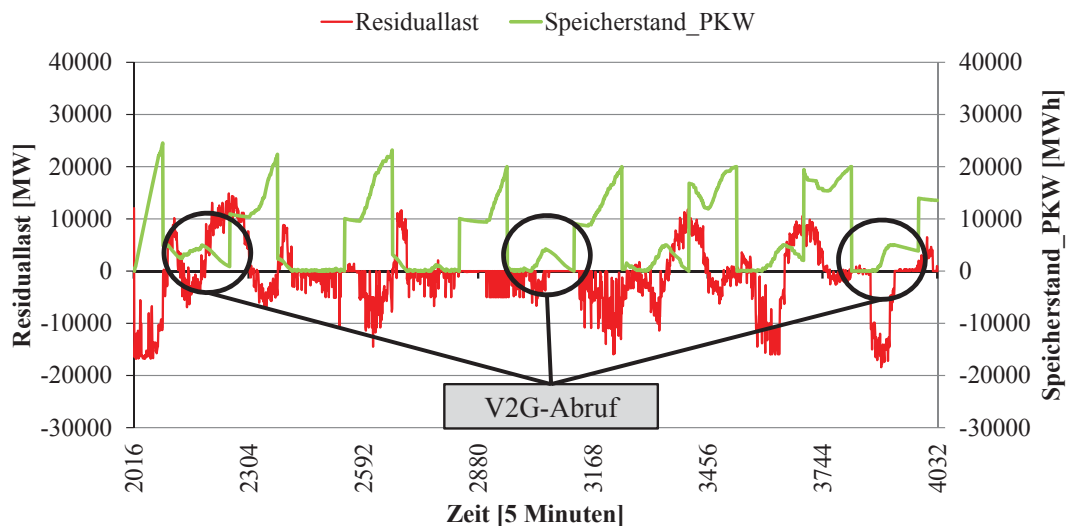
Tabelle 5.7 verdeutlicht die im Modell tatsächlich verschobene DSM-Arbeit im Vergleich zur in Tabelle 5.3 bereits dargestellten theoretischen maximal verlagerbaren Arbeit. Die jahres- und tageszeitliche Zuordnung einzelner DSM-Prozesse sowie der tägliche Lastausgleich führen dazu, dass die maximal verlagerbare Arbeit im Modell jeweils geringer ausfällt als das theoretische Potenzial. Je nach DSM-Prozess ist entweder die positive oder die negative maximal verlagerbare Arbeit kleiner und somit bindend. Für die Lastreduktionsprozesse ist ein Ausgleich hingegen nicht erforderlich.<sup>318</sup>

<sup>317</sup> Hier kann die Zuordnung der Wärmeanwendungen zum Herbst und Winter erkannt werden. Nach Beschluss des Bundestages vom 17. Mai 2013 dürfen die Nachtspeicherheizungen auch nach dem eigentlichen Verbot ab dem 31. Dezember 2019 weiterbetrieben werden. Fraglich ist jedoch das genaue Ausmaß des weiteren Betriebs. Die Energiekonzerne haben ein großes Interesse an den Nachtspeicheröfen als „intelligente Speicher“. Denkbar wäre darüber hinaus auch ein Einsatz von elektrischen Heizstäben in ansonsten konventionell betriebenen Heizungen und Warmwasserboilern.

<sup>318</sup> Die modelltechnisch maximal positiv verlagerbare Arbeit beinhaltet auch die reduzierbare Arbeit der Lastreduktionsprozesse, sodass diese im Vergleich zur modelltechnisch maximal negativ verlagerbaren Arbeit größer ausfällt. Die Differenz zwischen der modelltechnisch maximal positiv verlagerbaren Arbeit und der modelltechnisch maximal negativ verlagerbaren Arbeit entspricht ebendiesem Lastreduktionspotenzial.

Im Jahr 2020 werden insgesamt 0,19 TWh Arbeit verschoben. Der Vergleich mit der modelltechnisch maximal negativ verlagerbaren Arbeit verdeutlicht, dass die DSM-Flexibilität stark in Anspruch genommen wird. Zusätzlich werden im Jahr 2020 nur 2 GWh Arbeit durch Lastreduktion eingespart. Die mit 2 GWh nur geringe Inanspruchnahme des Lastreduktionspotenzials in Höhe von ca. 60 GWh im Vergleich zur fast vollständigen Nutzung des Lastverschiebungspotenzials zeigt, dass die Lastverschiebung zur besseren Integration der Must-run-Erzeugung wesentlich attraktiver ist, um das fluktuierende Angebot abzunehmen. Die zusätzliche Möglichkeit der Lastreduktion kann bei einer ohnehin schon sehr niedrigen Residuallast nur wenig zu einer Verbesserung der Integration der Überproduktion beitragen. Im Jahr 2050 beträgt die verschobene Arbeit 1,39 TWh und liegt weiterhin unterhalb der modelltechnisch maximal verlagerbaren Arbeit. Das Lastreduktionspotenzial in Höhe von 270 GWh wird nur minimal in Höhe von 10 GWh in Anspruch genommen.

Als dritte Art der Flexibilität kommt Elektromobilität zum Einsatz. Im hier betrachteten Szenario mit konstanter Stromnachfrage erhöht die Elektromobilität nicht die Stromnachfrage. Vielmehr können die Batterien der Fahrzeuge als (virtuelle) Stromspeicher genutzt werden. Abbildung 5.6 verdeutlicht den Speicherstand der Elektrofahrzeuge im Vergleich zur Residuallast für die Sommerwoche der repräsentativen vier Wochen im Jahr 2050.<sup>319</sup>



**Abbildung 5.6.:** Speicherstand der Elektrofahrzeuge bei geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in der Sommerwoche des Jahres 2050. Quelle: Modellergebnisse.

<sup>319</sup> Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird nur die Sommerwoche abgebildet. Die folgende Argumentation gilt jedoch analog für die nicht dargestellten Wochen.

Die Nachfrage der Elektrofahrzeuge ergibt sich unter Verwendung des in Anhang A entwickelten Wochengangs des Verkehrsaufkommens. Im Modell wird die Nachfrage der Elektrofahrzeuge jedoch nicht mehr statisch abgebildet, sondern die Batterien der Elektrofahrzeuge können unter Einhaltung bestimmter Nebenbedingungen flexibel zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage eingesetzt werden. In diesem Szenario werden im Jahr 2050 genau eine Mio. Elektrofahrzeuge auf dem Markt sein, die im Jahr insgesamt eine Verkehrsleistung von 18,36 Mrd. Kilometern aufweisen. Bei einem durchschnittlichen Verbrauch in Höhe von 20 kWh/100 km ergibt sich eine jährliche Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge in Höhe von 3,67 TWh, die durch die Elektrofahrzeuge in Bewegungsenergie umgewandelt werden.

Der abrupte Abfall des Speicherstandes spiegelt das Abklemmen der voll geladenen Elektrofahrzeuge von der Stromversorgung wider. Nach Wiederanschluss der Elektrofahrzeuge an das Stromnetz am Ende des Tages kommt es zu einem sprunghaften Anstieg der Kapazität sowie zu einer hohen Ladeaktivität, welche sich über die gesamten Nachtstunden ausdehnt. Als Annahme wird im Modell unterstellt, dass 80 % der Elektrofahrzeuge um 7 Uhr morgens voll geladen sein müssen. Während der Tagesstunden von 8 bis 22 Uhr stehen nur 20 % der Elektrofahrzeuge als Stromspeicher zur Verfügung.<sup>320</sup> Um 22 Uhr werden die tagsüber genutzten Fahrzeuge wieder an die Ladung angeschlossen. Da nicht alle Fahrzeuge die volle Ladung über den Tag verbraucht haben, kommt es am Ende der Pendelzeit um 22 Uhr zu einer sprunghaften Kapazitätserhöhung, welche der Summe der Ladezustände der Elektrofahrzeuge nach den Tagesfahrten entspricht.

Ähnlich wie bei den übrigen Speichertechnologien werden die tagsüber sich am Netz befindlichen Elektrofahrzeuge dazu genutzt, Strom in Zeiten einer negativen Residuallast aufzunehmen.<sup>321</sup> Der Verlauf des Speicherstandes der Elektrofahrzeuge in Abbildung 5.6 verdeutlicht, dass es immer wieder zu einer Zwischenspeicherung von Strom in den angeschlossenen Elektrofahrzeugen kommt. In Abbildung 5.6 sind beispielhaft drei Zeiträume markiert, in denen V2G zum Einsatz kommt. Mit Hilfe des V2G-Konzepts kann Strom aufgenommen werden und wenige Stunden später wieder abgegeben werden. Unter der gemachten Annahme, dass sich tagsüber nur 20 % der Fahrzeuge am Netz

<sup>320</sup> Die Verfügbarkeit von 20 % ist im Einklang mit Hartmann et al. (2012), die maximal 22 % der Batteriekapazität von Elektrofahrzeugen für den Einsatz als Stromspeicher im Elektrizitätssystem als realistisch ansehen (vgl. Hartmann et al. (2012), S. 70).

<sup>321</sup> Die sehr volatile Residuallast in Abbildung 5.6 entspricht der ungeglätteten Residuallast, welche mit den nachfrageseitigen Flexibilitäten eine starke Glättung erfährt (siehe Abbildung 5.7).

befinden, können die Elektrofahrzeuge bei besonders hoher Einspeisung aus Photovoltaik jedoch nur begrenzt zur Zwischenspeicherung genutzt werden.

Angebotsseite [TWh/a]	Referenz_2050	Gering_2050	Differenz
BK	4,64	4,04	-0,60
SK	6,35	4,76	-1,59
KK	0	0	0
GAS	0,01	0	-0,01
GUD	0,55	0,06	-0,49
OEL	0	0	0
WKon	80,61	80,61	0
WKoff	194,93	194,93	0
PV	97,83	97,83	0
BIO	56,62	56,61	-0,01
HY	26,01	26,00	-0,01
Geo	28,89	30,47	1,58
KWK_kon	45,01	45,01	0
IMP_EE	75,26	76,90	1,64
Summe	616,71	617,21	0,50
Nachfrageseite [TWh/a]			
Nachfrage	606,99	603,32	
Nutzung Pkw	0	3,67	
P2G-Aufnahme	0	0,00	
SP-Verluste	4,05	8,11	
nicht integrierbar	5,45	1,92	
Summe	616,50	617,03	

**Tabelle 5.8.:** *Stromproduktion im Referenzszenario und bei konstanter Stromnachfrage mit geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten für das Jahr 2050 [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.*

Tabelle 5.8 verdeutlicht die Veränderungen auf der Angebots- und Nachfrageseite bei geringer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten im Vergleich zum Referenzszenario für das Jahr 2050. Auf der Nachfrageseite muss im Gegensatz zum Referenzszenario der Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge befriedigt werden. Für den hier betrachteten Fall einer in Summe konstanten Stromnachfrage wird die Lastkurve so angepasst, dass es trotz der zusätzlichen Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge in Summe nicht zu einer Veränderung der Stromnachfrage im Vergleich zum Referenzszenario kommt.<sup>322</sup> Im Referenzszenario beträgt die Stromnachfrage 607 TWh, welche sich bei Umsetzung

<sup>322</sup> Die Umsetzung der DSM-Potenziale führt nur zu minimalen Veränderungen auf der Nachfrageseite, da nur die reinen Lastreduktionspotenziale für eine Veränderung sorgen können. Die im Modell unterstellte Annahme, dass verschobene Arbeit bei Lastverschiebungsprozessen noch am gleichen Tag in gleicher Höhe nachgeholt werden muss, hat somit keine Änderung der Nachfrage zur Folge. Da die Lastreduktion jedoch nur in sehr geringem Umfang von wenigen GWh stattfindet (vgl. Tabelle 5.7), wird die Veränderung in der folgenden Argumentation ausgeblendet.

der nachfrageseitigen Flexibilitäten zu 603,32 TWh „konventioneller“ Nachfrage und 3,67 TWh Nachfrage der Elektrofahrzeuge aufteilt.

Auf der Angebotsseite kommt es zu einer Substitution der teuren konventionellen Erzeugung aus Braunkohle, Steinkohle und GuD durch regenerative Erzeugung aus Geothermie sowie zusätzlichen Importen von regenerativ erzeugtem Strom. Insgesamt reduziert sich so die konventionelle Erzeugung um 2,7 TWh, die regenerative Erzeugung steigt hingegen um 3,2 TWh.<sup>323</sup> Die zusätzliche Flexibilität auf der Nachfrageseite sorgt dafür, dass der teure Spitzenlaststrom aus GuD-Kraftwerken bzw. Steinkohlekraftwerken stark reduziert werden kann. Durch die Lastglättung ist ihr Einsatz nicht mehr erforderlich. Vielmehr kann durch die Anhebung der Last in Schwachlastzeiten auf die zusätzliche regenerative Erzeugung zurückgegriffen werden.

### Ökonomische Implikationen

Durch die zusätzliche Flexibilität auf der Nachfrageseite kann auf eine erhöhte Flexibilität auf der Angebotsseite verzichtet werden. Dementsprechend können die flexibleren GuD-Kraftwerke teilweise abgestellt und durch inflexiblere Kraftwerke substituiert werden. Die zusätzliche Flexibilität der Nachfrageseite ermöglicht es insbesondere, dass mehr regenerative Erzeugung aus Geothermie und aus zusätzlichen Importen zum Einsatz kommt. Diese zusätzliche regenerative Erzeugung beeinflusst die Residuallast, sodass es zur oben bereits dargestellten erhöhten Überproduktion kommt.

Tabelle 5.9 enthält die Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche bei konstanter Nachfrage und geringer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten anfallen. Ein Vergleich der anfallenden Kosten mit den im Referenzszenario anfallenden Kosten in Tabelle 5.2 zeigt, dass die Gesamtkosten durch die zusätzlichen nachfrageseitigen Flexibilitäten gesenkt werden können.<sup>324</sup> Lediglich im Jahr 2030 steigen die Kosten im Vergleich zum Referenzszenario um knapp 11 Mio. € leicht an (21,59 Mrd. €). In den übrigen Jahrzehnten können die Kosten jedoch um mehrere Mio. € reduziert werden. Während die Einsparungen im Jahr 2020 lediglich 2 Mio. € betragen, können im Jahr 2050 über 200 Mio. € an variablen Kosten eingespart werden.

<sup>323</sup> Ein späterer Vergleich der regenerativen und konventionellen Stromerzeugung in den einzelnen Szenarien (Abbildung 5.8) mit dem Referenzszenario (Abbildung C.2) in Kapitel 5.3.4 wird zeigen, dass diese Substitution eine Ausnahme darstellt. Die erhöhte Umsetzung der Elektromobilität macht es bei der höheren Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten erforderlich, dass auch konventionelle Erzeugung vermehrt zum Einsatz kommt. Die regenerative Erzeugung kann jedoch in jedem Fall erhöht werden.

<sup>324</sup> Eine detaillierte Vergleichsanalyse der Wirkungen der Flexibilitäten auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen und Kosten erfolgt in Abschnitt 5.3.4.



[Mrd. €]	2010	2020	2030	2040	2050
Brennstoffkosten	16,468	19,742	14,864	10,294	8,741
CO <sub>2</sub> -Kosten	4,530	4,948	6,713	3,921	2,736
Betriebskosten	0,007	0,009	0,010	0,012	0,013
Startkosten	0,007	0,016	0,007	0,002	0,002
Speicherkosten	0,000	0,000	0,003	0,021	0,035
DSM-Kosten	0	0,000	0,001	0,005	0,006
Summe	21,012	24,715	21,599	14,255	11,532
[Mio. t CO <sub>2</sub> ]					
Emissionen	302,0	214,2	160,6	70,9	36,9
Preis CO <sub>2</sub> -Zertifikat [€/t CO <sub>2</sub> ]	15,0	23,1	41,8	55,3	74,1

**Tabelle 5.9.:** *Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen bei konstanter Stromnachfrage und geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten. Quelle: Modellergebnisse.*

Insbesondere bei den Brennstoffkosten kommt es durch die Substitution teurer konventioneller Erzeugung (Steinkohle, GuD) durch günstigere regenerative Erzeugung (Geothermie, Importe) zu Kostensenkungen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen können lediglich im Jahr 2050 wirksam reduziert werden. Vielmehr wird die CO<sub>2</sub>-Obergrenze voll ausgeschöpft oder es kommt zu einem leicht erhöhten CO<sub>2</sub>-Ausstoß gegenüber dem Referenzszenario, was darauf hindeutet, dass es in den Stützjahren auch zu einer Substitution der Spitzenlast durch CO<sub>2</sub>-lastige Grundlast kommt.

Die zugenommene Flexibilität auf der Nachfrageseite sorgt dafür, dass die Kraftwerke weniger flexibel eingesetzt werden müssen. Insbesondere der Wegfall der Gaskraftwerke zur Deckung der Spitzenlast lässt die Startkosten im Vergleich zum Referenzszenario in jedem Jahrzehnt sinken. Durch die im Zeitverlauf erhöhte Nutzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten fallen dementsprechend höhere DSM- und Speicherkosten an.<sup>325</sup> Im Vergleich zu den Speicherkosten fallen die DSM-Kosten jedoch geringer aus. Da im Modell ein fixer Kraftwerkspark vorgegeben ist, verändern sich die Betriebskosten nicht.

### 5.3.2. Szenario II: Mittlere Umsetzung

In Szenario II werden die nachfrageseitigen Flexibilitäten in einem größeren Ausmaß umgesetzt als in Szenario I.

<sup>325</sup> Die Speicherkosten beinhalten nur die variablen Kosten des Speicherbetriebs. Die variablen Kosten des Ladestroms sind nicht enthalten.

	2010	2020	2030	2040	2050
Max. pos. Leistungsschift [MW]	0	1003	2007	3010	4014
Max. neg. Leistungsschift [MW]	0	2547	5094	7641	10188
Max. pos. verlagerbare Arbeit [TWh/a]	0	0,96	1,92	2,88	3,84
Max. neg. verlagerbare Arbeit [TWh/a]	0	2,74	5,47	8,21	10,94

**Tabelle 5.10.:** Theoretisches DSM-Potenzial bei mittlerer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten. Quelle: eigene Annahmen, Modellergebnisse.

Im Jahr 2020 steht theoretisch eine maximal positiv verlagerbare DSM-Arbeit in Höhe von 0,96 TWh und eine maximal negativ verlagerbare DSM-Arbeit in Höhe von 2,74 TWh zur Verfügung. Bis zum Jahr 2050 steigt die positiv verlagerbare DSM-Arbeit auf 3,84 TWh an, die maximal negativ verlagerbare DSM-Arbeit steigt auf 10,94 TWh. Der theoretische maximale positive Leistungsschift erhöht sich auf über 4000 MW, der negative auf über 10000 MW.<sup>326</sup>

<b>Kapazität [GWh]</b>	2010	2020	2030	2040	2050
Pumpspeicher	40,0	50,0	55,0	60,0	60,0
Druckluftspeicher	0,6	0,6	0,8	1,2	1,5
Pkw	0	5	10,0	33,8	50,0
Lithium-Ionen-Batterien	0	0,1	0,3	0,5	0,8
Blei-Säure-Batterien	0	0,2	0,5	0,2	0
Summe	40,6	55,9	66,6	95,7	112,3
<b>Leistung [GW]</b>					
Pumpspeicher	8,9	10,0	11,0	11,5	12,0
Druckluftspeicher	0,3	0,3	0,4	0,5	0,8
Pkw	0	1	2,5	7,5	10,0
Lithium-Ionen-Batterien	0	0,05	0,15	0,3	0,4
Blei-Säure-Batterien	0	0,1	0,3	0,2	0
Power-to-Gas	0	0,01	0,02	0,05	0,1

**Tabelle 5.11.:** Speicherpotenzial bei mittlerer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten. Quelle: eigene Annahmen, Modellergebnisse.

Auch bei den Speichertechnologien kommt es jeweils zu einer Erhöhung der Kapazitäten und der Leistungen. Insbesondere die Zukunftstechnologien Lithium-Ionen-Batterien und die Speicherfähigkeit der Elektrofahrzeuge erfahren großes Wachstum. Insgesamt steht im Jahr 2050 in Summe eine um 32,4 GWh gestiegene Speicherkapazität im Vergleich zu Szenario I zur Verfügung. Elektrofahrzeuge verzeichnen dabei den größten Leistungszuwachs.

<sup>326</sup> Auch hier verhindert die zeitliche Zuordnung einzelner Prozesse zu bestimmten Tages- und Jahreszeiten sowie der tägliche Ausgleich der Lasten, dass der maximale Leistungsschift zur Verfügung steht (vgl. auch Tabelle 5.14).

### Ausgleich von Angebot und Nachfrage

Wie in Szenario I wird im Folgenden die Überproduktion sowie die daraus resultierende nicht integrierbare Arbeit jeweils isoliert sowie in Kombination betrachtet. Tabelle 5.12 enthält die Ergebnisse bei mittlerer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten.

Überproduktion [TWh/a]	2010	2020	2030	2040	2050
Referenz	0	0	2,09	11,14	18,88
nur DSM	0	0	2,60	11,81	19,28
nur PKW	0	0	2,39	16,13	30,48
nur SP	0	0	2,47	15,87	20,87
DSM+SP	0	0	3,05	16,73	21,51
DSM+SP+PKW	0	0	3,34	20,41	32,54
nicht integrierbare Arbeit [TWh/a]					
Referenz	0	0	0,20	2,58	5,45
nur DSM	0	0	0,02	1,70	3,42
nur PKW	0	0	0,09	0,94	1,39
nur SP	0	0	0,07	1,91	4,13
DSM+SP	0	0	0	1,19	2,71
DSM+SP+PKW	0	0	0	0,26	0,37

**Tabelle 5.12.:** Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit bei konstanter Stromnachfrage und mittlerer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.

Auch bei der mittleren Umsetzung kommt es in jedem Fall zu einer gestiegenen Überproduktion im Vergleich zum Referenzszenario. Der Anstieg der Überproduktion fällt für alle betrachteten Fälle größer aus als in Szenario I (vgl. Tabelle 5.5). Die größeren DSM- und Speichermöglichkeiten ermöglichen somit eine noch flexiblere Erzeugung. Bei gleichzeitiger Umsetzung aller Flexibilitäten beträgt die Überproduktion im Jahr 2050 rund 32,54 TWh, was einem Anstieg um 25 % gegenüber Szenario I entspricht.

Die nicht integrierbare Arbeit kann mit der gestiegenen Flexibilität weiter reduziert werden. So beträgt die nicht integrierbare Arbeit im Jahr 2030 bei isolierter DSM-Umsetzung nur noch 0,02 TWh. Im Jahr 2050 kommt es zu einer Reduktion auf 3,42 TWh. Die erhöhte Anzahl an Elektrofahrzeugen sorgt für eine stark verbesserte Integration der Überproduktion. Im Jahr 2050 verbleibt bei isolierter PKW-Betrachtung nur ein nicht integrierbarer Rest in Höhe von 1,39 TWh, was einer Reduktion gegenüber dem Szenario I um 50 % entspricht. Bei isolierter Betrachtung der Stromspeicher sinkt die nicht integrierbare Arbeit auf 4,13 TWh im Jahr 2050 (-0,6 TWh ggü. Szenario I). Die Kombination von DSM und Speichern kann in den Jahren 2040 und 2050 jeweils 1,19 TWh bzw. 2,71 TWh nicht integrieren. Auch die vollständige Umsetzung aller Fle-

xibilitäten ermöglicht keine vollständige Integration der Überproduktion. In den Jahren 2040 und 2050 verbleibt ein nicht integrierbarer Rest in Höhe von wenigen Hundert GWh.

[TWh/a]	2010	2020	2030	2040	2050
Beladen	0,020	1,98	6,03	27,15	40,53
davon P2G	0	0	0,00	0,00	0,00
Entladen (ohne Verbrauch Pkw)	0,015	0,72	1,80	13,23	20,73
Nutzung Pkw	0	0,92	1,84	5,51	7,35
Wirkungsgradverluste	0,005	0,34	2,39	8,42	12,45

**Tabelle 5.13.:** Speicherbilanz bei konstanter Stromnachfrage und mittlerer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.

Die Speicherbilanz für die mittlere Umsetzung in Tabelle 5.13 zeigt, dass die Speicheraktivität im Vergleich zu Szenario I zugenommen hat. Im Jahr 2050 werden bei mittlerer Umsetzung der Flexibilitäten 40,53 TWh Strom gespeichert, was einem Anstieg gegenüber Szenario I in Höhe von über 10 TWh entspricht. Auch die ausgespeicherte Energiemenge nimmt im Vergleich zu Szenario I jeweils zu. Durch die gestiegene Anzahl an Elektrofahrzeugen steigt die in den Elektrofahrzeugen umgewandelte Energie im Zeitverlauf auf 7,35 TWh an. Die Wirkungsgradverluste betragen im Jahr 2050 schließlich 12,45 TWh.

[TWh/a]	2010	2020	2030	2040	2050
Max. pos. verlagerbare Arbeit	0	0,96	1,92	2,88	3,84
Max. neg. verlagerbare Arbeit	0	2,74	5,47	8,21	10,94
Modelltechnisch max. pos. verlagerbar	0	0,87	1,74	2,61	3,47
Modelltechnisch max. neg. verlagerbar	0	0,74	1,47	2,21	2,94
Lastverschiebung (pos. & neg.)	0	0,48	1,15	2,06	2,75
Lastreduktion	0	0,005	0,01	0,01	0,01

**Tabelle 5.14.:** Verschobene und reduzierte DSM-Arbeit bei konstanter Stromnachfrage und mittlerer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.

Die DSM-Bilanz ist in Tabelle 5.14 dargestellt. Das DSM-Potenzial ist gestiegen, es wird jedoch nicht im maximal möglichen Umfang eingesetzt. Die bei geringer Umsetzung bereits angesprochene minimale Ausnutzung des Lastreduktionspotenzials spiegelt sich auch bei mittlerer Umsetzung wider.

Tabelle 5.15 verdeutlicht die Anpassungen auf der Angebots- und Nachfrage-seite durch die mittlere Umsetzung der Flexibilitäten. Mit Hilfe der nachfrage-seitigen Flexibilitäten ist es möglich, die konventionelle Erzeugung im Vergleich

Angebotsseite [TWh/a]	Referenz_2050	Mittel_2050	Differenz
BK	4,64	4,24	-0,40
SK	6,35	3,97	-2,38
KK	0	0	0
GAS	0,01	0	-0,01
GUD	0,55	0,09	-0,46
OEL	0	0	0
WKon	80,61	80,61	0
WKoff	194,93	194,93	0
PV	97,83	97,83	0
BIO	56,62	56,61	-0,01
HY	26,01	26,00	-0,01
Geo	28,89	32,77	3,88
KWK_kon	45,01	45,01	0
IMP_EE	75,26	77,95	2,69
Summe	616,71	620,00	3,29
Nachfrageseite [TWh/a]			
Nachfrage	606,99	599,65	
Nutzung Pkw	0	7,35	
P2G-Aufnahme	0	0,00	
SP-Verluste	4,05	12,45	
nicht integrierbar	5,45	0,37	
Summe	616,50	619,82	

**Tabelle 5.15.:** *Stromproduktion im Referenzszenario und bei konstanter Stromnachfrage mit mittlerer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten für das Jahr 2050 [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.*

zu Szenario I in einem größeren Umfang durch regenerative Erzeugung zu substituieren. So werden 3,24 TWh konventionelle Erzeugung durch 3,88 TWh Geothermie und 2,7 TWh aus regenerativen Importen substituiert. Insgesamt erhöht sich die Stromnachfrage durch die Nutzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten um 3,29 TWh. Durch die im Modell angestrebte vollständige Abnahme des produzierten Stroms wird dieser z.B. eingespeichert, was zu Verlusten durch Wirkungsgradverluste führt. Würde die Energie ohne die nachfrageseitige Flexibilitäten zur Befriedigung der Nachfrage verwendet, so entsteht durch die Wirkungsgradverluste als Netto-Effekt ein Bedarf an Erzeugung zu anderen Zeitpunkten. Insgesamt lässt sich die Arbeit fast vollständig integrieren, es verbleiben lediglich 0,37 TWh für den Export.

### Ökonomische Implikationen

Auch bei der mittleren Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten kommt es zu einer leicht gestiegenen Stromproduktion im Vergleich zum Referenzszenario. Insgesamt werden im Jahr 2050 ca. 3,29 TWh Strom mehr produziert.<sup>327</sup>

<sup>327</sup> Für einen Überblick über die Anpassungen auf der Produktionsseite, vgl. Abbildung 5.8.

[Mrd. €]	2010	2020	2030	2040	2050
Brennstoffkosten	16,468	19,844	14,905	10,297	8,719
CO <sub>2</sub> -Kosten	4,530	4,948	6,713	4,037	2,708
Betriebskosten	0,007	0,009	0,010	0,012	0,013
Startkosten	0,007	0,014	0,007	0,002	0,002
Speicherkosten	0,000	0,000	0,003	0,022	0,044
DSM-Kosten	0	0,001	0,002	0,005	0,010
Summe	21,012	24,816	21,640	14,375	11,495
[Mio. t CO <sub>2</sub> ]					
Emissionen	302,0	214,2	160,6	73,0	36,5
Preis CO <sub>2</sub> -Zertifikat [€/t CO <sub>2</sub> ]	15,0	23,1	41,8	55,3	74,1

**Tabelle 5.16.:** *Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen bei konstanter Stromnachfrage und mittlerer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten. Quelle: Modellergebnisse.*

Im Vergleich zu Szenario I können deutliche Änderungen bei den Kosten festgestellt werden. In den Jahren 2020, 2030 und 2040 steigen die Brennstoffkosten jeweils an. Wie Abbildung 5.8 verdeutlichen wird, kommt es in den besagten Jahren jeweils zu einem Anstieg der konventionellen Erzeugung. Tabelle 5.15 hat verdeutlicht, dass es im Vergleich zu Szenario I im Jahr 2050 zu einer größeren Substitution der konventionellen Erzeugung durch regenerative Erzeugung kommt. Dementsprechend sind die Brennstoffkosten etwas niedriger. In den Jahren 2010, 2020 und 2030 wird die CO<sub>2</sub>-Obergrenze jeweils voll ausgeschöpft, sodass die CO<sub>2</sub>-Kosten in diesen Jahren in beiden Szenarien identisch sind. Im Jahr 2040 kommen günstigere, aber CO<sub>2</sub>-lastigere Erzeugungsanlagen zum Einsatz, sodass die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 2,1 Mio. t CO<sub>2</sub> steigen. Die erhöhte Speicheraktivität führt zu leicht gestiegenen Speicherkosten, die erhöhte DSM-Aktivität führt entsprechend zu leicht gestiegenen DSM-Kosten. Die Startkosten können nur unwesentlich reduziert werden. Insgesamt kommt es durch die genannten Effekte in den Jahren 2020, 2030 und 2040 im Vergleich zu Szenario I jeweils zu einem Kostenanstieg um 50 bis 100 Mio. €. Im Jahr 2050 sinken die Kosten um ca. 40 Mio. €.

### 5.3.3. Szenario III: Hohe Umsetzung

In Szenario III wird eine hohe Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten unsterstellt. Tabelle 5.17 enthält das theoretische DSM-Potenzial für das Szenario III.

Im Jahr 2050 steht ein DSM-Potenzial mit einer maximal positiv verlagerbaren Arbeit in Höhe von 7,69 TWh und einer maximal negativ verlagerbaren

	2010	2020	2030	2040	2050
Max. pos. Leistungsshift [MW]	0	2007	4014	6021	8028
Max. neg. Leistungsshift [MW]	0	5094	10188	15283	20377
Max. pos. verlagerbare Arbeit [TWh/a]	0	1,92	3,84	5,76	7,69
Max. neg. verlagerbare Arbeit [TWh/a]	0	5,47	10,94	16,42	21,89

**Tabelle 5.17.:** Theoretisches DSM-Potenzial bei hoher Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten. Quelle: eigene Annahmen, Modellergebnisse.

Arbeit in Höhe von 21,89 TWh zur Verfügung. Die maximalen Leistungsshifts betragen 8000 MW (positiv) bzw. über 20000 MW (negativ).

<b>Kapazität [GWh]</b>	2010	2020	2030	2040	2050
Pumpspeicher	40,0	50,0	60,5	66,0	66,0
Druckluftspeicher	0,6	0,9	1,1	1,8	2,3
Pkw	0	10	20,0	56,2	125,0
Lithium-Ionen-Batterien	0	0	0,4	0,6	1,1
Blei-Säure-Batterien	0	0,2	0	0	0
Summe	40,6	61,2	82,0	124,7	194,4
<b>Leistung [GW]</b>					
Pumpspeicher	8,9	10,0	12,1	12,7	13,2
Druckluftspeicher	0,3	0,5	0,6	0,8	1,2
Pkw	0	3	5,0	12,5	25,0
Lithium-Ionen-Batterien	0	0,06	0,19	0,4	0,6
Blei-Säure-Batterien	0	0,1	0,0	0	0
Power-to-Gas	0	0,01	0,02	0,05	0,1

**Tabelle 5.18.:** Speicherpotenzial bei hoher Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten. Quelle: eigene Annahmen, Modellergebnisse.

Bei den Pumpspeicherkraftwerken erhöht sich die Kapazität bis zum Jahr 2050 auf 66 GWh. Das größte Speicherpotenzial besteht bei den Elektrofahrzeugen (125 GWh). Durch den starken Zuwachs der Elektrofahrzeuge kommt es automatisch zu noch höheren Lastverschiebungen im Vergleich zu den vorangegangenen Szenarien bzw. zum Referenzszenario, da die Ladung der Elektrofahrzeuge in den Nachtstunden stattfinden muss. Im Jahr 2030 befinden sich die von der Bundesregierung für das Jahr 2020 ausgegebenen eine Mio. Elektrofahrzeuge im Markt. Bis zum Jahr 2050 steigt die Anzahl auf fünf Mio. Elektrofahrzeuge an. Durch die angenommene positive Entwicklung bei den Elektrofahrzeugen kann auch die Kapazität der Lithium-Ionen-Batterien gesteigert werden. Insgesamt steht zu bestimmten Stunden in Summe eine Speicherkapazität in Höhe von über 194 GWh zur Verfügung.

### Ausgleich von Angebot und Nachfrage

Im Vergleich zu Szenario I und II fällt in Szenario III jeweils eine noch höhere

Überproduktion an. Der größte Zuwachs gegenüber Szenario II ist bei der isolierten PKW-Umsetzung (+15,6 TWh im Jahr 2050) sowie der gleichzeitigen Umsetzung aller drei Flexibilitäten (+17,5 TWh im Jahr 2050) zu verzeichnen. Entscheidend bei der erhöhten Überproduktion ist die Tatsache, dass diese durch die erhöhte nachfrageseitige Flexibilität besser integriert werden kann.

Überproduktion [TWh/a]	2010	2020	2030	2040	2050
Referenz	0	0	2,09	11,14	18,88
nur DSM	0	0	3,20	12,81	20,20
nur PKW	0	0	2,67	19,33	46,08
nur SP	0	0	2,59	16,52	21,47
DSM+SP	0	0	3,82	18,17	22,70
DSM+SP+PKW	0	0	4,43	23,78	50,03
nicht integrierbare Arbeit [TWh/a]					
Referenz	0	0	0,20	2,58	5,45
nur DSM	0	0	0,00	1,03	2,44
nur PKW	0	0	0,02	0,53	0,21
nur SP	0	0	0,04	1,67	3,63
DSM+SP	0	0	0	0,32	1,59
DSM+SP+PKW	0	0	0	0	0

**Tabelle 5.19.:** Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit bei konstanter Stromnachfrage und hoher Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.

So sinkt die nicht integrierbare Arbeit im Vergleich zu den vorhergehenden Szenarien in allen Fällen. Die isolierte Umsetzung der einzelnen Flexibilitäten reicht in keinem Fall aus, um eine vollständige Integration der Arbeit zu ermöglichen. Um den hohen Produktionsanstieg in der Winterwoche vollständig abnehmen zu können, bedarf es einer sehr hohen nachfrageseitigen Flexibilität. Im Gegensatz zu den vorhergehenden Szenarien führt die hohe Umsetzung in Szenario III dazu, dass die Überproduktion bei gleichzeitiger Umsetzung aller Flexibilitäten vollständig abgenommen werden kann, sodass der in Deutschland teuer geförderte Strom aus Erneuerbaren Energien in diesem Szenario nicht an das Ausland abgegeben werden muss.

[TWh/a]	2010	2020	2030	2040	2050
Beladen	0,020	3,94	9,91	32,00	57,94
davon P2G	0			0,00	0,00
Entladen (ohne Verbrauch Pkw)	0,015	0,85	1,78	11,44	17,50
Nutzung Pkw	0	1,84	3,67	9,19	18,37
Wirkungsgradverluste	0,005	1,25	4,46	11,38	22,07

**Tabelle 5.20.:** Speicherbilanz bei konstanter Stromnachfrage und hoher gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.



Die Speicherbilanz in Tabelle 5.20 verdeutlicht, dass es bei hoher Umsetzung der Stromspeicher im Vergleich zu den vorhergehenden Szenarien zu einem Anstieg bei der ein- und ausgespeicherten Energiemenge kommt. Zum einen müssen die zusätzlich im Markt befindlichen Elektrofahrzeuge aufgeladen werden (+11,02 TWh zusätzlicher Bedarf im Jahr 2050 für die Nutzung der Elektrofahrzeuge im Vergleich zu Szenario II). Zum anderen können im Jahr 2050 knapp 17,50 TWh wieder ausgespeichert werden und zum Ausgleich der Last verwendet werden. Die erhöhte Beladung der Speicher mit ca. 58 TWh verursacht dementsprechend auch höhere Wirkungsgradverluste (22,0 TWh).<sup>328</sup>

[TWh/a]	2010	2020	2030	2040	2050
Max. pos. verlagerbare Arbeit	0	1,92	3,84	5,76	7,69
Max. neg. verlagerbare Arbeit	0	5,47	10,94	16,42	21,89
Modelltechnisch max. pos. verlagerbar	0	1,74	3,47	5,21	6,95
Modelltechnisch max. neg. verlagerbar	0	1,47	2,94	4,42	5,89
Lastverschiebung (pos. & neg.)	0	0,99	2,28	4,09	5,26
Lastreduktion	0	0,01	0,02	0,03	0,03

**Tabelle 5.21.:** *Verschobene und reduzierte DSM-Arbeit bei konstanter Stromnachfrage und hoher gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.*

Die Lastverschiebungen nehmen in Szenario III ebenfalls ein größeres Ausmaß an. Insgesamt kommt es bei hoher Umsetzung von DSM-Maßnahmen zu einer stark erhöhten Lastverschiebung. Die modelltechnisch mögliche maximale Lastverschiebung wird jedoch wieder nicht vollständig in Anspruch genommen. Die Lastverschiebungen steigen von 1 TWh im Jahr 2020 auf 5,26 TWh im Jahr 2050 an. Im Vergleich zum Szenario II kommt es somit fast zu einer Verdopplung der verschobenen Arbeit. Zusätzlich kommt es zu Lastreduktionen im Umfang von 30 GWh im Jahr 2020, welche bis zum Jahr 2050 auf 32 GWh anwachsen. Auch in Szenario III wird somit das Lastreduktionspotenzial nur minimal in Anspruch genommen.

Tabelle 5.22 vergleicht die Stromproduktion in Szenario III mit dem Referenzszenario. Insgesamt erhöht sich die Stromproduktion um 12,5 TWh.<sup>329</sup> Die teure konventionelle Erzeugung wird wieder durch günstigere regenerative Erzeugung substituiert. Insbesondere Steinkohle verliert durch eine Redukti-

<sup>328</sup> Die sehr hohen Wirkungsgradverluste resultieren im Modell aus der Beladung der Elektrofahrzeuge mit Strom aus Stromspeichern. Es kommt somit zu doppelten Wirkungsgradverlusten, was jedoch die nicht integrierbare Arbeit im Modell wirkungsvoll reduziert. Ob eine solches Vernichten von Strom sinnvoll ist, sei dahingestellt.

<sup>329</sup> Etwaige Ungleichheiten zwischen Angebot und Nachfrage resultieren aus der Skalierung der Werte auf Jahreswerte sowie der Nichtberücksichtigung der Lastreduktionen.

Angebotsseite [TWh/a]	Referenz_2050	Hoch_2050	Differenz
BK	4,64	4,76	0,12
SK	6,35	3,43	-2,92
KK	0	0	0
GAS	0,01	0	-0,01
GUD	0,55	0,69	0,13
OEL	0	0	0
WKon	80,61	80,61	0
WKoff	194,93	194,93	0
PV	97,83	97,83	0
BIO	56,62	56,61	-0,01
HY	26,01	26,00	-0,01
Geo	28,89	37,11	8,22
KWK_kon	45,01	45,01	0
IMP_EE	75,26	82,26	7,01
Summe	616,71	629,24	12,52
Nachfrageseite [TWh/a]			
Nachfrage	607,00	588,61	
Nutzung Pkw	0	18,32	
P2G-Aufnahme	0	0,00	
SP-Verluste	4,05	22,07	
nicht integrierbar	5,45	0	
Summe	616,50	629,07	

**Tabelle 5.22.:** *Stromproduktion im Referenzszenario und bei konstanter Stromnachfrage mit hoher gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten für das Jahr 2050 [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.*

on um fast 3 TWh Einsatzzeiten, um ihre Fixkosten decken zu können. GuD und Braunkohle erfahren minimale Zuwächse. Bei der regenerativen Erzeugung steigen die Importe deutlich um 7 TWh an. Auch die Produktion aus Geothermie-Kraftwerken steigt deutlich an. Insgesamt werden so 2,67 TWh konventionelle Erzeugung durch 15,23 TWh regenerative Erzeugung substituiert. Auf der Nachfrageseite sorgen hohe Wirkungsgradverluste sowie die hohe Umsetzung der Elektromobilität für die notwendigen Anpassungen auf der Angebotsseite. Die Arbeit kann vollständig integriert werden.

### Ökonomische Implikationen

Tabelle 5.23 verdeutlicht die ökonomischen Auswirkungen der zusätzlichen nachfrageseitigen Flexibilitäten im Strommarkt. Im Vergleich zu Szenario II steigt die Summe der Kosten in jedem Jahrzehnt um bis zu 125 Mio. € an. Entscheidend für den Kostenanstieg sind jeweils steigende Brennstoffkosten sowie bei nicht bindender CO<sub>2</sub>-Obergrenze auch steigende CO<sub>2</sub>-Kosten. Insbesondere im Jahr 2040 fallen über 2 Mio. t CO<sub>2</sub> mehr an als in Szenario II, was bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 55 €/t CO<sub>2</sub> einem Kostenanstieg in Höhe von 1,2 Mio. €

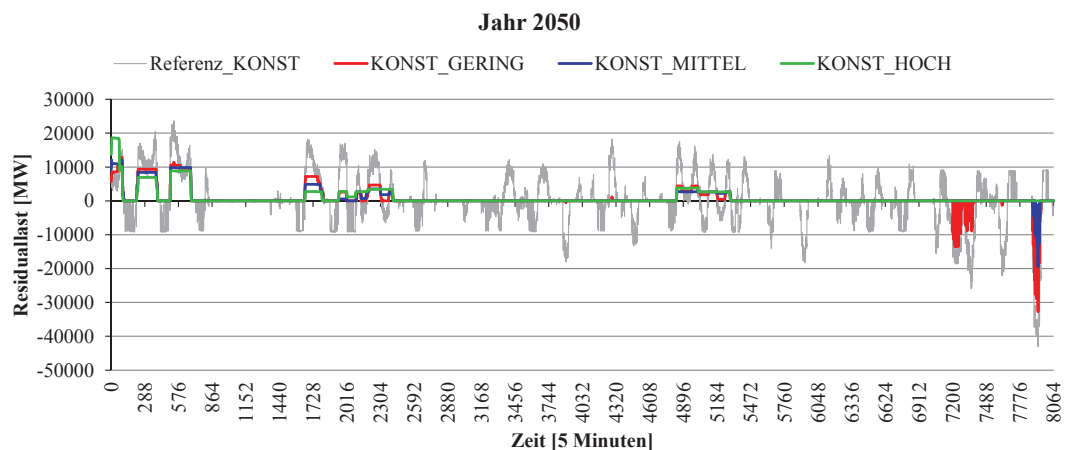
entspricht. Die CO<sub>2</sub>-Obergrenze wird in den Jahren 2040 und 2050 durch die hohe regenerative Stromerzeugung jedoch nicht vollständig in Anspruch genommen. Trotz gestiegener Speicheraktivität sinken die Speicherkosten leicht, da ein im Vergleich erhöhtes günstiges Speicherpotenzial vorhanden ist, welches zum Einsatz kommt. Die nachfrageseitigen Flexibilitäten sorgen insbesondere für geringere Startkosten.

[Mrd. €]	2010	2020	2030	2040	2050
Brennstoffkosten	16,468	19,946	15,004	10,301	8,739
CO <sub>2</sub> -Kosten	4,530	4,948	6,713	4,153	2,732
Betriebskosten	0,007	0,009	0,010	0,012	0,013
Startkosten	0,007	0,011	0,006	0,002	0,001
Speicherkosten	0,000	0,000	0,003	0,020	0,038
DSM-Kosten	0	0,002	0,005	0,011	0,011
Summe	21,012	24,916	21,741	14,498	11,534
[Mio. t CO <sub>2</sub> ]					
Emissionen	302,0	214,2	160,6	75,1	36,9
Preis CO <sub>2</sub> -Zertifikat [€/t CO <sub>2</sub> ]	15,0	23,1	41,8	55,3	74,1

**Tabelle 5.23.:** Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen bei konstanter Stromnachfrage und hoher gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten. Quelle: Modellergebnisse.

### 5.3.4. Zwischenfazit der ökonomischen Implikationen

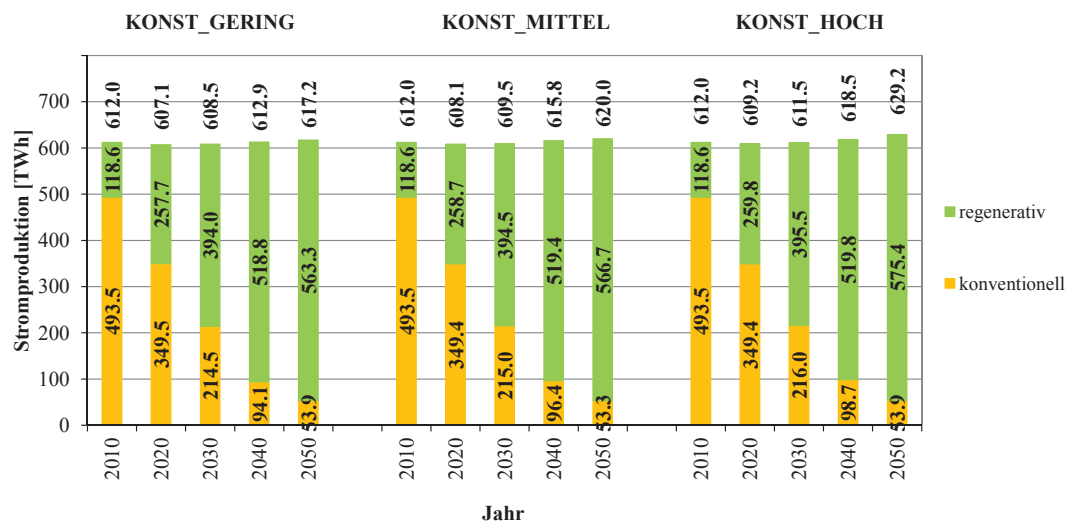
Abbildung 5.7 verdeutlicht die Wirkungen der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Residuallast für das Jahr 2050.<sup>330</sup>



**Abbildung 5.7.:** Residuallastverläufe für unterschiedlich hohe Umsetzungen der nachfrageseitigen Flexibilitäten bei konstanter Stromnachfrage [in MW]. Quelle: Modellergebnisse.

<sup>330</sup> Für eine Darstellung der Wirkungen in allen Stützjahren, vgl. Anhang C.2.

Im Vergleich zum Referenzszenario kommt es durch die nachfrageseitigen Flexibilitäten zu einer Glättung der Last. Je höher die Umsetzung der Flexibilität, desto glatter verläuft die Residuallastkurve. Bei geringer und mittlerer Umsetzung verbleibt in der Winterwoche nicht integrierbare Überproduktion. Die Residuallast kann auch mit den nachfrageseitigen Flexibilitäten nicht mindestens auf Null gebracht werden. Insbesondere die Peaks in der Residuallast werden mit den nachfrageseitigen Flexibilitäten stark reduziert. Es verbleibt jedoch insbesondere in den Nachtstunden (Aufladung der Elektrofahrzeuge) eine erhöhte Residuallast, die von den konventionellen Kraftwerken befriedigt werden muss. Durch die sinkende Spitzenlast könnte die für die Versorgungssicherheit notwendige Back-up-Reserve an Kraftwerken reduziert werden.<sup>331</sup>



**Abbildung 5.8.:** Stromproduktion in den KONST-Szenarien [in TWh].  
Quelle: Modellergebnisse.

Abbildung 5.8 verdeutlicht die Anpassungen auf der Angebotsseite für die einzelnen KONST-Szenarien. Wie bereits in den einzelnen Szenarien für das Jahr 2050 dargestellt wurde, kommt es im Vergleich zum Referenzszenario in jedem Szenario in jedem Jahrzehnt zu einem Anstieg der produzierten Strommenge. So kann im Vergleich zum Referenzszenario insbesondere eine erhöhte regenerative Erzeugung genutzt werden, um die Stromnachfrage zu befriedigen. Die Aufschlüsselung in den einzelnen Szenarien hat verdeutlicht, dass dieser Anstieg vor allem aus zusätzlichen Importen von regenerativ erzeugtem Strom sowie einer erhöhten Produktion aus Geothermie resultiert.<sup>332</sup> Auch die konventionelle Erzeugung wird im Vergleich zum Referenzszenario in einem erhöhten Umfang eingesetzt. Bei hoher Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten

<sup>331</sup> Für die Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Höhe der Spitzenlast, vgl. Abbildung 5.27 sowie Anhang C.2.

<sup>332</sup> Für eine detaillierte Aufschlüsselung der Stromproduktion auf der Angebotsseite in allen Stützjahren, vgl. Anhang C.1.

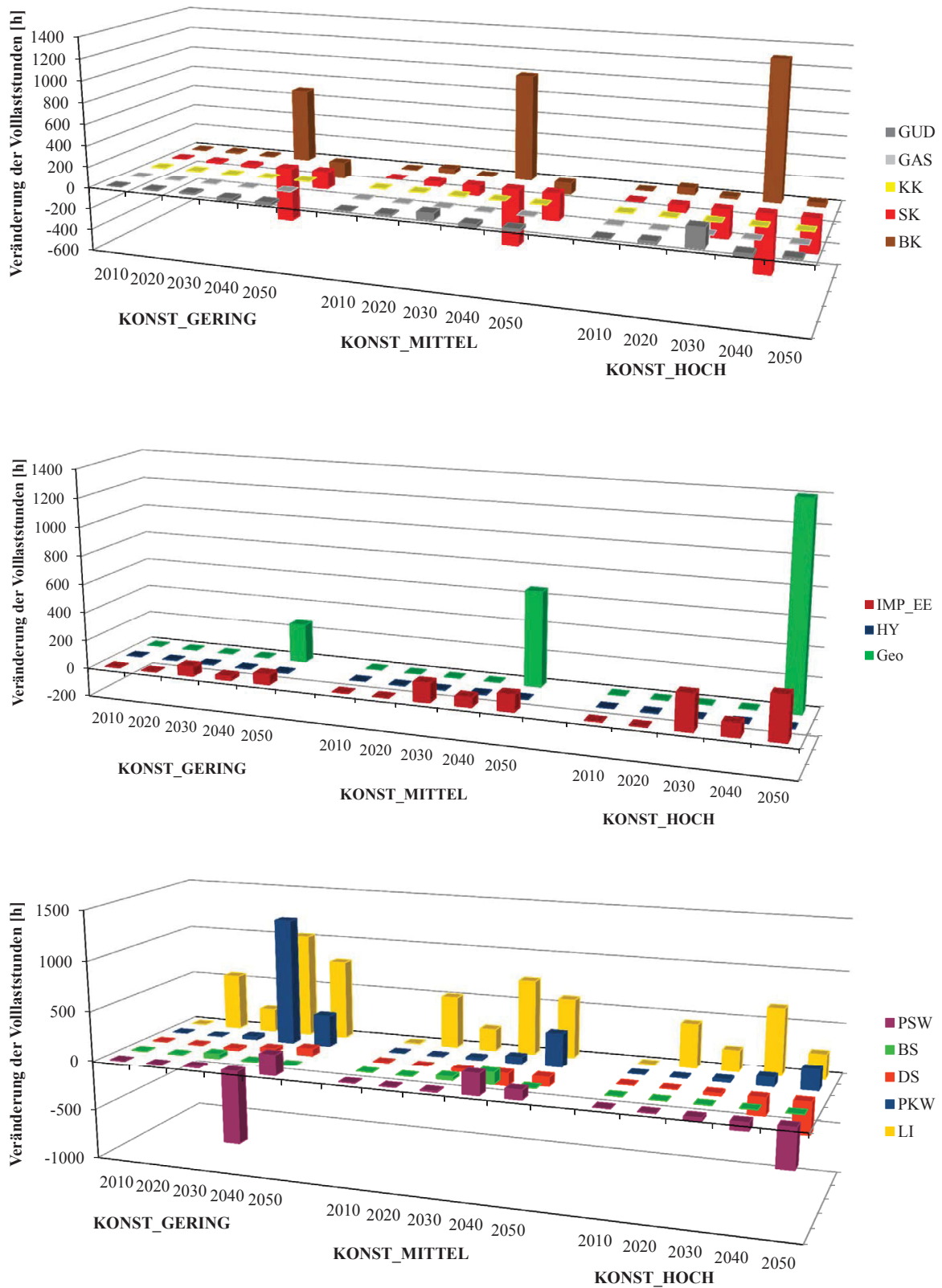


Abbildung 5.9.: Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Volllaststunden in den KONST-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario. Quelle: Modellergebnisse.

kommt es z.B. zu einem Anstieg der konventionellen Erzeugung um 4,7 TWh. Lediglich im Jahr 2050 kann die konventionelle Erzeugung im Vergleich zum Referenzszenario reduziert werden.<sup>333</sup> Die identifizierten Anpassungen in der Stromerzeugung spiegeln sich insbesondere in den durchschnittlichen Einsatzdauern der einzelnen Kraftwerkstechnologien in Abbildung 5.9 wider.

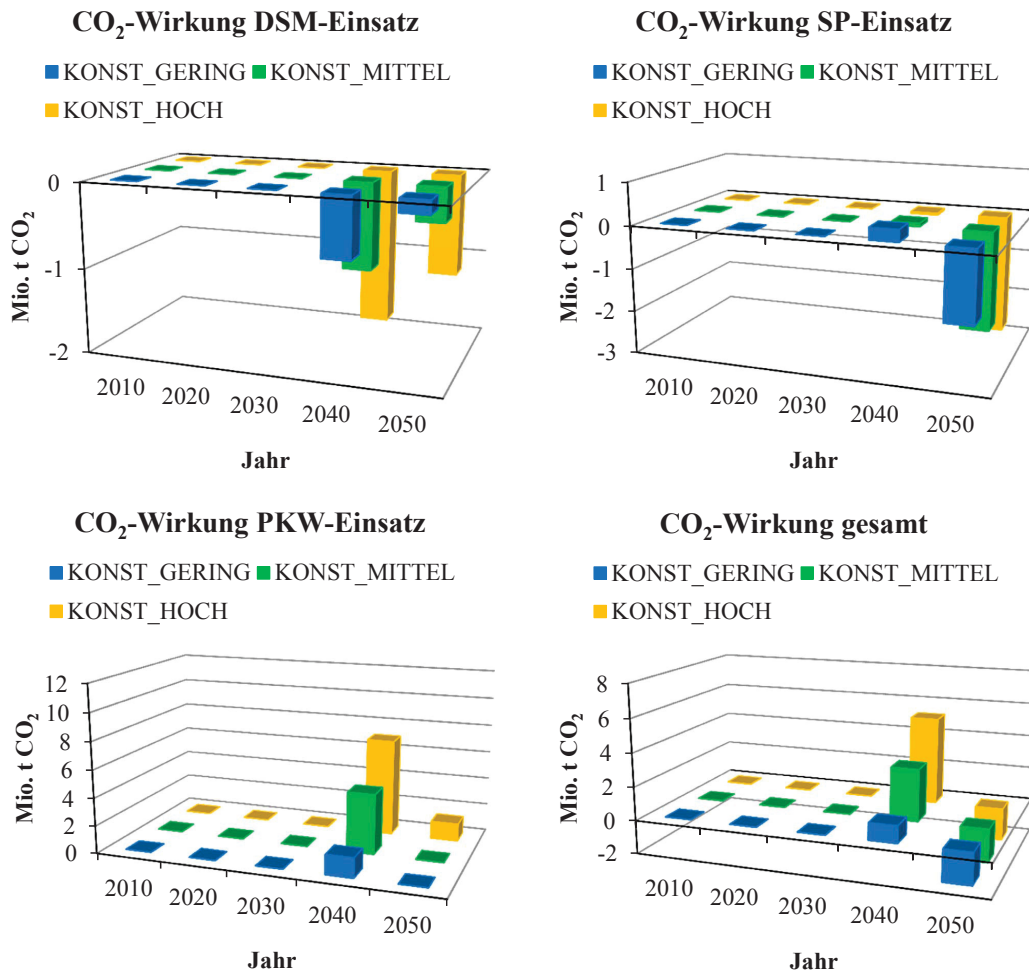
Abbildung 5.9 verdeutlicht die Auswirkungen der Einführung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die durchschnittliche Einsatzdauer der einzelnen Kraftwerks- und Speichertechnologien. Es ist jeweils die Nettowirkung im Vergleich zum Referenzszenario dargestellt.<sup>334</sup> Neben hohen Strompreisen ist die Anzahl an Volllaststunden entscheidend für den wirtschaftlichen Betrieb der verschiedenen Anlagen. Wie bereits in den entsprechenden Szenarien verdeutlicht wurde, kann es zu einer Substitution der konventionellen Erzeugung durch regenerative Erzeugung kommen. Eine sinkende Erzeugung im Vergleich zum Referenzszenario führt durch die identisch angenommenen Kraftwerkskapazitäten zu einer Reduktion der durchschnittlichen Einsatzdauern, was die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlagen gefährdet. Im Jahr 2020 kommt es in allen drei Szenarien zu einer Substitution von Steinkohle durch Braunkohle. Dementsprechend steigt die durchschnittliche Einsatzdauer von Braunkohle leicht an, während die durchschnittliche Einsatzdauer von Steinkohle leicht sinkt. In Summe bleibt die konventionelle Erzeugung im Vergleich zum Referenzszenario gleich hoch bzw. sinkt leicht. Im Jahr 2030 kommt es jeweils zu einem Anstieg der Produktion aus GuD-Kraftwerken, welche die Produktion aus Kohle substituiert. Mit höherer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten fällt diese Substitution jeweils größer aus. Der starke Anstieg der konventionellen Produktion im Jahr 2040 bei mittlerer und hoher Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten im Vergleich zum Referenzszenario ist durch eine Substitution von Steinkohle durch Braunkohle zu erklären. Die durchschnittlichen Einsatzdauern von Braunkohle erhöhen sich deutlich. Durch die sinkende konventionelle Erzeugung im Jahr 2050 sinken auch die durchschnittlichen Einsatzdauern aller Kraftwerkstechnologien. Bei den Erneuerbaren Energien kommt es lediglich bei Geothermie im Jahr 2050 zu einem deutlichen Anstieg der Einsatzstunden. Die in den einzelnen Szenarien angesprochene Substitution der konventionellen Erzeugung durch Geothermie gilt somit nur für das Jahr 2050. Sehr wohl kommt es aber ab dem Jahr 2030 zu einem erhöhten

---

<sup>333</sup> Dementsprechend stellt die Substitution der konventionellen Erzeugung durch die regenerative Erzeugung in den einzelnen Aufschlüsselungen der Veränderungen auf der Produktionsseite in den einzelnen Szenarien für das Jahr 2050 nur eine Ausnahme dar.

<sup>334</sup> Die durchschnittlichen Einsatzdauern der einzelnen Kraftwerks- und Speichertechnologien im Referenzszenario können Abbildung C.6 in Anhang C.1 entnommen werden.

Einsatz der Importe aus Erneuerbaren Energien. Bei den Speichertechnologien kommt es zu einer Reduktion der Volllaststunden der Pumpspeicherkraftwerke und der Druckluftspeicher. Demgegenüber kommen die hochflexiblen Speicher aus Lithium-Ionen-Batterien und die Elektrofahrzeuge im Vergleich zu den höchsten Einsatzzeiten.<sup>335</sup>



**Abbildung 5.10.:** Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den KONST-Szenarien. Quelle: Modellergebnisse.

Abbildung 5.10 verdeutlicht die Netto-Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten bei isolierter und gemeinsamer Umsetzung auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario.<sup>336</sup> Im Modell ist die Realisierung einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen abhängig von der Höhe der CO<sub>2</sub>-Obergrenzen.

<sup>335</sup> Die Volllaststunden der Elektrofahrzeuge entsprechen rein den Zeiten, in welchen die Fahrzeuge als Stromspeicher genutzt werden. Die Entladung der Fahrzeuge durch Umwandlung der elektrischen Energie in Bewegungsenergie wird nicht zu den Volllaststunden gezählt.

<sup>336</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass die Veränderungen bei gemeinsamer Umsetzung aller nachfrageseitiger Flexibilitäten (Wirkung gesamt) nicht der Summe der Einsparungen bei isolierter Umsetzung der Flexibilitäten entsprechen. Vielmehr stehen die einzelnen Flexibilitäten bei gemeinsamer Umsetzung im Wettbewerb zueinander und werden im Modelldurchlauf optimal eingesetzt.

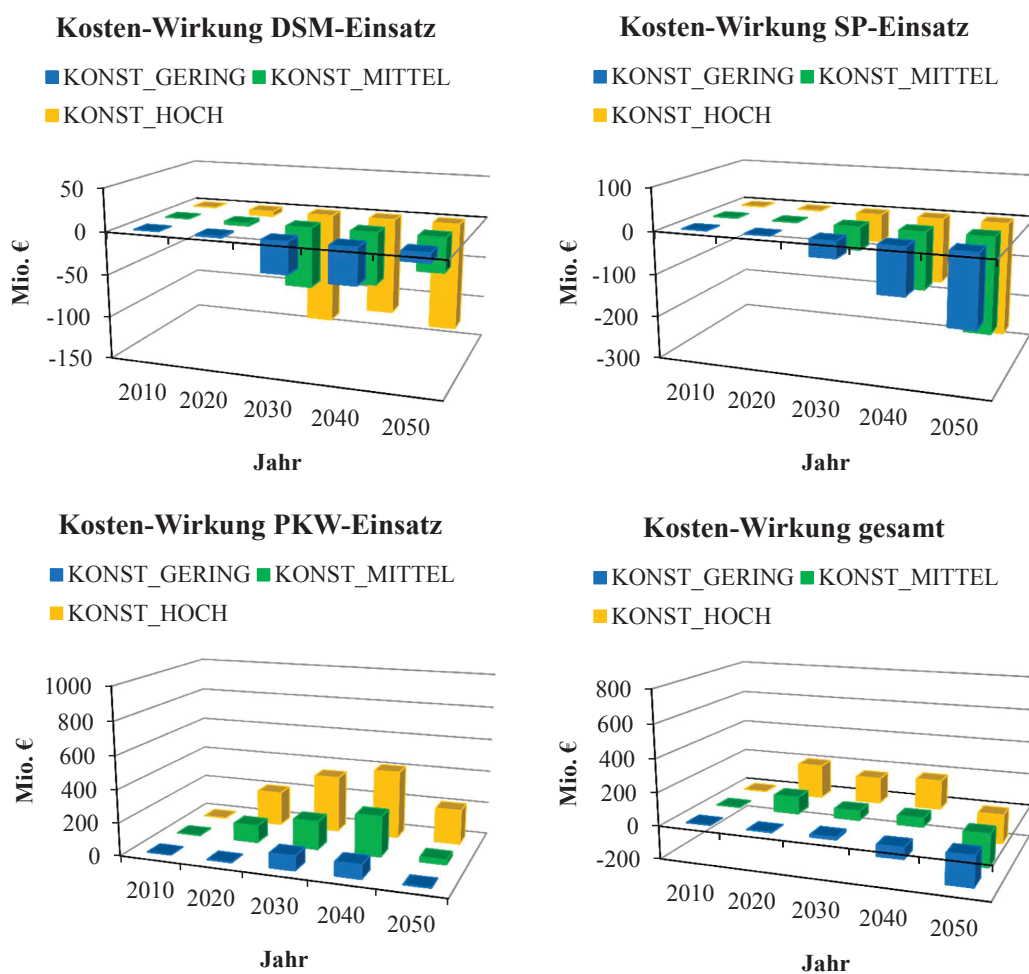
Wird die CO<sub>2</sub>-Obergrenze sowohl im Referenzszenario als auch in den entsprechenden Szenarien voll in Anspruch genommen, so kann durch den Einsatz der jeweiligen Flexibilität zwar eine verbesserte Integration der Stromproduktion ermöglicht werden, was jedoch nicht automatisch mit einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen einhergeht. Der Einsatz von DSM zur Lastverschiebung hat zur Folge, dass die Last aus Zeiten mit einer positiven Residuallast in Zeiten mit einer Überproduktion verlagert wird (vgl. z.B. Abbildung 5.5). Als Folge der Lastverschiebung ergibt sich eine Reduktion des konventionellen Kraftwerkseinsatzes zu Spitzenlastzeiten, was c.p. eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen zur Folge hat. Da die CO<sub>2</sub>-Obergrenze in den Jahren 2010 bis 2030 bei isolierter DSM-Umsetzung voll in Anspruch genommen wird, führt der Einsatz der DSM-Flexibilität in diesen Jahren nicht zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Durch die nicht bindende CO<sub>2</sub>-Restriktion kann in den Jahren 2040 und 2050 jedoch eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen herbeigeführt werden, welche mit höherer Umsetzung der Flexibilität jeweils höher ausfällt.

Auch die isolierte Speichernutzung führt durch die CO<sub>2</sub>-Restriktion im Modell erst ab dem Jahr 2040 zu veränderten CO<sub>2</sub>-Emissionen. So steht der leichte Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2040 in Zusammenhang mit dem in Abbildung 5.9 für die gemeinsame Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten dargestellten Anstieg der Einsatzdauern von Braunkohle. In Szenario I konnte mit der Speicherbilanz und der Überproduktion verdeutlicht werden, dass die Stromspeicher auch zur Zwischenspeicherung von günstig produziertem Grundlaststrom eingesetzt werden. Diese Möglichkeit wird durch eine erhöhte Umsetzung von Elektromobilität jedoch nicht mehr in Anspruch genommen, da der Strom für die Ladung der Elektrofahrzeuge verwendet wird. Im Jahr 2040 kommt es jedoch bei der geringen Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten zu einer Einspeicherung des günstigen Grundlaststroms aus Braunkohle, wodurch die CO<sub>2</sub>-Emissionen ansteigen. Im Jahr 2050 kommt es zum umgekehrten Fall. Durch die Einspeicherung der zusätzlichen Erneuerbaren Energien kann die konventionelle Erzeugung reduziert werden, wodurch die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Speicherumsetzung reduziert werden können. Je größer die Speicherkapazität ist, desto höher sind die CO<sub>2</sub>-Einsparungen.

Im Gegensatz dazu führt die Umsetzung der Elektromobilität im Jahr 2040 zu deutlich höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen. Insbesondere die Ladeaktivität in den Nachtstunden, in denen keine Erzeugung aus Photovoltaik vorhanden ist, verlangt nach einem entsprechenden Anstieg der konventionellen Erzeugung oder nach zusätzlichen Importen aus Erneuerbaren Energien. Dementsprechend fällt



durch die Ladung der Elektrofahrzeuge in den Nachtstunden eine erhöhte konventionelle Erzeugung an, was die erhöhten CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht. Bei gleichzeitiger Umsetzung aller nachfrageseitiger Flexibilitäten kommt es in den Jahren 2010 bis 2030 durch die volle Inanspruchnahme der CO<sub>2</sub>-Obergrenze zu keinen Veränderungen bei der Höhe der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Jahr 2040 kann der Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Pkw und Stromspeicher durch die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch DSM nur teilweise kompensiert werden. Im Jahr 2050 wird der Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Elektromobilität durch die senkenden Wirkungen von DSM und Stromspeichern überkompensiert.



**Abbildung 5.11.:** Kosten-Nutzen-Analyse der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den KONST-Szenarien. Quelle: Modellergebnisse.

Abbildung 5.11 enthält eine Kosten-Nutzen-Analyse für die Einführung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den einzelnen KONST-Szenarien.<sup>337</sup> Mit

<sup>337</sup> Die Kosten bestehen bei diesem Vergleich aus den anfallenden DSM- und Speicherkosten, der Nutzen entspricht den Kosteneinsparungen bei Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- und Startkosten gegenüber dem Referenzszenario.

Hilfe der DSM-Flexibilität lässt sich eine Kostenreduktion erreichen. Die Reduktion der Stromerzeugung zu Spitzenlastzeiten führt im Vergleich zum Referenzszenario zu einem geringeren Einsatz der relativ teuren Erzeugungstechnologien, was zu geringeren Brennstoffkosten und in den Jahren 2040 und 2050 durch die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen auch zu geringeren CO<sub>2</sub>-Kosten führt. Je höher die Umsetzung der DSM-Flexibilität ist, desto höher fallen die Kosteneinsparungen jeweils aus. Die größtenteils gering angenommenen variablen DSM-Kosten schmälern diese Einsparungen nur minimal.

Auch durch die Nutzung der Stromspeicher können die Kosten wirksam reduziert werden. Durch die Einspeicherung von günstigem Grundlaststrom oder der Überproduktion aus Erneuerbaren Energien und dessen Ausspeicherung zu Spitzenlastzeiten kann teurer Spitzenlaststrom reduziert werden, was insbesondere zu einer Einsparung von Brennstoffkosten führt. Durch die zusätzliche Einsparung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2050 fallen die Kosten-Einsparungen dementsprechend höher aus. Mit zunehmender Flexibilität können jeweils größere Einsparungen erzielt werden. Demgegenüber kommt es durch die Einführung der Elektromobilität zu einem Anstieg der Gesamtkosten. Als Grund muss die zusätzliche konventionelle Erzeugung zur Ladung der Elektrofahrzeuge angeführt werden. In Summe überwiegen in den Jahren 2020 bis 2040 bei gleichzeitiger Umsetzung der Flexibilitäten die Kostensteigerungen durch Elektromobilität. Im Jahr 2050 kommt es hingegen zu einer Reduktion der Kosten.

## 5.4. Sinkende Stromnachfrage und nachfrageseitige Flexibilitäten

In den Szenarien I – III wurde eine konstante Stromnachfrage unterstellt. Für die Szenarien IV – VI wird angenommen, dass es zu deutlichen Effizienzverbesserungen kommt und dementsprechend die Stromnachfrage im Zeitverlauf sinkt.<sup>338</sup> Die Einführung der Elektromobilität führt somit nicht zu einer vollständigen Kompensation der effizienzbedingten Einsparungen.

---

<sup>338</sup> Für die Modellierung wird die gleiche Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und Must-run-Kraftwerken vorgegeben wie in den Szenarien I – III. Darüber hinaus steht der gleiche Kraftwerkspark zur Verfügung wie in den Szenarien I – III. Auf die Modellierung der Entwicklung des Kraftwerksparks bei hier betrachteter sinkender Stromnachfrage wird verzichtet. Dementsprechend steht ein überdimensionierter Kraftwerkspark zur Verfügung.

### Ausgleich von Angebot und Nachfrage

Für die Stromnachfrage wird eine Entwicklung gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung angenommen (vgl. Tabelle 4.5). Von 611,9 TWh im Jahr 2010 sinkt die Stromnachfrage bis zum Jahr 2050 auf nur noch 460,5 TWh. Für die nachfrageseitigen Flexibilitäten werden die drei in Abschnitt 5.3 bereits genutzten Entwicklungen angenommen. Es wird somit wieder eine geringe, mittlere und hohe Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten betrachtet.

<b>Überproduktion [TWh/a]</b>	2010	2020	2030	2040	2050
Referenz_KONST	0	0	2,09	11,14	18,88
Referenz_EK	0	0	4,46	22,82	39,79
<b>DSM+SP Szenario IV</b>	0	0	4,99	22,93	41,22
<b>DSM+SP+PKW Szenario IV</b>	0	0	5,28	25,75	44,51
<b>DSM+SP Szenario V</b>	0	0	5,38	22,95	42,65
<b>DSM+SP+PKW Szenario V</b>	0	0	5,69	31,66	48,99
<b>DSM+SP Szenario VI</b>	0	0	5,88	22,93	45,08
<b>DSM+SP+PKW Szenario VI</b>	0	0	6,63	37,40	64,52
<b>nicht integrierbare Arbeit [TWh/a]</b>					
Referenz_KONST	0	0	0,20	2,58	5,45
Referenz_EK	0	0	0,76	12,82	25,88
<b>DSM+SP Szenario IV</b>	0	0	0,51	11,45	23,40
<b>DSM+SP+PKW Szenario IV</b>	0	0	0,41	8,71	15,94
<b>DSM+SP Szenario V</b>	0	0	0,27	10,16	20,73
<b>DSM+SP+PKW Szenario V</b>	0	0	0,11	3,80	8,68
<b>DSM+SP Szenario VI</b>	0	0	0,01	8,74	17,48
<b>DSM+SP+PKW Szenario VI</b>	0	0	0	1,02	0,19
<b>Stromnachfrage [TWh/a]</b>					
Stromnachfrage_EK	611,9	552,6	521,9	491,2	460,5

**Tabelle 5.24.:** Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit bei sinkender Stromnachfrage in den Szenarien IV – VI [in TWh/a].  
Quelle: Modellergebnisse.

Tabelle 5.24 enthält die Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit bei einer im Zeitverlauf sinkenden Stromnachfrage. Für einen Vergleich sind neben den Werten des Referenzszenarios (Referenz\_KONST) zusätzlich Referenzwerte für die sinkende Stromnachfrage berechnet worden (Referenz\_EK).<sup>339</sup> Die

<sup>339</sup> Die Referenz\_EK-Werte ergeben sich aus dem Modell bei unterstellter sinkender Stromnachfrage und einer im Zeitverlauf fixen Speicherkapazität in Höhe der Speicherkapazität des Jahres 2010.

jahrzehntliche Entwicklung der Stromnachfrage ist ebenfalls in Tabelle 5.24 abgebildet.<sup>340</sup>

Im Vergleich zum Referenzszenario und den Szenarien mit konstanter Stromnachfrage fällt die Überproduktion bei sinkender Stromnachfrage bedeutend höher aus. Diese Tatsache ist der Annahme geschuldet, dass die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen in gleicher Höhe wie bei der konstanten Stromnachfrage in den Szenarien I – III vorliegt. Durch die in diesen Szenarien angenommene sinkende Stromnachfrage fällt die Residuallast dementsprechend häufiger und deutlicher negativ aus, sodass es insgesamt zu einer deutlich höheren Überproduktion kommt.<sup>341</sup> Im Referenzszenario Referenz\_EK fällt die Überproduktion in jedem Jahrzehnt mehr als doppelt so hoch aus wie im Szenario Referenz\_KONST. Ähnlich wie in den Szenarien I – III kommt es durch die Einführung von zusätzlicher nachfrageseitiger Flexibilität im Vergleich zu Referenz\_EK zu einer Erhöhung der Überproduktion. Bei hoher Umsetzung aller nachfrageseitigen Flexibilitäten (Szenario VI) beträgt die Überproduktion im Jahr 2050 ca. 64,52 TWh.

Im Vergleich zu den entsprechenden Szenarien I – III fällt die nicht integrierbare Arbeit jeweils höher aus. Betrachtet man jedoch die nicht integrierbare Arbeit im Vergleich zum Referenz\_EK-Fall, so kann die nicht integrierbare Arbeit in den Szenarien IV – VI deutlich reduziert werden. Anders als im Szenario III reicht die kombinierte Umsetzung aller Flexibilitäten in keinem Szenario aus, um die Überproduktion in allen Stützjahren vollständig zu integrieren. Selbst bei hoher Umsetzung (Szenario VI) verbleibt im Jahr 2040 bzw. 2050 ein Rest in Höhe von 1,02 TWh bzw. 0,19 TWh.

Die neben KWK fast ausschließlich regenerativ befriedigte Stromnachfrage erfordert einen erhöhten Einsatz der Stromspeicher, um den produzierten Strom zeitlich variabel auf die Nachfrage verteilen zu können. Tabelle 5.25 enthält beispielhaft die Speicherbilanz für die Szenarien IV – VI für das Jahr 2050.

---

<sup>340</sup> Die Stromnachfrage wird sowohl bei isolierter DSM-Integration, bei isolierter Speicherintegration als auch bei gleichzeitiger Umsetzung von DSM- und Speicherpotenzialen mit den angegebenen Werten angenommen. Die Einführung von Elektrofahrzeugen reduziert somit wie in Kapitel 5.3 die „konventionelle“ Stromnachfrage, sodass sich in Summe die in Tabelle 5.24 dargestellte Stromnachfrage ergibt. Etwaige Wirkungsgradverluste der Stromspeicher können die Nachfrage jedoch erhöhen.

<sup>341</sup> Die Annahme, dass die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen in gleicher Höhe wie bei der konstanten Stromnachfrage vorliegt, stellt eine starke Vereinfachung im Modell dar. In Realität würde es zu Anpassungen der Ausbaupläne für Erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke kommen, damit der Nachfrage ein ausreichend hohes Angebot gegenübersteht, ohne einer Überdimensionierung des Kraftwerksparks.

[TWh/a]	Referenz EK_2050	Szenario IV 2050	Szenario V 2050	Szenario VI 2050
Beladen	22,48	40,34	55,44	91,96
davon P2G	0	0,00	0,00	0,00
Entladen (ohne Verbrauch Pkw)	16,68	22,67	30,88	40,21
Nutzung Pkw	0	3,67	7,35	18,37
Wirkungsgradverluste	5,80	13,99	17,21	33,38

**Tabelle 5.25.:** Speicherbilanz der Szenarien IV – VI im Vergleich zu Referenz\_EK für das Jahr 2050 [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.

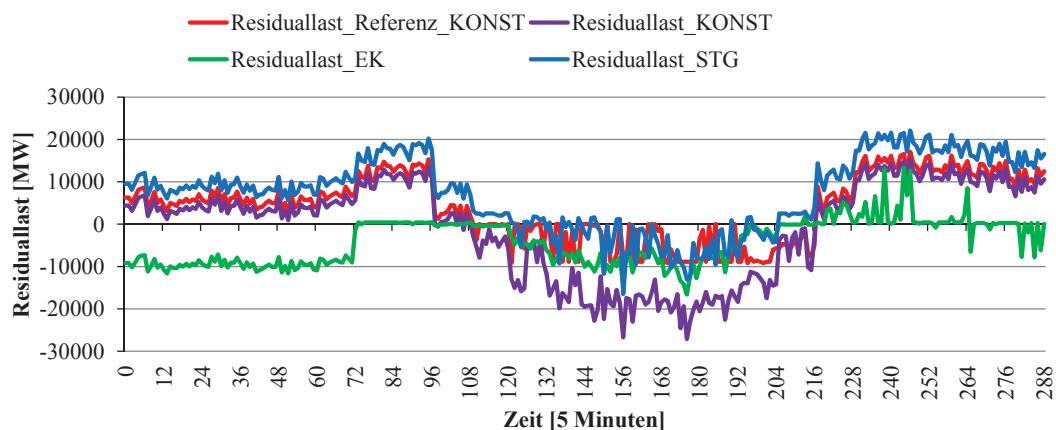
Mit zunehmender Umsetzung der Stromspeicher steht eine größere Speicherkapazität und -leistung zur Verfügung. Die Speicherbilanz in Tabelle 5.25 verdeutlicht, dass es mit zunehmender Speicherkapazität auch zu einer massiv zunehmenden Speichernutzung kommt. Die im Zeitverlauf sinkende Stromnachfrage führt zu einer stark erhöhten Überproduktion. Insbesondere die Erzeugung aus Photovoltaik fällt tagsüber an und muss zwischengespeichert und auf andere Zeitintervalle verlagert werden, damit es zu einer vollständigen Integration der Arbeit kommt. In Szenario IV werden im Jahr 2050 ca. 40,34 TWh Strom eingespeichert, wovon 22,67 TWh für die Befriedigung der Stromnachfrage wieder ausgespeichert werden. 3,67 TWh werden für die Umwandlung in den Elektrofahrzeugen verwendet und 13,99 TWh gehen als Wirkungsgradverluste verloren. Die Umwandlung in Gas erfolgt nur mit wenigen Hundert MWh. Bei hoher Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten steigt der Wert der eingespeicherten Energie auf über 90 TWh an, wovon 40,21 TWh für die Befriedigung der Stromnachfrage und 18,37 TWh für die Nutzung der Elektrofahrzeuge ausgespeichert werden.

[TWh/a]	2010	2020	2030	2040	2050
Lastverschiebung (pos. & neg.) <b>Szenario IV</b>	0	0,12	0,64	1,31	1,46
Lastverschiebung (pos. & neg.) <b>Szenario V</b>	0	0,20	1,27	1,98	2,86
Lastverschiebung (pos. & neg.) <b>Szenario VI</b>	0	0,38	2,52	3,86	5,31
Lastreduktion <b>Szenario IV</b>	0	0.002	0.005	0.001	0
Lastreduktion <b>Szenario V</b>	0	0.005	0.010	0.001	0
Lastreduktion <b>Szenario VI</b>	0	0.010	0.019	0	0

**Tabelle 5.26.:** Verschobene und reduzierte DSM-Arbeit bei sinkender Stromnachfrage und gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den Szenarien IV – VI [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.

Beim Einsatz der DSM-Potenziale kommt es im Vergleich zu den Stromspeichern zu einer ähnlichen Entwicklung. Tabelle 5.26 enthält die in den Szenarien IV – VI durchgeführten Lastverschiebungen und -reduktionen. Mit der

im Zeitverlauf zunehmenden modelltechnisch maximal verlagerbaren Arbeit nimmt die tatsächlich in Anspruch genommene DSM-Arbeit in den Szenarien IV bis VI jeweils zu. Die Werte sind nahezu identisch mit denen in den entsprechenden Szenarien bei konstanter Nachfrage. Im Jahr 2050 werden keine Lastreduktionen mehr vorgenommen. Der Rückgang der Lastreduktion kann durch die häufig negativ werdende Residuallast erklärt werden. Bereits im Jahr 2050 ergibt sich im Referenz\_EK-Fall eine Überproduktion in Höhe von 39,79 TWh. Eine Lastreduktion macht typischerweise nur Sinn, wenn die Residuallast in ausreichender Weise im positiven Bereich verläuft. Eine weitere Reduktion einer ohnehin schon deutlich negativen Residuallast erschwert den Ausgleich von Angebot und Nachfrage nur zusätzlich. Im Jahr 2050 kommen die Zeiten der positiven Residuallast zu selten vor, um das vom Jahr 2040 zum Jahr 2050 weiter gewachsene Lastreduktionspotenzial tatsächlich zu nutzen. Dementsprechend ist es sinnvoller, den Strom aus Überproduktion zu speichern und zeitvariabel zu nutzen.



**Abbildung 5.12.:** Vergleich der ungeglätteten Residuallasten für unterschiedliche Nachfrageverläufe für 24 Stunden im Jahr 2050. Quelle: Modellergebnisse.

Abbildung 5.12 verdeutlicht beispielhaft den Verlauf der ungeglätteten Residuallast für die ersten 24 Stunden im Jahr 2050. Die abgebildeten Residuallasten unterscheiden sich insbesondere durch den flexibel gestaltbaren Einsatz der Biogas- und KWK-Erzeugung. Je nach unterstellter Stromnachfrage kommen diese zu unterschiedlichen Zeiten zum Einsatz, um die im Modell vorgegebenen Mindestproduktionsstunden zu erreichen. Wie bereits in Abbildung 5.7 für die KONST-Szenarien dargestellt wurde, erfahren die sehr volatilen Residuallastverläufe durch den Einsatz der nachfrageseitigen Flexibilitäten eine Glättung. Die Residuallastkurve bei sinkender Stromnachfrage (Residuallast\_EK) verläuft in den abgebildeten 24 Stunden über lange Zeiträume im negativen Bereich. Insbesondere in den Morgen- und Abendstunden verläuft die Resi-

duallastkurve nicht im positiven Bereich, wie es bei den anderen abgebildeten Residuallastverläufen der Fall ist. Isoliert für die 24 Stunden betrachtet, ergibt sich ein geringerer Anreiz für die Nutzung von DSM-Maßnahmen und somit für Lastverschiebungen und -reduktionen.<sup>342</sup>

Angebotsseite [TWh/a]	Referenz	Referenz	Szenario	Differenz
	KONST_2050	EK_2050	IV 2050	EK_2050
BK	4,64	0,01	0,01	0
SK	6,35	0	0	0
KK	0	0	0	0
GAS	0,01	0	0	0
GUD	0,55	0	0	0
OEL	0	0	0	0
WKon	80,61	80,61	80,61	0
WKoff	194,93	194,93	194,93	0
PV	97,83	97,83	97,83	0
BIO	56,62	56,62	56,61	-0,01
HY	26,01	4,64	4,13	-0,51
Geo	28,89	4,72	4,10	-0,62
KWK_kon	45,01	45,01	45,01	0
IMP_EE	75,26	8,00	7,39	-0,61
Summe	616,71	492,37	490,62	-1,75
<b>Nachfrageseite [TWh/a]</b>				
Nachfrage	606,99	460,49	456,82	
Nutzung Pkw	0	0	3,67	
P2G-Aufnahme	0	0	0,00	
SP-Verluste	4,05	5,80	13,99	
nicht integrierbar	5,45	25,88	15,94	
Summe	616,50	492,17	490,43	

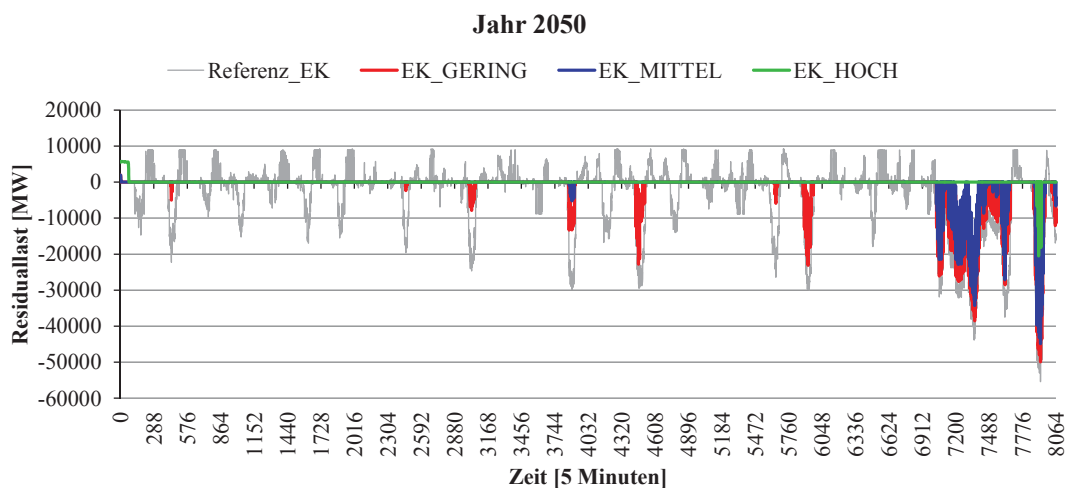
**Tabelle 5.27.:** Stromproduktion Referenz\_EK und und bei sinkender Stromnachfrage mit geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten für das Jahr 2050 [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.

Tabelle 5.27 verdeutlicht die Änderungen auf der Angebots- und Nachfrageseite für das Szenario IV im Vergleich zu den Referenzwerten Referenz\_KONST und Referenz\_EK für das Jahr 2050. Der Nachfragerückgang in den Szenarien IV – VI sorgt im Vergleich zum Referenzszenario mit konstanter Stromnachfrage (Referenz\_KONST) für eine stark veränderte Stromproduktion auf der Angebotsseite. Die konventionelle Stromerzeugung beschränkt sich in den EK-Szenarien fast ausschließlich auf die KWK-Erzeugung. Im Referenzszenario mit sinkender Stromnachfrage (Referenz\_EK) beträgt die Stromproduktion im Jahr 2050 nur 492,37 TWh, was einem Rückgang gegenüber Referenz\_KONST

<sup>342</sup> Je nach Tag und damit je nach Wind- und Sonnenprofil ergeben sich unterschiedliche Verläufe der Residuallasten. Diese verlaufen nicht immer vollständig im negativen Bereich. Dementsprechend findet die Lastverschiebung in ähnlichen Dimensionen statt wie in den Szenarien I – III.

von über 20 % entspricht. Im Szenario Referenz\_EK ist die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen so groß, dass die Nachfrage in Höhe von 460,5 TWh nahezu komplett mit dieser Erzeugung befriedigt werden kann. Vielmehr können 25,88 TWh nicht integriert werden.

Die Stromproduktion kann in Szenario IV gegenüber Szenario Referenz\_EK um 1,75 TWh reduziert werden. Die Stromnachfrage teilt sich in 456,82 TWh „konventionelle“ Nachfrage und 3,67 TWh für die Nutzung der Elektrofahrzeuge auf. Die nicht integrierbare Arbeit bei Referenz\_EK kann durch die Nutzung der zusätzlichen Flexibilitäten auf 15,94 TWh reduziert werden. Der Großteil geht dabei durch Wirkungsgradverluste verloren. Die nachfrageseitigen Flexibilitäten können die Last so anpassen, dass die vorhandene Produktion aus Wind und Photovoltaik besser abgenommen werden kann und die teilweise zusätzlich benötigte Produktion aus Wasser, Geothermie und Importen dementsprechend reduziert werden kann.



**Abbildung 5.13.:** *Residuallastverläufe für unterschiedlich hohe Umsetzungen der nachfrageseitigen Flexibilitäten bei sinkender Stromnachfrage [in MW]. Quelle: Modellerggebnisse.*

Im Vergleich zu den Szenarien mit konstanter Stromnachfrage unterscheidet sich der Verlauf der geglätteten Residuallasten deutlich. Trotz der nachfrageseitigen Flexibilitäten verbleibt in der Winterwoche eine in Abbildung 5.13 deutlich erkennbare Überproduktion, die nicht integriert werden kann.<sup>343</sup> Bei geringer und mittlerer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten kommt es auch in den übrigen Wochen zu nicht integrierbarer Arbeit. Die Residuallastkurve verläuft ansonsten nahezu konstant auf der Abszisse. Tabelle 5.27 hat

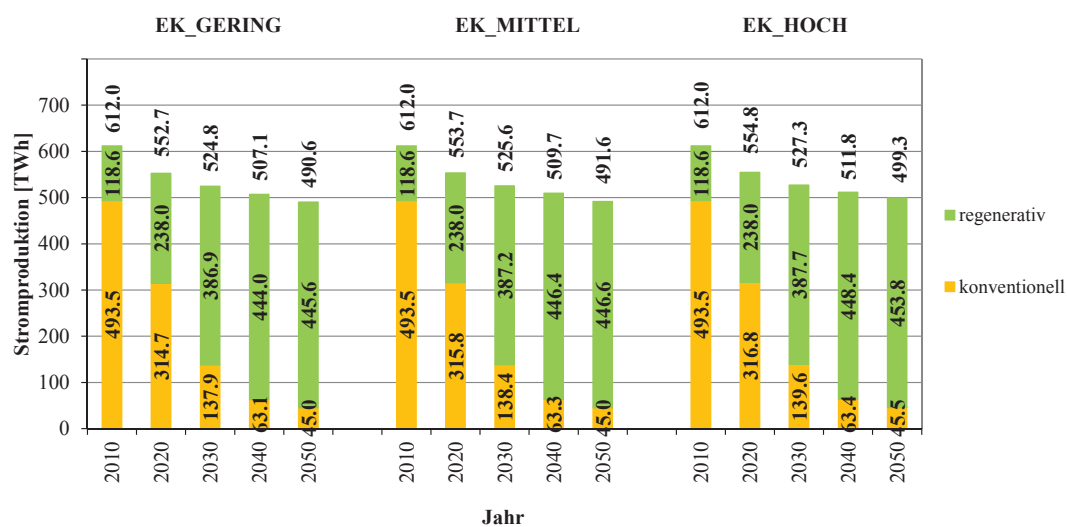
<sup>343</sup> Für eine Darstellung der Wirkungen in allen Stützjahren, vgl. Anhang C.2.



für das Szenario IV verdeutlicht, dass die konventionelle Erzeugung im Jahr 2050 nahezu nicht benötigt wird, um die Stromnachfrage zu befriedigen.

### Ökonomische Implikationen

Abbildung 5.14 verdeutlicht die Zusammensetzung der Stromerzeugung für die EK-Szenarien in den einzelnen Stützjahren. In Szenario IV sinkt die Stromproduktion im Vergleich zum Referenzszenario Referenz\_EK in jedem Stützjahr.<sup>344</sup> Tabelle 5.27 hat für das Jahr 2050 verdeutlicht, dass diese Reduktion durch eine Reduktion der regenerativen Erzeugung aus Wasserkraft, Geothermie sowie geringeren Importen begründet ist. Darüber hinaus kommt es in den Jahren 2020, 2030 und 2040 auch zu einer Reduktion der konventionellen Erzeugung. Im Gegensatz dazu kommt es mit Ausnahme des Jahres 2050 in Szenario V insgesamt zu einer erhöhten Stromproduktion. Die zusätzliche Stromerzeugung ergibt sich sowohl aus einer erhöhten regenerativen Erzeugung als auch aus einer erhöhten konventionellen Erzeugung. Bei hoher Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in Szenario VI kommt es in jedem Jahr zu einem Anstieg der Stromproduktion. Um die zusätzliche Nachfrage der Elektrofahrzeuge in der Nacht befriedigen zu können, steigt insbesondere im Jahr 2020 und 2030 die konventionelle Erzeugung um über 1 TWh an. Demgegenüber steigt in den Jahren 2040 und 2050 insbesondere die regenerative Erzeugung um 4,5 TWh bzw. 6,4 TWh an. Wie Abbildung 5.15 verdeutlicht, resultiert dieser Anstieg aus einer stark erhöhten Produktion aus Wasser und Geothermie. Im Vergleich zu den entsprechenden KONST-Szenarien fällt die Stromproduktion insgesamt deutlich geringer aus.



**Abbildung 5.14.:** Stromproduktion in den EK-Szenarien [in TWh]. Quelle: Modellergebnisse.

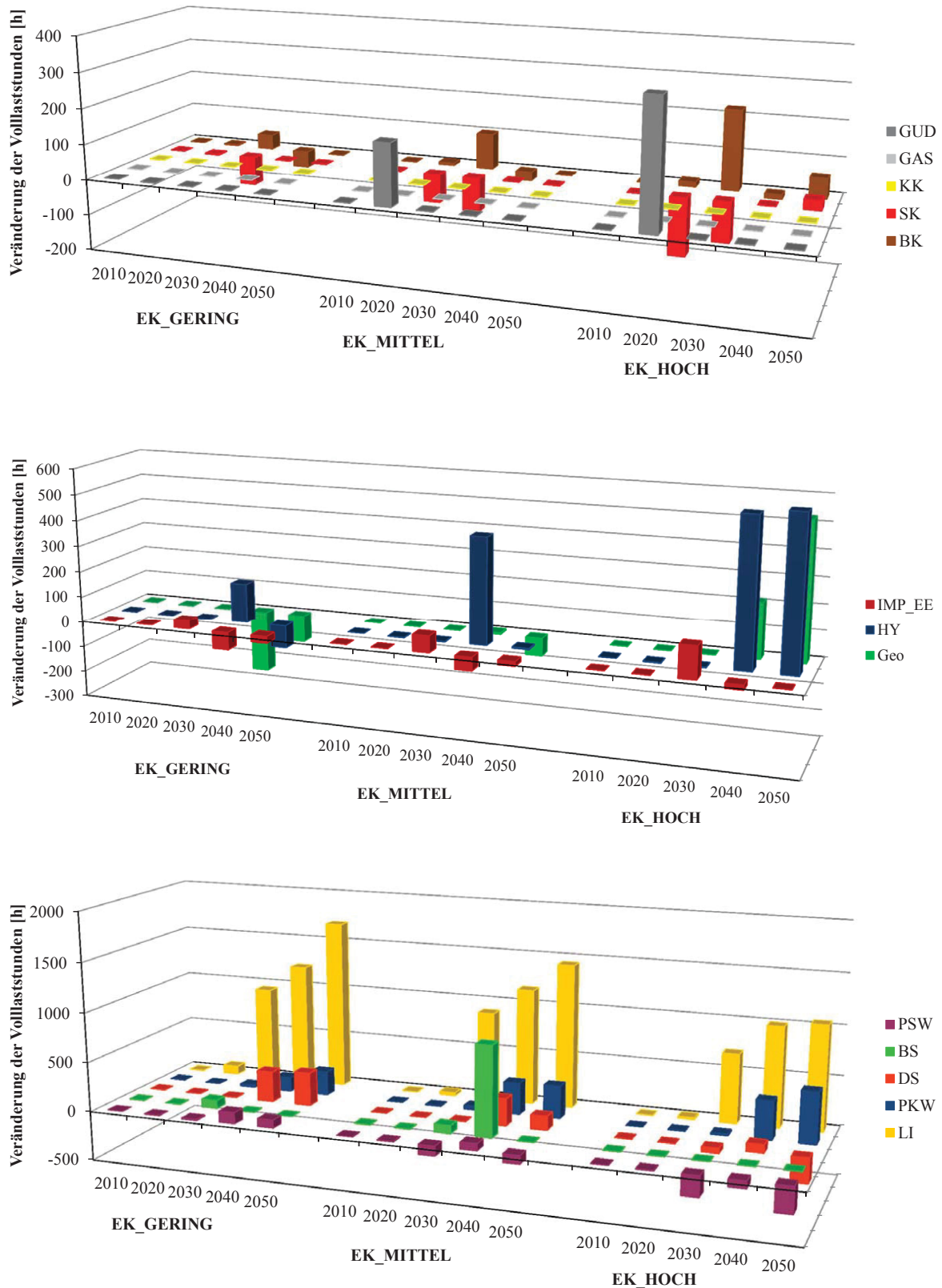
<sup>344</sup> Für die entsprechenden Werte der Stromproduktion im Referenz\_EK-Szenario, vgl. Abbildung C.2.

Entsprechend der oben dargestellten Entwicklungen kommt es auch bei den Kosten zu einer veränderten Zusammensetzung. Die im Zeitverlauf stark sinkende konventionelle Erzeugung führt zu sinkenden Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten. Die im Jahr 2050 verbleibenden Brennstoffkosten fallen durch die Produktion in Biogas- und KWK-Anlagen an, die CO<sub>2</sub>-Kosten entstehen durch die Emissionen der KWK-Anlagen. Durch die sinkende Stromnachfrage kommt es zu einer erhöhten Speicheraktivität, welche die Speicherkosten im Zeitverlauf ansteigen lässt. Im Szenario IV betragen die variablen Speicherkosten im Jahr 2050 schließlich 48 Mio. €. Die Speicherkosten sind damit um ein Drittel höher als in Szenario I. Durch die starke Überproduktion ist eine große Menge Strom im Markt, welche von den Stromspeichern zwingend aufgenommen werden muss. Auch die im Vergleich teureren Speichertechnologien kommen vermehrt zum Einsatz, um den Strom abzunehmen. Mit zunehmender nachfrageseitiger Flexibilität kommt es zu einem Anstieg der Gesamtkosten. So sind die anfallenden Gesamtkosten in Szenario VI jeweils am höchsten.

<b>Szenario IV [Mrd. €]</b>	2010	2020	2030	2040	2050
Brennstoffkosten	16,468	14,719	11,975	10,033	8,575
CO <sub>2</sub> -Kosten	4,530	4,948	4,671	2,427	2,223
Betriebskosten	0,007	0,009	0,010	0,012	0,013
Startkosten	0,007	0,004	0,003	0,002	0,003
Speicherkosten	0,000	0,000	0,010	0,028	0,048
DSM-Kosten	0	0,000	0,002	0,007	0,008
<b>Szenario IV</b>	21,012	19,681	16,670	12,508	10,869
<b>[Mrd. €]</b>					
Gesamtkosten <b>Szenario V</b>	21,012	19,766	16,692	12,535	10,894
Gesamtkosten <b>Szenario VI</b>	21,012	19,851	16,742	12,559	10,968

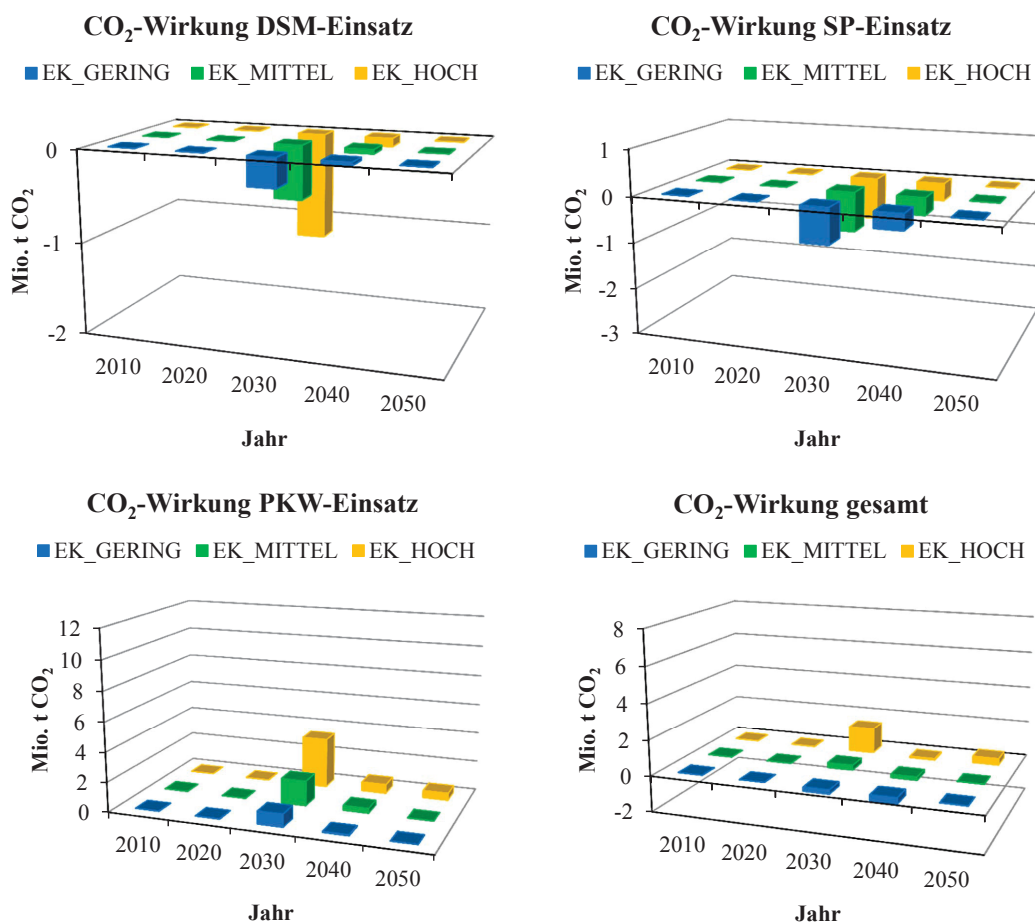
**Tabelle 5.28.:** Kosten bei sinkender Stromnachfrage in den Szenarien IV – VI. Quelle: Modellergebnisse.

Abbildung 5.15 verdeutlicht die Netto-Wirkungen der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Volllaststunden in den EK-Szenarien für die unterschiedlichen Kraftwerks- und Speichertechnologien. Im Vergleich zu den KONST-Szenarien in Abbildung 5.9 können deutliche Unterschiede in der Auslastung der Kraftwerke identifiziert werden. Bei den konventionellen Kraftwerken kommt es nur vereinzelt zu einem Anstieg der durchschnittlichen Einsatzdauern im Vergleich zum Referenzszenario Referenz\_EK. Insbesondere die Steinkohleproduktion wird reduziert und in den Jahren 2020 und 2030 entweder durch GuD oder durch Braunkohle substituiert. Die Substitution durch die eigentlich teurere GuD-Erzeugung resultiert aus der notwendigen Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Restriktion. Der Anstieg der regenerativen Erzeugung in den Szenarien V und VI resultiert aus zusätzlicher Produktion aus Wasser und Geothermie. Auch hier



**Abbildung 5.15.:** Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Volllaststunden in den EK-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario Referenz\_EK. Quelle: Modellergebnisse.

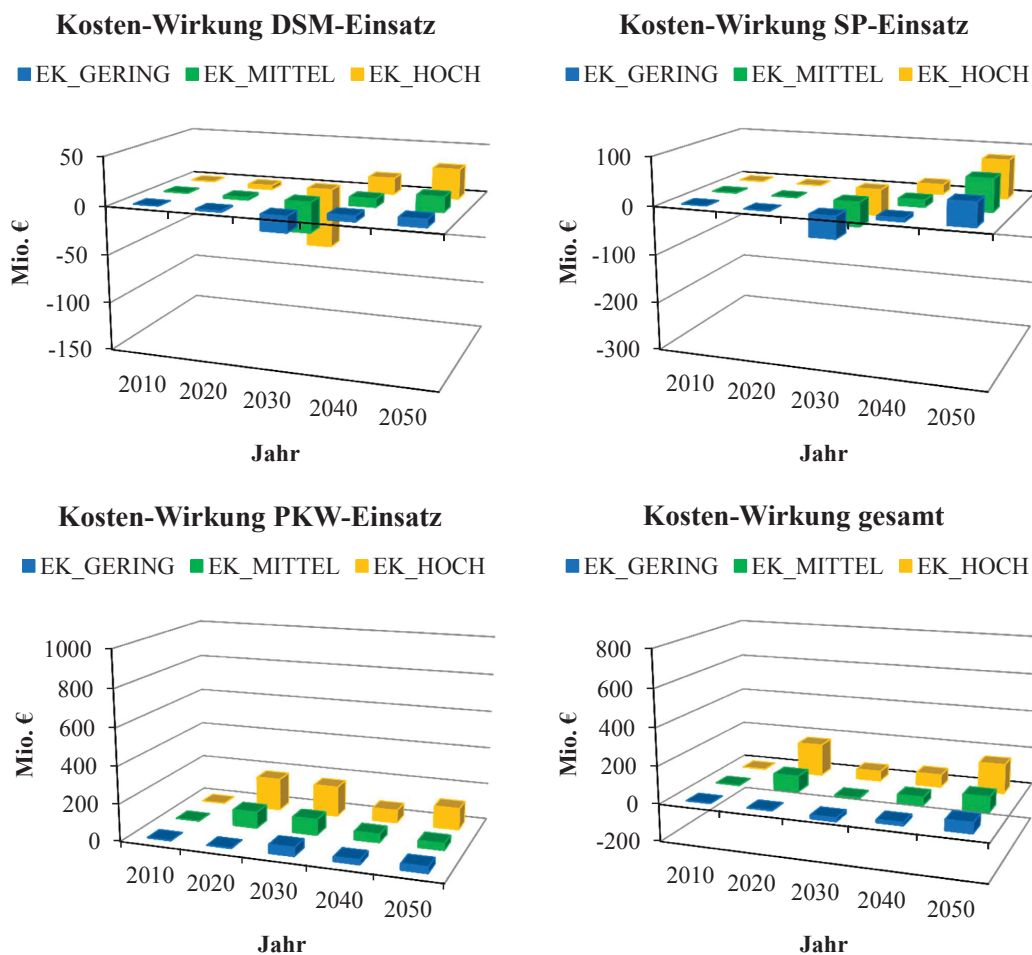
ist als Grund für den Produktionsanstieg die hohe Nachfrage der Elektrofahrzeuge anzuführen. Die erhöhte Nachfrage in den Nachtstunden kann durch die flexiblen Wasserkraftwerke bedient werden, welche im Referenzszenario aufgrund des Überangebots an Strom noch nicht im Einsatz sind. Demgegenüber muss im Jahr 2030 jeweils Strom kostengünstig importiert werden, da Wasserkraft und Geothermie in den entsprechenden Situationen bereits maximal zum Einsatz kommen. Die im Zeitverlauf zunehmende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien verursacht eine erhöhte Zwischenspeicherung (vgl. Tabelle 5.25). Dementsprechend erhöhen sich die Volllaststunden der flexiblen Stromspeicher in den einzelnen Szenarien von Jahrzehnt zu Jahrzehnt. Die Einsatzzeiten der Pumpspeicherkraftwerke bleiben unverändert hoch. Mit zunehmender Umsetzung steigt die Speicherkapazität im Markt an, was zu einer sinkenden Anzahl an Volllaststunden führt. Im Vergleich zu den KONST\_Szenarien sind die Einsatzdauern jedoch auf einem höheren Niveau.



**Abbildung 5.16.:** Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den EK-Szenarien. Quelle: Modellergebnisse.

Abbildung 5.16 verdeutlicht die Netto-Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario Refe-

renz\_EK für die EK-Szenarien. Bedingt durch die im Zeitverlauf sinkende konventionelle Erzeugung fallen auch die Einsparungen an CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Umsetzung von DSM und Stromspeichern gering aus. In den Jahren 2010 und 2020 wird die CO<sub>2</sub>-Obergrenze jeweils voll in Anspruch genommen. Im Jahr 2030 ergibt sich jeweils eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von unter 1 Mio. t CO<sub>2</sub>. Der Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Integration der Elektrofahrzeuge fällt im Vergleich zu den KONST\_Szenarien deutlich geringer aus. Lediglich im Jahr 2030 kann für die einzelnen Umsetzungen ein nennenswerter Anstieg erkannt werden. Dieser Anstieg geht einher mit den steigenden Einsatzdauern der Braunkohle-Kraftwerke im Jahr 2030 (vgl. Abbildung 5.15). In den Jahren 2030 und 2040 kann jeweils eine erhöhte Einspeisung aus Wasser und Geothermie zur Deckung der Nachfrage der Elektrofahrzeuge beitragen. Bei gleichzeitiger Umsetzung aller Flexibilitäten kommt es lediglich im Jahr 2030 aus den genannten Gründen zu einem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen.



**Abbildung 5.17.:** Kosten-Nutzen-Analyse der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den EK-Szenarien. Quelle: Modellergebnisse.

Durch die nur geringe Inanspruchnahme der konventionellen Erzeugung in den EK-Szenarien führt der Einsatz der DSM-Flexibilität zu geringen Einsparungen. Vielmehr kommt es durch die variablen Kosten der einzelnen nachfrageseitigen Flexibilitäten als Netto-Effekt zu steigenden Kosten. So kann durch den Einsatz der DSM-Flexibilität in den Jahren 2040 und 2050 eine verbesserte Integration der Überproduktion ermöglicht werden, was jedoch variable Kosten der DSM-Nutzung verursacht. Bei der sinkenden Stromnachfrage in den EK-Szenarien fällt durch die Nutzung der DSM-Flexibilität insbesondere keine starke Reduktion von konventioneller Erzeugung an, wodurch Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten gespart werden könnten. Auch die Speichernutzung führt so in den Jahren 2030 und 2040 zu steigenden Kosten, da der günstige zwischengespeicherte Strom keine konventionelle Erzeugung ersetzt und dementsprechend die variablen Kosten der Speichernutzung höher sind als die generierten Ersparnisse. Die jeweils leicht erhöhte konventionelle Erzeugung zur Deckung der Nachfrage der Elektrofahrzeuge lässt die Kosten leicht ansteigen. Der Großteil der Stromnachfrage der Elektrofahrzeuge kann jedoch durch nicht voll ausgelastete regenerative Kraftwerke befriedigt werden, weshalb der Kostenanstieg im Vergleich zu den KONST-Szenarien deutlich niedriger ist. Bei gleichzeitiger Umsetzung aller nachfrageseitigen Flexibilitäten stellen sich im Vergleich zum Szenario Referenz\_EK insgesamt steigende Kosten ein.

## 5.5. Steigende Stromnachfrage und nachfrageseitige Flexibilitäten

### Ausgleich von Angebot und Nachfrage

Im Gegensatz zum vorhergehenden Abschnitt wird im Folgenden eine im Zeitverlauf steigende Stromnachfrage angenommen. Die Stromnachfrage steigt entsprechend der in Tabelle 4.5 dargestellten Weise jahrzehntlich um zwei Prozent. Von 611,9 TWh im Jahr 2010 steigt die Stromnachfrage somit bis zum Jahr 2050 auf 662,3 TWh an. Für die nachfrageseitigen Flexibilitäten werden die drei in Abschnitt 5.3 genutzten Entwicklungen angenommen.

Tabelle 5.29 enthält die Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit bei einer im Zeitverlauf steigenden Stromnachfrage. Für einen Vergleich sind neben den Werten des Referenzszenarios (Referenz\_KONST) zusätzlich Referenzwerte für die steigende Stromnachfrage berechnet worden (Referenz\_STG).<sup>345</sup>

<sup>345</sup> Die Referenz\_STG-Werte ergeben sich aus dem Modell bei unterstellter steigender Stromnachfrage und einer im Zeitverlauf fixen Speicherkapazität in Höhe der Speicherkapazität des Jahres 2010.

<b>Überproduktion [TWh/a]</b>	2010	2020	2030	2040	2050
Referenz_KONST	0	0	2,09	11,14	18,88
Referenz_STG	0	0	1,63	6,28	12,21
<b>DSM+SP Szenario VII</b>	0	0	2,17	7,87	16,42
<b>DSM+SP+PKW Szenario VII</b>	0	0	2,35	7,81	19,61
<b>DSM+SP Szenario VIII</b>	0	0	2,66	8,62	17,70
<b>DSM+SP+PKW Szenario VIII</b>	0	0	3,02	9,67	23,83
<b>DSM+SP Szenario IX</b>	0	0	3,23	9,40	20,01
<b>DSM+SP+PKW Szenario IX</b>	0	0	3,92	12,63	31,44
<b>nicht integrierbare Arbeit [TWh/a]</b>					
Referenz_KONST	0	0	0,20	2,58	5,45
Referenz_STG	0	0	0,07	1,26	2,42
<b>DSM+SP Szenario VII</b>	0	0	0,01	0,77	1,50
<b>DSM+SP+PKW Szenario VII</b>	0	0	0	0,57	0,75
<b>DSM+SP Szenario VIII</b>	0	0	0	0,52	0,79
<b>DSM+SP+PKW Szenario VIII</b>	0	0	0	0,06	0,05
<b>DSM+SP Szenario IX</b>	0	0	0	0,02	0,09
<b>DSM+SP+PKW Szenario IX</b>	0	0	0	0	0
<b>Stromnachfrage [TWh/a]</b>					
Stromnachfrage_STG	611,9	624,1	636,6	649,4	662,3

**Tabelle 5.29.:** Überproduktion und nicht integrierbare Arbeit bei steigender Stromnachfrage in den Szenarien VII – IX [in TWh/a].  
Quelle: Modellergebnisse.

Die Stromnachfrage ist ebenfalls in Tabelle 5.29 abgebildet.<sup>346</sup> Im Vergleich zu den Szenarien IV – VI fällt die Überproduktion bei steigender Stromnachfrage in jedem Jahrzehnt deutlich geringer aus. Der im Zeitverlauf steigenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien steht eine steigende Stromnachfrage gegenüber. Die Residuallast nimmt dementsprechend seltener negative Werte an. Auch im Vergleich zur konstanten Stromnachfrage in den Szenarien I – III sind die Werte der Überproduktion kleiner. Der Strom kann durch die hohe Stromnachfrage in den einzelnen Zeitintervallen direkt abgenommen werden, sodass das Angebot seltener die Nachfrage übersteigt. Die steigende Stromnachfrage hat zur Folge, dass bereits die hohe Umsetzung von DSM und Speichern fast ausreicht, um die Überproduktion vollständig zu integrieren. Es verbleibt lediglich ein Rest in Höhe von 0,02 TWh bzw. 0,09 TWh, der nicht integrierbar ist und somit in das Ausland exportiert werden muss.

<sup>346</sup> Die Stromnachfrage wird sowohl bei isolierter DSM-Integration, bei isolierter Speicher-Integration als auch bei gleichzeitiger Umsetzung von DSM- und Speicherpotenzialen mit den angegebenen Werten angenommen. Die Einführung von Elektrofahrzeugen reduziert somit wie in Kapitel 5.3 die „konventionelle“ Stromnachfrage, sodass sich in Summe die in Tabelle 5.29 dargestellte Stromnachfrage ergibt.

[TWh/a]	Referenz STG_2050	Szenario VII 2050	Szenario VIII 2050	Szenario IX 2050
Beladen	11,74	25,74	30,90	44,52
davon P2G	0	0,00	0,00	0
Entladen (ohne Verbrauch Pkw)	8,75	15,25	16,19	15,29
Nutzung Pkw	0	3,67	7,35	18,37
Wirkungsgradverluste	2,99	6,81	7,37	10,86

**Tabelle 5.30.:** Speicherbilanz der Szenarien VII – IX im Vergleich zu Referenz\_STG für das Jahr 2050 [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.

Tabelle 5.30 enthält die Speicherbilanz für die Szenarien VII – IX für das Jahr 2050, Tabelle 5.31 enthält die entsprechende DSM-Bilanz. Im Vergleich zu den Szenarien IV – VI wird deutlich weniger Strom zwischengespeichert. Auch im Vergleich zu den Szenarien I – III wird weniger Strom eingespeichert. Die niedrige Überproduktion der Szenarien VII – IX zeigt, dass weniger Strom im Markt ist, der zwingend abgenommen werden muss. Vielmehr wird die Produktion direkt für die Befriedigung der Nachfrage verwendet. Mit der im Zeitverlauf zunehmenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien nimmt auch die Speichernutzung zu. Im Vergleich zu den vorhergehenden Szenarien ist die DSM-Aktivität gleichbleibend.

[TWh/a]	2010	2020	2030	2040	2050
Lastverschiebung (pos. & neg.) <b>Szenario VII</b>	0	0,22	0,57	1,38	1,41
Lastverschiebung (pos. & neg.) <b>Szenario VIII</b>	0	0,52	1,11	2,00	2,83
Lastverschiebung (pos. & neg.) <b>Szenario IX</b>	0	0,81	2,00	3,94	5,58
Lastreduktion <b>Szenario VII</b>	0	0,00	0,01	0,01	0,01
Lastreduktion <b>Szenario VIII</b>	0	0,01	0,01	0,01	0,02
Lastreduktion <b>Szenario IX</b>	0	0,01	0,02	0,03	0,03

**Tabelle 5.31.:** Verschobene und reduzierte DSM-Arbeit bei steigender Stromnachfrage und gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den Szenarien VII – IX [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.

Tabelle 5.32 verdeutlicht die Änderungen auf der Angebotsseite für das Szenario VII im Vergleich zu den Referenzwerten Referenz\_KONST und Referenz\_STG für das Jahr 2050. Im Vergleich zu den vorherigen Szenarien ergibt sich eine grundlegend andere Anpassung auf der Angebotsseite. Bereits im Referenzszenario Referenz\_STG kommt Geothermie zu einer hohen Erzeugung, sodass eine weitere Steigerung durch die Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten nicht möglich ist. Stattdessen kommt es zu einer Substitution der teuren konventionellen Erzeugung aus Steinkohle (-3,90 TWh) und GuD (-2,10 TWh) durch Braunkohle (+6,90 TWh). Zusätzlich können 1,25 TWh

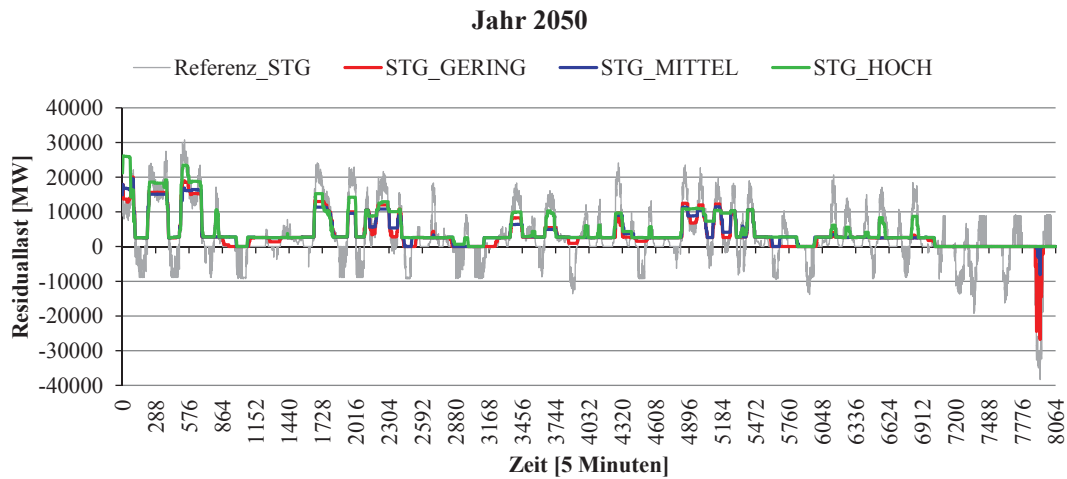


Angebotsseite [TWh/a]	Referenz	Referenz	Szenario	Differenz
	KONST_2050	STG_2050	VII 2050	STG_2050
BK	4,64	11,52	18,42	6,90
SK	6,35	16,65	12,74	-3,90
KK	0	0	0	0
GAS	0,01	0,01	0	0
GUD	0,55	5,76	3,66	-2,10
OEL	0	0	0	0
WKon	80,61	80,61	80,61	0
WKoff	194,93	194,93	194,93	0
PV	97,83	97,83	97,83	0
BIO	56,62	56,62	56,61	-0,01
HY	26,01	26,01	26,00	-0,01
Geo	28,89	37,11	37,11	0
KWK_kon	45,01	45,01	45,01	0
IMP_EE	75,26	95,91	97,16	1,25
Summe	616,71	667,96	670,08	2,12
Nachfrageseite [TWh/a]				
Nachfrage	606,99	662,33	658,66	
Nutzung Pkw	0	0	3,67	
P2G-Aufnahme	0	0	0,00	
SP-Verluste	4,05	2,99	6,81	
nicht integrierbar	5,45	2,42	0,75	
Summe	616,50	667,75	669,89	

**Tabelle 5.32.:** *Stromproduktion Referenz\_STG und bei steigender Stromnachfrage mit geringer gleichzeitiger Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten für das Jahr 2050 [in TWh/a]. Quelle: Modellergebnisse.*

Strom aus regenerativen Quellen importiert werden, sodass sich die Stromproduktion insgesamt um 2,12 TWh erhöht. Der Anstieg der Produktion in Szenario VII im Vergleich zum Referenz\_STG-Fall ist wieder durch die Wirkungsgradverluste sowie die Nutzung des Stroms zum Laden der Elektrofahrzeuge zu erklären.

Abbildung 5.18 verdeutlicht die Residuallastverläufe bei steigender Stromnachfrage im Jahr 2050. Im Vergleich zu den Szenarien mit konstanter Stromnachfrage verläuft die Residuallast jeweils auf einem höheren Niveau. Daraus resultiert der oben genannte erhöhte Einsatz der konventionellen Kraftwerke. Tabelle 5.29 hat gezeigt, dass lediglich in Szenario IX die Arbeit vollständig integriert werden kann. Wie in Abbildung 5.18 zu erkennen ist, fällt die nicht integrierbare Arbeit im Jahr 2050 in Szenario VII und VIII jeweils in der Winterwoche an. Im Unterschied zu den KONST-Szenarien fällt auf, dass die Residuallast bei hoher Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten zu Zeiten der Nachfragespitzen häufig überhalb der Residuallast bei geringer und mittlerer Umsetzung liegt. Trotz einer erhöhten nachfrageseitigen Flexibilität kann die Spitzenlast

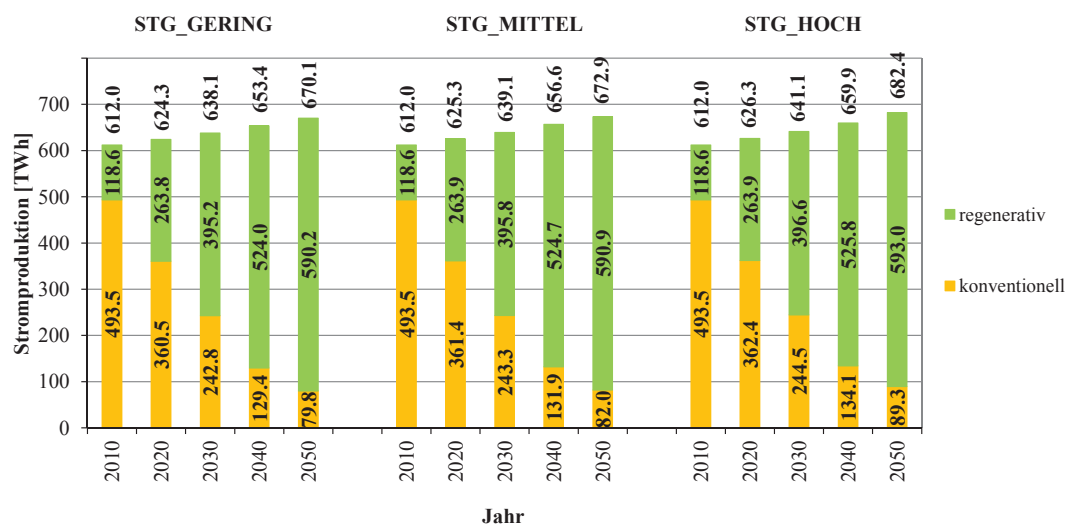


**Abbildung 5.18.:** Residuallastverläufe für unterschiedlich hohe Umsetzungen der nachfrageseitigen Flexibilitäten bei steigender Stromnachfrage [in MW]. Quelle: Modellergebnisse.

somit nur in einem geringeren Umfang reduziert werden. Der Grund für dieses Verhalten ist die erhöhte Stromnachfrage der Elektromobilität in den Nachtstunden. Durch das Aufladen der Elektrofahrzeuge erhöht sich in den besagten Zeiträumen die Stromnachfrage, was eine erhöhte Produktion mit konventioneller Erzeugung impliziert.

### Ökonomische Implikationen

Abbildung 5.19 verdeutlicht die Zusammensetzung der Stromproduktion für die STG-Szenarien in den einzelnen Stützjahren.



**Abbildung 5.19.:** Stromproduktion in den STG-Szenarien [in TWh]. Quelle: Modellergebnisse.

Im Vergleich zu den vorhergehenden Szenarien kommt es durch die im Zeitverlauf steigende Stromnachfrage zu einer deutlich höheren Stromproduktion.

Im Vergleich zum Referenz\_STG-Szenario kommt es durch die Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in jedem Szenario in jedem Stützjahr zu einem Anstieg der Stromproduktion.<sup>347</sup> Tabelle 5.32 hat beispielhaft verdeutlicht, dass dieser Anstieg sowohl in einem Anstieg der regenerativen Erzeugung als auch in einem Anstieg der konventionellen Erzeugung begründet ist. Mit zunehmender Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten kommt es insbesondere in den Jahren 2040 und 2050 zu einer sehr hohen zusätzlichen konventionellen Erzeugung von mehreren TWh. Auch die regenerative Erzeugung steigt in diesen Jahren um mehrere TWh an. Die Anstiege in der Produktion lassen sich in Abbildung 5.20 anhand der Netto-Wirkung für die durchschnittlichen Einsatzdauern der einzelnen Kraftwerkstechnologien nachvollziehen.

<b>Szenario VII [Mrd. €]</b>	2010	2020	2030	2040	2050
Brennstoffkosten	16,468	21,802	17,571	11,012	9,254
CO <sub>2</sub> -Kosten	4,530	4,948	6,713	5,443	4,197
Betriebskosten	0,007	0,009	0,010	0,012	0,013
Startkosten	0,007	0,006	0,007	0,006	0,004
Speicherkosten	0,000	0,000	0,002	0,011	0,026
DSM-Kosten	0	0,000	0,002	0,004	0,004
<b>Gesamtkosten Szenario VII</b>	<b>21,012</b>	<b>26,766</b>	<b>24,306</b>	<b>16,488</b>	<b>13,498</b>
<b>[Mrd. €]</b>					
<b>Gesamtkosten Szenario VIII</b>	<b>21,012</b>	<b>26,890</b>	<b>24,351</b>	<b>16,664</b>	<b>13,645</b>
<b>Gesamtkosten Szenario IX</b>	<b>21,012</b>	<b>27,014</b>	<b>24,478</b>	<b>16,816</b>	<b>14,267</b>

**Tabelle 5.33.:** *Kosten bei steigender Stromnachfrage in den Szenarien VII – IX. Quelle: Modellergebnisse.*

Durch die im Zeitverlauf steigende Stromnachfrage wird eine im Vergleich erhöhte konventionelle Stromproduktion erforderlich (vgl. Tabelle 5.32). Durch den Anstieg der konventionellen Erzeugung fallen im Vergleich zu den übrigen Szenarien höhere Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten an. Für das Jahr 2050 betragen die Brennstoffkosten in Szenario VII 9,25 Mrd. €, was einem Anstieg um ca. 680 Mio. € gegenüber Szenario IV und um ca. 513 Mio. € gegenüber Szenario I entspricht. Die erhöhte konventionelle Erzeugung verursacht hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche zusammen mit den im Zeitverlauf steigenden Preisen für CO<sub>2</sub>-Zertifikate zu hohen CO<sub>2</sub>-Kosten führen. Die Speicherkosten fallen mit 26 Mio. € gering aus, da die Speicheraktivität nicht in dem Maße gegeben ist, wie es in Szenario I und IV der Fall ist. Insgesamt fallen in den einzelnen Jahrzehnten deutlich höhere Gesamtkosten als in den vorhergehenden Szenarien an. Wie bereits in den EK-Szenarien zu beobachten war, steigen auch in den STG-Szenarien mit zunehmender Umsetzung der nachfrageseitigen Flexi-

<sup>347</sup> Für die entsprechenden Werte der Stromproduktion im Referenz\_STG-Szenario, vgl. Abbildung C.2.

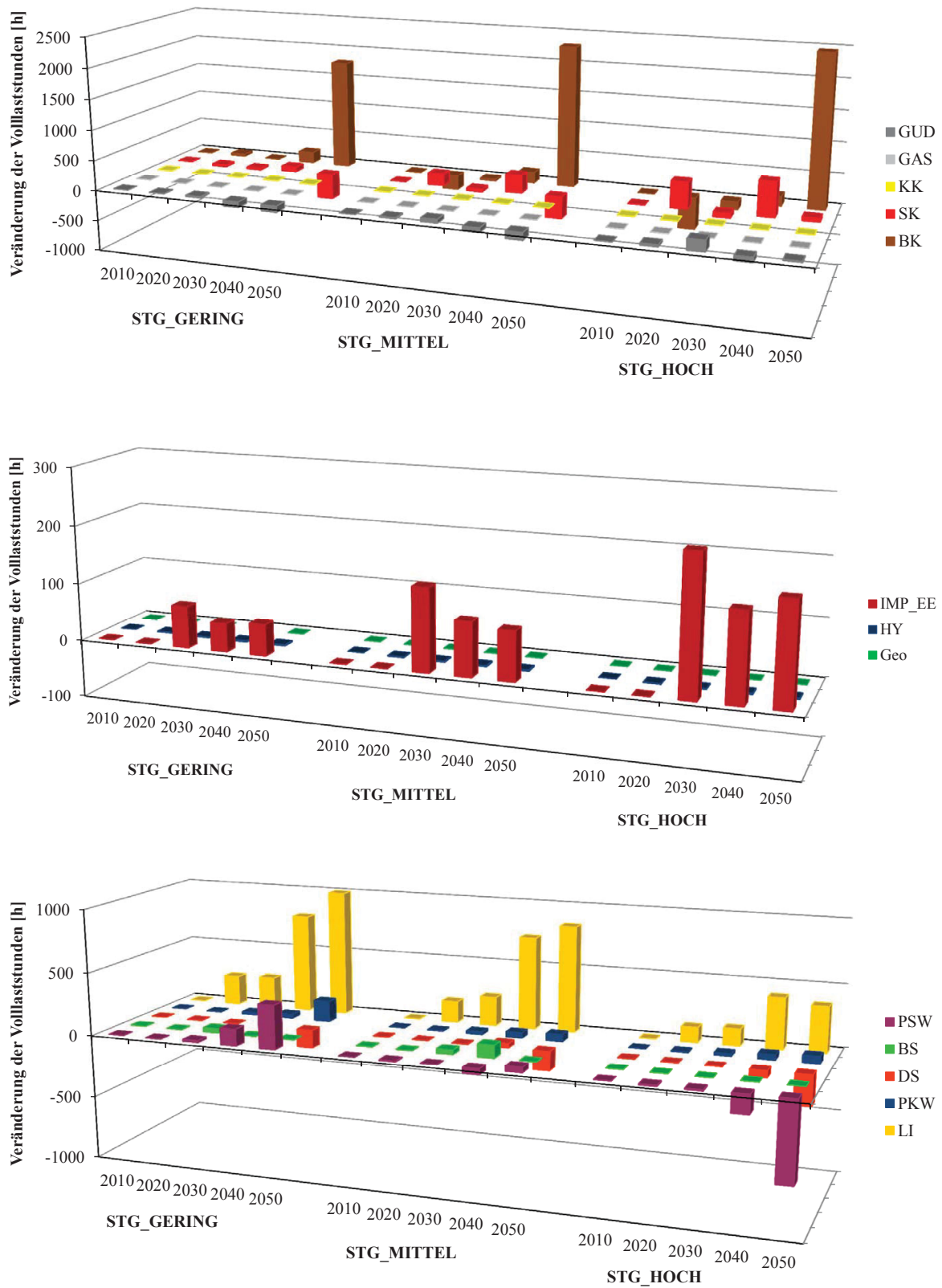


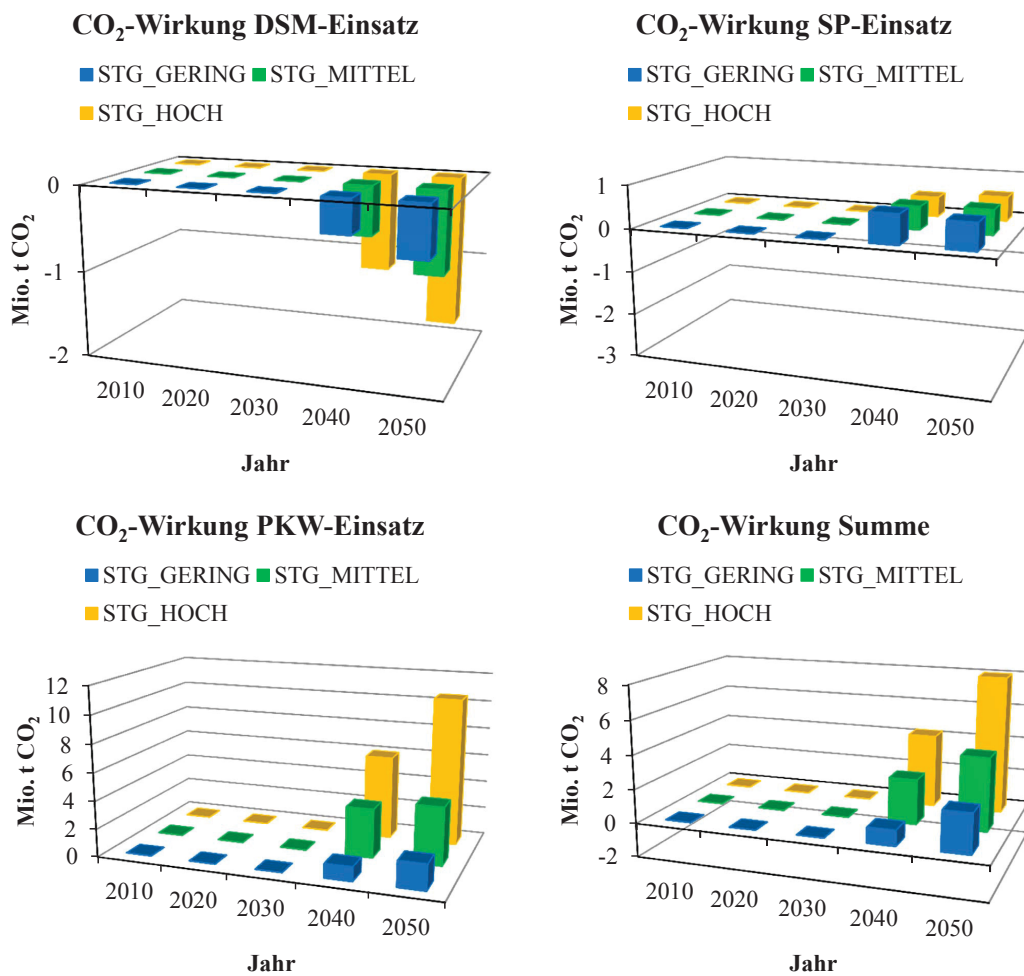
Abbildung 5.20.: Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Volllaststunden in den STG-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario. Quelle: Modellergebnisse.

bilitäten die Gesamtkosten an. Im Jahr 2050 beträgt die Differenz zwischen Szenario VII und Szenario IX fast 770 Mio €. Der Grund hierfür liegt in der sehr hohen Umsetzung der Elektromobilität, welche implizit die Last von den Tagesstunden in die Nachtstunden verlagert und so neben dem Import von regenerativem Strom sowie der erhöhten inländischen regenerativen Erzeugung eine erhöhte konventionelle Erzeugung in den Nachtstunden erforderlich macht. Abbildung 5.22 unterstreicht diese Begründung.

Abbildung 5.20 verdeutlicht die Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Volllaststunden der einzelnen Kraftwerks- und Speichertechnologien im Vergleich zum Referenzszenario Referenz\_STG. Abbildung C.6 im Anhang verdeutlicht, dass die konventionellen Kraftwerke im Referenzszenario Referenz\_STG bereits sehr hohe durchschnittliche Einsatzdauern zu verzeichnen haben. Durch die nachfrageseitige Flexibilität kommt es zu einer weiteren Erhöhung der konventionellen Erzeugung. In allen Stützjahren erhöhen sich entweder die Einsatzzeiten von GuD, Stein- oder Braunkohle. Insbesondere erhöht sich die Erzeugung aus Braunkohle im Jahr 2050, was zu einem deutlichen Anstieg der durchschnittlichen Einsatzdauer führt. Die sehr deutliche Erhöhung der Braunkohle-Erzeugung in Tabelle 5.32 stellt somit eine Ausnahme dar. Bei den regenerativen Kraftwerken kommt es zu einer erhöhten Inanspruchnahme von Importen. Wie Abbildung C.6 zu entnehmen ist, haben Geothermie und Wasserkraft im Referenzszenario bereits sehr hohe durchschnittliche Einsatzdauern. Für die kostenminimale Befriedigung der sehr hohen Stromnachfrage kommen diese günstigen Erzeugungsalternativen jeweils in vollem möglichen Umfang zum Einsatz. Eine weitere Erhöhung der Einsatzzeit durch die Hinzunahme der nachfrageseitigen Flexibilitäten ist somit nicht möglich. Im Vergleich zu den EK-Szenarien haben die Stromspeicher eine deutlich geringere Anzahl an Einsatzstunden (vgl. auch Abbildung C.6). Mit zunehmender Flexibilität haben lediglich die Pumpspeicherkraftwerke sowie die flexiblen Lithium-Ionen-Batterien hohe durchschnittliche Ausnutzungsdauern. Elektrofahrzeuge kommen nur selten zum Einsatz.

Abbildung 5.21 verdeutlicht jeweils bei isolierter und gemeinsamer Umsetzung die Netto-Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario Referenz\_STG für die STG-Szenarien. Die hohe konventionelle Erzeugung zur Deckung der Spitzenlast kann durch die Umsetzung der DSM-Flexibilität wirksam reduziert werden. Im Vergleich zu den vorhergehenden Szenarien kann die isolierte DSM-Umsetzung bei steigender Stromnachfrage die größte Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen herbeiführen. Bei hoher Umsetzung der DSM-Flexibilität können im Jahr 2050 bis

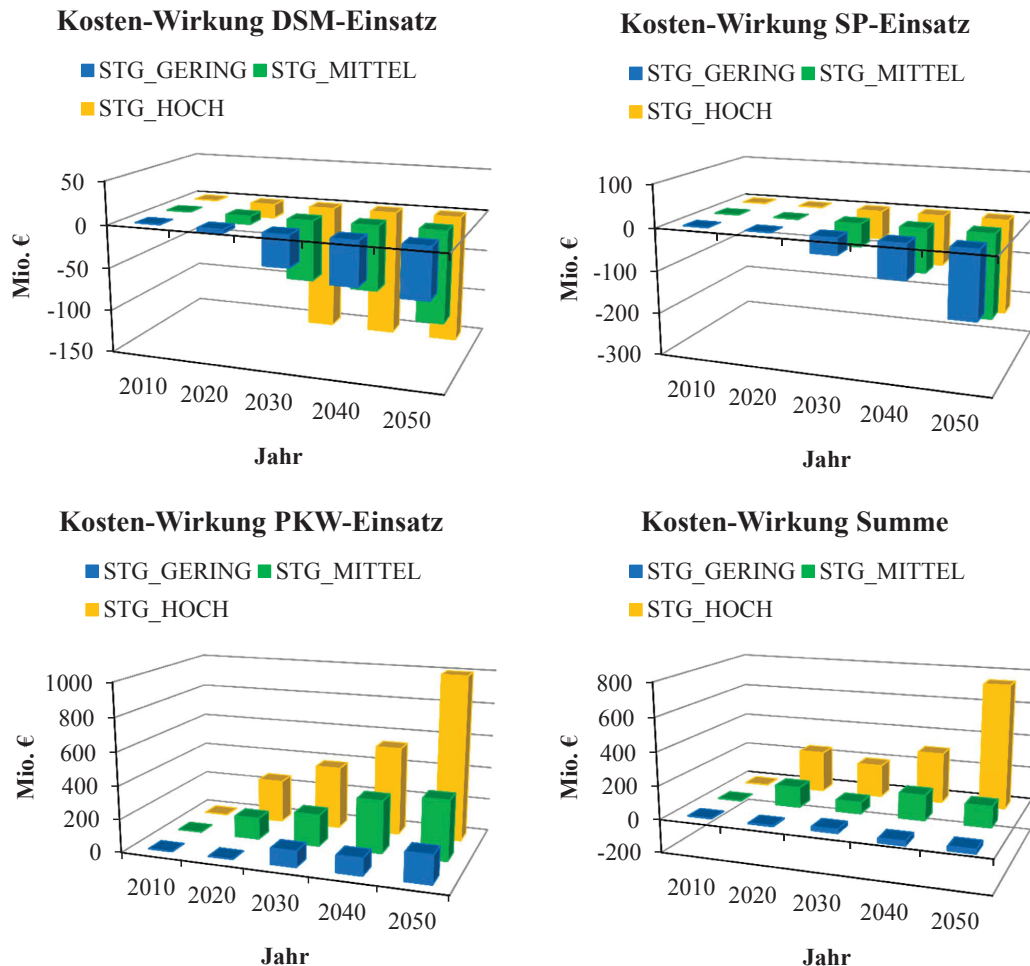
zu 2 Mio. t CO<sub>2</sub> eingespart werden. Je höher die Umsetzung ist, desto höher fällt die Reduktion jeweils aus.



**Abbildung 5.21.:** Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den STG-Szenarien. Quelle: Modellergebnisse.

Bei der isolierten Umsetzung der Stromspeicher kommt es zu einer umgekehrten Wirkung. In den Jahren 2040 und 2050 führt die isolierte Speicherflexibilität zu einem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Als Grund kann eine erhöhte Stromproduktion aus CO<sub>2</sub>-lastigen Grundlastkraftwerken angeführt werden, welche zwischengespeichert wird und zur Deckung der Lastspitzen ausgespeichert wird, um die Gesamtkosten des System insgesamt zu reduzieren. Da die CO<sub>2</sub>-Obergrenze in den Jahren 2040 und 2050 jeweils nicht vollständig in Anspruch genommen wird, kann diese Substitution so vorgenommen werden. Die ohnehin sehr hohe Stromnachfrage wird durch die isolierte Einführung der Elektrofahrzeuge und der entsprechenden Ladeaktivität in bestimmten Stunden weiter erhöht. So erfordert die Beladung in den STG-Szenarien den zusätzlichen Einsatz von konventionellen Kraftwerken, was mit erhöhten CO<sub>2</sub>-Emissionen einhergeht. Die hohe Umsetzung von 10 Mio. Elektrofahrzeugen

lässt die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2050 um bis zu 10 Mio. t CO<sub>2</sub> ansteigen. Dieser starke Anstieg sorgt auch bei der gleichzeitigen Umsetzung aller Flexibilitäten für einen Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Jahren 2040 und 2050. Zwar kann die DSM-Flexibilität den Anstieg leicht reduzieren, dennoch steigen die CO<sub>2</sub>-Emissionen um bis zu 8 Mio. t CO<sub>2</sub> an.



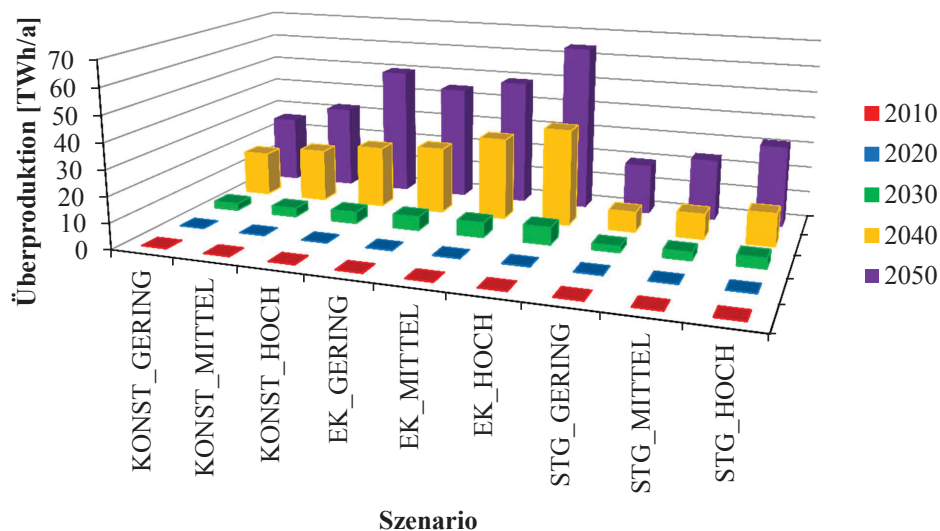
**Abbildung 5.22.:** Kosten-Nutzen-Analyse der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den STG-Szenarien. Quelle: Modellergebnisse.

Durch Lastverschiebungen kann insbesondere in den STG-Szenarien der Einsatz der teuren und häufig eingesetzten konventionellen (Spitzenlast-)Kraftwerke reduziert werden. Dementsprechend können mit DSM im Vergleich zu den übrigen Szenarien gegenüber dem Referenzszenario Referenz\_STG die größten Kosteneinsparungen realisiert werden. Die Einspeicherung des CO<sub>2</sub>-lastigen Grundlaststroms zur späteren Reduktion der Spitzenlast sorgt ebenfalls für sinkende Kosten. Bei hoher Umsetzung können im Jahr 2050 über 250 Mio. € eingespart werden. Die durch die Elektrofahrzeuge benötigte Erzeugung führt hingegen zu Mehrkosten von bis zu 1 Mrd. €. Je mehr Fahrzeuge auf dem Markt sind, desto höher sind die zusätzlichen Kosten. Bei gleichzeitiger

Umsetzung aller Flexibilitäten kommt es aus den besagten Gründen insgesamt zu einem Anstieg der Kosten.

## 5.6. Zusammenfassung der Wirkungsanalyse und ökonomischen Implikationen

Für die Analyse der Wirkungen der nachfrageseitigen Flexibilitäten im deutschen Strommarkt wurde ein lineares Optimierungsmodell entwickelt, das mit verschiedenen nachfrageseitigen Flexibilitäten und einem vorgegebenen Kraftwerkspark einen kostenminimalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage im deutschen Strommarkt berechnet. Mit unterschiedlich hohen Nachfrageniveaus sowie unterschiedlich starken Umsetzungen der nachfrageseitigen Flexibilitäten wurde in insgesamt neun Szenarien analysiert, in welchem Umfang die Nachfrageseite im Strommarkt dazu beitragen kann, in Zukunft für einen jederzeitigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu sorgen. Der Zeithorizont reicht bis in das Jahr 2050.



**Abbildung 5.23.:** Vergleich der Überproduktion bei gemeinsamer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den einzelnen Szenarien für die Jahre 2010 bis 2050 [in TWh]. Quelle: Modellergebnisse.

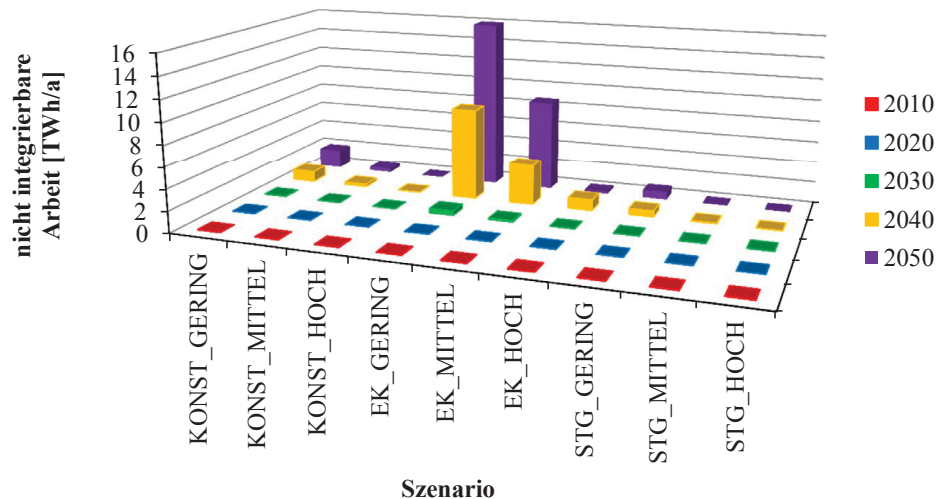
In Abhängigkeit der jeweils unterstellten Stromnachfrage fallen die Ergebnisse sehr unterschiedlich aus. Folgende Ergebnisse können in Bezug auf den jederzeitigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage festgehalten werden:

- Durch die fix vorgegebene Einspeisung aus Wind und Photovoltaik kann es im Modell zu Situationen kommen, in denen das Angebot die Nachfra-



ge übersteigt. Das Referenzszenario hat verdeutlicht, dass es ohne zusätzliche nachfrageseitige Flexibilitäten im Modell ab dem Jahr 2030 zu einer Überproduktion kommt. Die Stromproduktion ist in solchen Fällen größer, als dies der Ausgleich von Angebot und Nachfrage erfordert. Um die Versorgungssicherheit zu wahren, muss der produzierte Strom zu jeder Zeit abgenommen werden oder die Kraftwerke müssen in den besagten Situationen abgeregelt werden. Beides ist unerwünscht, da der regenerativ erzeugte Strom in Deutschland mit hohen Aufwendungen gefördert wird. Die Einführung der nachfrageseitigen Flexibilitäten hat sowohl bei isolierter als auch bei gemeinsamer Umsetzung in jedem Szenario zu einer erhöhten Überproduktion im Markt geführt. Abbildung 5.23 fasst die Überproduktion in den einzelnen Szenarien bei gleichzeitiger Umsetzung aller nachfrageseitiger Flexibilitäten zusammen. In Abhängigkeit des unterstellten Niveaus der Stromnachfrage fällt die Überproduktion in den EK-Szenarien am größten aus, gefolgt von den KONST-Szenarien und den STG-Szenarien. Im Zeitverlauf steigt die Überproduktion durch die zunehmende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien jeweils an. Auch eine zunehmende Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten führt im Modell zu einem Anstieg der Überproduktion. Durch die nachfrageseitige Flexibilität kann das Angebot stärker von der Nachfrage entkoppelt werden, da die Nachfrage flexibel auf das jeweilige Angebot reagieren kann. So kommt es in Szenario VI (EK\_HOCH) im Jahr 2050 zu einer Überproduktion von über 60 TWh, in Szenario III (KONST\_HOCH) zu einer Überproduktion von ca. 50 TWh und in Szenario IX (STG\_HOCH) zu einer Überproduktion von ca. 30 TWh.

- Die nachfrageseitigen Flexibilitäten werden im Modell eingesetzt, um die Überproduktion abzunehmen und so den günstig produzierten Strom aus erneuerbaren Energiequellen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu nutzen. Eine erhöhte Überproduktion macht modelltechnisch daher nur Sinn, wenn diese auch tatsächlich zur Befriedigung der Nachfrage genutzt werden kann. In allen Szenarien konnten die nachfrageseitigen Flexibilitäten im Vergleich zum jeweiligen Referenzszenario für eine verbesserte Integration der Überproduktion sorgen. Abbildung 5.24 fasst die nicht integrierbare Arbeit in den einzelnen Szenarien zusammen. In den Jahren 2010 und 2020 fiel keine Überproduktion an, sodass auch die nicht integrierbare Arbeit jeweils Null beträgt. In den Szenarien III (KONST\_HOCH) und IX (STG\_HOCH) konnte die Arbeit in allen Stützjahren integriert werden. In den übrigen Szenarien steigt der nicht



**Abbildung 5.24.:** Vergleich der nicht integrierbaren Arbeit bei gemeinsamer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in den einzelnen Szenarien für die Jahre 2010 bis 2050 [in TWh]. Quelle: Modellergebnisse.

integrierbare Anteil der Überproduktion im Zeitverlauf jeweils an. Eine erhöhte Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten führt in den einzelnen Stützjahren jeweils zu einer verbesserten Integration. Insbesondere in den EK-Szenarien kann ein hoher Anteil der Überproduktion nicht integriert werden (im Jahr 2050 ca. 16 TWh (EK\_GERING) bzw. 8 TWh (EK\_MITTEL)). In den übrigen Szenarien fällt die nicht integrierbare Arbeit mit unter 2 TWh (KONST-Szenarien) bzw. unter 1 TWh (STG-Szenarien) deutlich geringer aus. Die gezielte Nutzung von DSM, Stromspeichern und Elektromobilität führt zu einer Lasterhöhung in Zeiten der Überproduktion, welche die nicht integrierbare Arbeit jeweils reduziert.

- Die gemeinsame Umsetzung von DSM und Stromspeichern ohne Elektromobilität reicht in keinem Szenario aus, um die Überproduktion vollständig zu integrieren. Nur die gleichzeitige Umsetzung aller Flexibilitäten ermöglicht in den Szenarien III und IX die vollständige Integration.
- Das größte isolierte Integrationspotenzial bietet in dieser Arbeit die Elektromobilität, gefolgt von Stromspeichern und DSM. Die sehr hohe Speicherkapazität der Elektrofahrzeuge sowie der sehr hohe Wirkungsgrad und die hohe Leistung sorgen im Modell unter einem idealtypischem Ladungsverhalten dafür, dass die Elektromobilität die Überproduktion am besten aufnehmen kann.

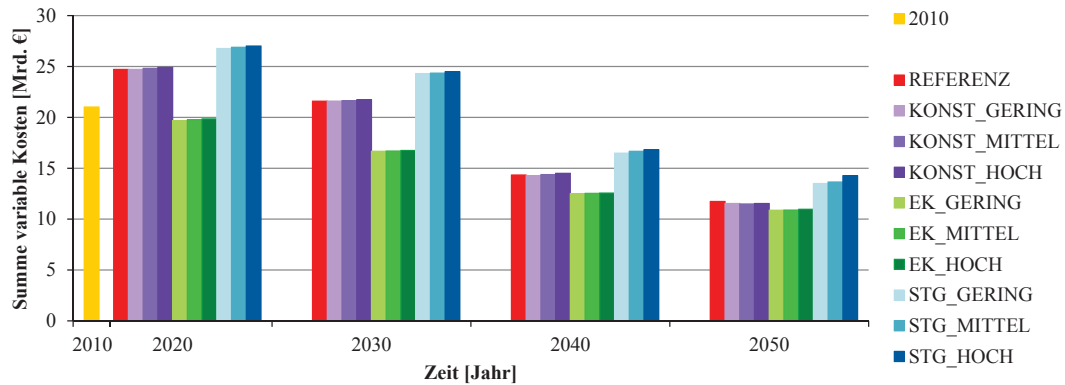
In Abhängigkeit der Stromnachfrage und damit der Auslastung der einzelnen Kraftwerkstechnologien konnte verdeutlicht werden, welche Wirkung der Einsatz der einzelnen nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die im System anfallenden Gesamtkosten hat. Abbildung 5.11 hat für die KONST-Szenarien verdeutlicht, dass der Einsatz von DSM-Flexibilität die im System anfallenden Gesamtkosten in jedem Stützjahr reduzieren kann. Eine erhöhte Umsetzung führt zu höheren Einsparungen, sodass der DSM-Einsatz bei hoher Umsetzung in den Jahren 2030 bis 2050 eine Kostenreduktion von über 100 Mio. € generiert hat. Auch der Einsatz der Stromspeicher hat in den KONST-Szenarien bei hoher Umsetzung die Kosten um bis zu 200 Mio. € reduziert. Durch die Reduktion der Spitzenlast konnte mit DSM und Stromspeichern jeweils der teure Spitzenlaststrom reduziert werden und stattdessen der günstig vorhandene Strom aus der Überproduktion aus Erneuerbaren Energien bzw. günstig produzierter und zwischengespeicherter Grundlaststrom für die Befriedigung der Stromnachfrage verwendet werden.<sup>348</sup> Die Ladung der Elektrofahrzeuge führte in den KONST-Szenarien jeweils zu einem Anstieg der Kosten. Durch eine erhöhte Ladeaktivität in den Nachtstunden kommt es zu einer erhöhten Stromnachfrage, was zusätzliche konventionelle und regenerative Erzeugung erforderlich gemacht hat. Je nach Auslastung der Kraftwerke in den einzelnen Stützjahren fielen diese Kostensteigerungen unterschiedlich hoch aus, da immer die günstigste Technologie als erstes zum Einsatz kommt. In Summe wurden die Kostensteigerungen durch Elektromobilität durch die Kosteneinsparungen aus DSM und Stromspeichern teilweise überkompensiert.

Abbildung 5.22 hat für die STG-Szenarien verdeutlicht, dass die Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten in eine gleiche Richtung gehen wie in den KONST-Szenarien. Insbesondere die zusätzlichen Kosten durch Elektromobilität fallen jedoch deutlich höher aus, da durch die hohe Stromnachfrage die relativ teuren Kraftwerke zum Einsatz kommen müssen, um die Nachfrage der Elektrofahrzeuge in der Nacht zu befriedigen. Entsprechend kommt es in den STG-Szenarien in jedem Fall zu einem Kostenanstieg durch die gleichzeitige Nutzung aller nachfrageseitigen Flexibilitäten.

In den EK-Szenarien führte auch der Einsatz von DSM und Stromspeichern teilweise zu einem Anstieg der Kosten (vgl. Abbildung 5.17). Der Einsatz von DSM und Stromspeichern führt in den entsprechenden Fällen zwar zu einer verbesserten Integration der Überproduktion, jedoch konnte durch die Inte-

<sup>348</sup> Dieses Ergebnis ist konform mit den bei Bradley et al. (2013) präsentierten Ergebnissen für die Wirkung von DSM im Strommarkt. Die Reduktion der Kosten durch eine Reduktion der Spitzenlast ist eines der Kernziele beim Einsatz von DSM bzw. DR im Strommarkt (vgl. Bradley et al. (2013), S. 314).

gration keine teure konventionelle Erzeugung substituiert werden, sodass als Netto-Effekt die variablen Kosten der nachfrageseitigen Flexibilitäten anfallen.



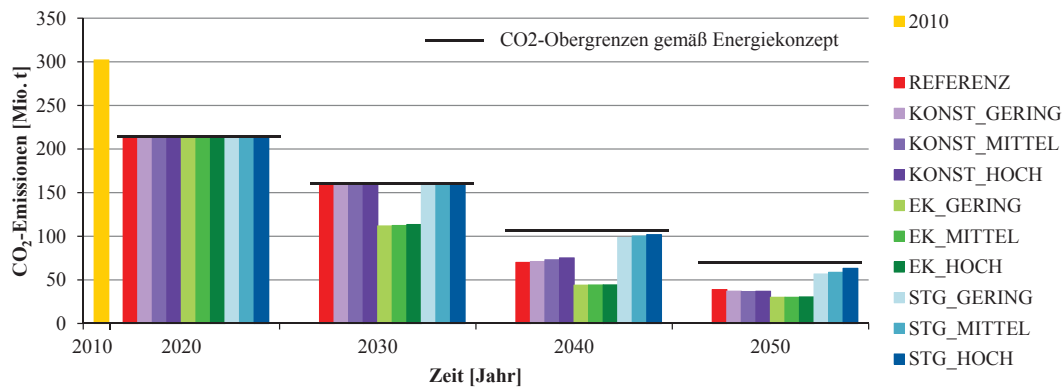
**Abbildung 5.25.:** Vergleich der Summen der variablen Kosten in den einzelnen Szenarien für die Jahre 2010 bis 2050 [in Mio. €]. Quelle: Modellergebnisse.

Abbildung 5.25 stellt die in den Szenarien anfallenden gesamten variablen Kosten bei Nutzung aller nachfrageseitiger Flexibilitäten für die Jahre 2010 bis 2050 vergleichend gegenüber. Die Höhe der variablen Kosten ist abhängig von der jeweils unterstellten Nachfrageentwicklung. So sind die Kosten in den EK-Szenarien am geringsten. Die hohe Stromnachfrage in den STG-Szenarien führt zu einer hohen konventionellen Stromerzeugung, welche insbesondere höher ist als in den KONST-Szenarien. Dementsprechend liegen die Kosten der STG-Szenarien über den Kosten der KONST-Szenarien.

Eine erhöhte Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten führt in allen Szenarien zu steigenden Kosten.<sup>349</sup> Zwar kann die kostengünstig zur Verfügung stehende Erzeugung aus Erneuerbaren Energien für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage besser abgenommen werden, jedoch fallen bei der notwendigen Nutzung der Flexibilitäten variable Kosten an, die diesen Kostenvorteil teilweise neutralisieren. Zusätzlich sorgt die Nachfrageverschiebung der Elektromobilität von den Tagesstunden in die Nachtstunden im Modell neben einem Anstieg der regenerativen Erzeugung für einen Anstieg der konventionellen

<sup>349</sup> Die zuvor erläuterte Kostenersparnis in den KONST-Szenarien, welche in Abbildung 5.11 zu erkennen ist, bezieht sich auf die Einsparungen, welche gegenüber dem Referenzszenario erzielt werden können. Diese Einsparungen lassen sich auch in Abbildung 5.25 im Vergleich zum Referenzszenario identifizieren. Es sei darauf hingewiesen, dass in Abbildung 5.25 lediglich das Referenzszenario Referenz\_KONST als REFERENZ abgebildet ist.

Erzeugung.<sup>350</sup> Dementsprechend fallen bei hoher Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten im Modell jeweils die höchsten variablen Kosten an.



**Abbildung 5.26.:** Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den einzelnen Szenarien für die Jahre 2010 bis 2050 [in Mio. t CO<sub>2</sub>].  
Quelle: Modellergebnisse.

Abbildung 5.26 stellt die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den einzelnen Szenarien vergleichend gegenüber. Die Analyse der Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Szenarien hat verdeutlicht, dass sowohl DSM als auch die Nutzung der Stromspeicher zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen können.<sup>351</sup> Im Zusammenspiel mit der Elektromobilität werden diese CO<sub>2</sub>-Einsparungen in den Szenarien jedoch teilweise überkompensiert (vgl. Abbildung 5.10 bzw. Abbildung 5.21). Insgesamt können die klimapolitischen Ziele des Energiekonzepts in allen Szenarien eingehalten werden. In den Jahren 2020 und 2030 wird die CO<sub>2</sub>-Obergrenze in den KONST- und STG-Szenarien vollständig in Anspruch genommen.<sup>352</sup> In den EK-Szenarien ist die konventionelle Erzeugung neben der KWK-Erzeugung im Jahr 2030 so gering, dass deutlich weniger CO<sub>2</sub> emittiert wird. In den folgenden Stützjahren kommt es durch einen steigenden durchschnittlichen Wirkungsgrad bei den konventionellen Kraftwerken sowie einer erhöhten Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zu stark sinkenden CO<sub>2</sub>-Emissionen, sodass die CO<sub>2</sub>-Obergrenze auch in den KONST- und

<sup>350</sup> Dieses Ergebnis steht im Widerspruch zu den bei Finn et al. (2012) gewonnenen Ergebnissen, dass bei der Ladung von Elektrofahrzeugen Kostenersparnisse durch eine Substitution der konventionellen Erzeugung durch Erneuerbare Energien generiert werden können. Als Begründung für die divergierenden Ergebnisse müssen das in dieser Arbeit verwendete, sehr einfach gehaltene Modell sowie die verwendeten Eingangsdaten angeführt werden.

<sup>351</sup> Dieses Ergebnis entspricht in der Wirkung den Ergebnissen verschiedener Untersuchungen zur Wirkung von DSM im Strommarkt. Eine vergleichende Übersicht der Ergebnisse findet sich bei Bradley et al. (2013).

<sup>352</sup> Für die CO<sub>2</sub>-Obergrenzen, vgl. Anhang B.1.

STG-Szenarien nicht mehr voll in Anspruch genommen werden muss.<sup>353</sup> Insbesondere ergibt sich hierdurch die in den Szenarien angesprochene Reduktionsmöglichkeit der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch DSM- und Speichereinsatz. Die verbleibenden CO<sub>2</sub>-Emissionen in ferner Zukunft sind zum großen Teil der hohen unterstellten KWK-Erzeugung geschuldet.

### **Entwicklung der Spitzenlast**

Die Entwicklung der Stromnachfrage und Spitzenlast hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerksprojekte. Preisspitzen sorgen dafür, dass die marginalen Anbieter ihre Kapitalkosten decken können.<sup>354</sup> Die zunehmende dargebotsabhängige Erzeugung benötigt ein höheres Angebot an Flexibilität. Zum einen kann diese Flexibilität durch Lastwechsel auf der Angebotsseite bereitgestellt werden. Zum anderen können die in dieser Arbeit eingesetzten nachfrageseitigen Flexibilitäten zum Einsatz kommen.

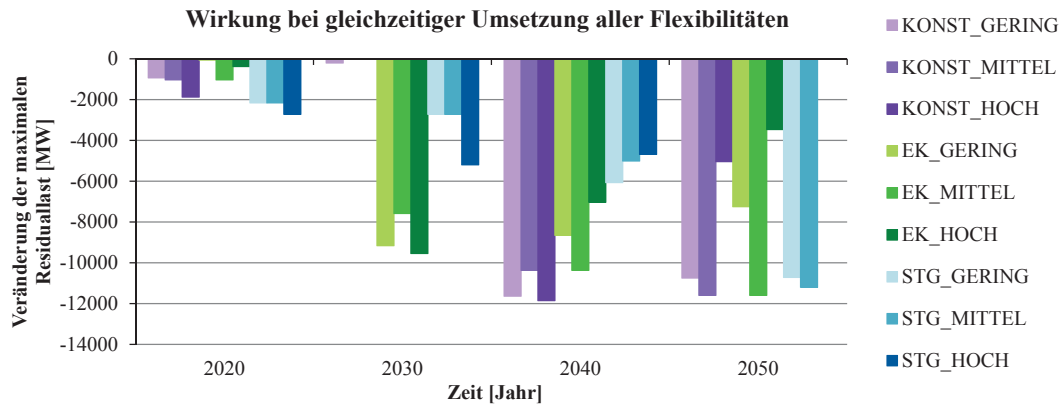
Der Einsatz von angebotsseitiger Flexibilität erfordert schnellstartfähige Kraftwerke mit niedrigen Startkosten und hohen Wirkungsgraden im Teillastbetrieb. Typischerweise erfüllen GuD-Kraftwerke diese Eigenschaften. Aber auch neue hochflexible Braunkohlekraftwerke sind in der Lage, schnelle Lastwechsel ausgleichen zu können. Durch den flexiblen Einsatz der teuren Erzeugungstechnologien steigt der Marktpreis und es können hohe Deckungsbeiträge erzielt werden. Die Volatilität der Strompreise nimmt dadurch zu.

Der Einsatz von nachfrageseitiger Flexibilität führt zu einem gegenteiligen Effekt. Die durch den Einsatz von DSM und Stromspeichern herbeigeführte Lastglättung sorgt dafür, dass die Spitzenlastzeiten jeweils reduziert werden. Der Wegfall der relativ teuren Erzeugung zu Spitzenlastzeiten hat eine Reduktion der Strompreise und somit der erzielbaren Deckungsbeiträge zur Folge. Gleichzeitig kommt es durch die Lastverschiebung zu einer Anhebung der Last in nachfrageschwachen Stunden. Die Anhebung der Nachfrage ist mit einem Anstieg der Strompreise und damit der erzielbaren Deckungsbeiträge verbunden. Als Nettowirkung sollte der preissenkende Effekt durch die Krümmung der Merit-Order-Kurve überwiegen, sodass insgesamt geringere Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können.

---

<sup>353</sup> Die im Modell eingesetzten Technologie-Kraftwerke haben nur einen durchschnittlichen Wirkungsgrad, welcher sich in den einzelnen Stützjahren jeweils um 2 % erhöht. Neue Braunkohlekraftwerke wie das Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA) haben einen um 30 % besseren Wirkungsgrad als Altanlagen und verursachen dementsprechend weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen.

<sup>354</sup> Vgl. Wawer (2007), S. 36.



**Abbildung 5.27.:** Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Höhe der maximalen Residuallast [in MW]. Quelle: Modellergebnisse.

Abbildung 5.27 verdeutlicht die im Modell durch Einsatz der nachfrageseitigen Flexibilitäten realisierbare Reduktion der maximalen Residuallast. Es ist jeweils die Differenz zwischen der maximalen Residuallast in den entsprechenden Referenzszenarien und der maximalen Residuallast der einzelnen Szenarien abgebildet. In allen Szenarien kommt es in allen Stützjahren zu einer Reduktion oder zu einer in der Höhe identischen maximalen Residuallast.<sup>355</sup> Die Höhe der Reduktion ist dabei abhängig von der jeweils unterstellten Stromnachfrage. Im Jahr 2020 können bei konstanter und steigender Stromnachfrage in Abhängigkeit der Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten jeweils Reduktionen von bis zu 2 GW erreicht werden. Im Jahr 2030 steigt insbesondere das Reduktionspotenzial in den EK-Szenarien auf bis zu über 8 GW an. Das Reduktionspotenzial in den STG-Szenarien steigt nur leicht, das Reduktionspotenzial in den KONST-Szenarien sinkt hingegen auf wenige MW ab. Das größte Reduktionspotenzial kann im Jahr 2040 erreicht werden. In den KONST-Szenarien kann die maximale Residuallast um bis zu 10 GW reduziert werden, in den EK-Szenarien sind es bis zu 8 GW und in den STG-Szenarien über 4 GW. Im Jahr 2050 kommt es insbesondere durch die hohe Umsetzung der Elektromobilität bei hoher Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten zu geringeren Reduktionspotenzialen als bei geringer und mittlerer Umsetzung. Die einzelnen nachfrageseitigen Flexibilitäten haben ganz unterschiedliche Wirkungen auf die Höhe der Residuallast.<sup>356</sup>

<sup>355</sup> Die Werte für eine mögliche Reduktion der maximalen Residuallast haben eine gleiche Größenordnung wie die bei Matthes et al. (2012) vorgestellten Werte für die Reduktion der Spitzenlast (vgl. Matthes et al. (2012), S. 61f). Die dortige Größenordnung liegt bei 3 bis 6 GW.

<sup>356</sup> Zur Verdeutlichung der Wirkungen der einzelnen nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Residuallast sei auf die entsprechende Gegenüberstellung in Anhang C.2 verwiesen.

### **Entwicklung der Stromnachfrage und Einsatzstunden für konventionelle Kraftwerke**

Neben der Spitzenlast ist auch das grundlegende Niveau der Stromnachfrage und damit zusammenhängend die Anzahl der Volllaststunden der Kraftwerke entscheidend für die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerks- und Speicherprojekten. Die Szenarioanalyse hat verdeutlicht, dass es durch die Einführung der nachfrageseitigen Flexibilitäten zu starken Veränderungen in der Auslastung der einzelnen Kraftwerke und Stromspeicher kommen kann. Abbildung C.6 verdeutlicht die durchschnittliche Einsatzzeit der einzelnen Technologien in den Referenzszenarien. In den KONST-Szenarien wird auch in ferner Zukunft noch konventionelle Erzeugung benötigt. In den Jahren 2040 und 2050 sind die Einsatzzeiten von Braunkohle und Steinkohle jedoch so gering, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der auf hohe Auslastungen ausgelegten Kraftwerke nur bei sehr hohen Strompreisen möglich ist. Durch die hohe Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und dem damit zusammenhängenden Merit-Order-Effekt fallen die Strompreise jedoch eher gering aus. Zusätzlich sorgen die nachfrageseitigen Flexibilitäten zu einem Absinken der Spitzenlast, sodass insbesondere die hohen Strompreise zu Spitzenlastzeiten wegfallen.<sup>357</sup> Bei der sinkenden Stromnachfrage kommt es bereits im Jahr 2030 dazu, dass Steinkohle fast keine Einsatzzeiten mehr hat. In den Jahren 2040 und 2050 wird keine konventionelle Erzeugung aus Gas oder Kohle benötigt, sodass die Kraftwerke nicht zum Einsatz kommen. Demgegenüber kommen die konventionellen Kraftwerke im STG-Referenzszenario auch in ferner Zukunft zu einer sehr hohen Anzahl an Einsatzstunden, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb in Abhängigkeit der Strompreise möglich erscheint.

Die dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien kommen mit der fix vorgegebenen Einspeisung zum Einsatz. Auch Biogas-Kraftwerke werden mit der vorgegebenen Mindestanzahl an Volllaststunden betrieben. Insbesondere im EK-Referenzszenario kommt es in Zukunft zu nicht eingesetzten regenerativen Kapazitäten aus Wasser und Geothermie, da die dargebotsabhängige Erzeugung ausreicht, um die geringe Stromnachfrage zu befriedigen. Im KONST-Referenzszenario fällt diese freie Kapazität etwas geringer aus, im STG-Referenzszenario kommt die günstige Erzeugung bereits voll zum Einsatz. Die geringe Stromnachfrage im EK-Referenzszenario impliziert eine hohe Speichernutzung, sodass die Volllaststunden der Stromspeicher in den Jahren 2030, 2040 und 2050 entsprechend hoch ausfallen. In den KONST- und STG-Sze-

---

<sup>357</sup> Für eine Diskussion der Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf den Strompreis, vgl. Anhang C.4.



narien kann der produzierte Strom teilweise direkt zur Befriedigung der Stromnachfrage genutzt werden, sodass eine Einspeicherung entfällt.

Der Einsatz der nachfrageseitigen Flexibilitäten führt in den einzelnen Szenarien zu einer Veränderung bei den durchschnittlichen Einsatzdauern. Durch die Reduktionsmöglichkeit der Spitzenlast sowie der Nachfragerhöhung während der Nachtstunden kommt es, sofern die Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Restriktion und die Auslastung der einzelnen Kraftwerkskapazitäten es zulassen, zu einer Substitution der teuren konventionellen Erzeugung durch günstige konventionelle Erzeugung und zusätzlicher regenerativer Erzeugung. Die teuren konventionellen Kraftwerke erfahren dadurch eine Reduktion der Einsatzstunden (vgl. z.B. Steinkohle in den Jahren 2030, 2040 und 2050 in den KONST- und EK-Szenarien in Abbildung 5.9 bzw. Abbildung 5.15). Demgegenüber erfährt Braunkohle, Geothermie und der Import einen Zuwachs. Bei den Stromspeichern kommt es teilweise zu einer Substitution der Pumpspeicher durch die flexiblen Lithium-Ionen-Batterien sowie Elektromobilität. Bei hoher Stromnachfrage kommt es hingegen auch für die konventionelle Erzeugung aus Steinkohle teilweise zu einem Anstieg der durchschnittlichen Einsatzdauern. Die Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten ist also stark abhängig von dem jeweils unterstellten Niveau der Stromnachfrage und der jeweiligen Auslastung der Kraftwerkstechnologien.

### **Entwicklung der Strompreise und Verlust der Preisspitzen in Peak-Stunden**

Die nachfrageseitigen Flexibilitäten haben jeweils eine glättende Wirkung auf die Strompreise. Je höher die Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten ist, desto glatter verläuft die angepasste Lastkurve, was nach dem Prinzip der Merit-Order ebenfalls zu einem geglätteten Verlauf der Strompreise führt.<sup>358</sup> Insgesamt muss deshalb der wirtschaftliche Betrieb der Stromspeicher stark hinterfragt werden, da die Preisspreads im zukünftigen Strommarkt immer kleiner werden (vgl. auch Abbildung 3.11). Auch die notwendigen hohen Strompreise in Spitzenlastzeiten zur Finanzierung der Kraftwerksprojekte fallen durch die Reduktion der Spitzenlast weg. Demgegenüber kommt es durch die Erhöhung der Nachfrage in Schwachlastzeiten zu steigenden Strompreisen. Die Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerks- und Speicherprojekten kann mit dem in dieser Arbeit verwendeten Modell jedoch nicht abschließend beantwortet werden.

---

<sup>358</sup> Für eine Diskussion der Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf den Strompreis, vgl. Anhang C.4.

## 6. Schlussbetrachtung

Die Nachfrage im Strommarkt ist heute noch weitgehend preisunelastisch.<sup>359</sup> Als Begründung kann die schlechte Substituierbarkeit sowie der essentielle Charakter des Gutes Strom angeführt werden. Kurzfristig kann die Stromnachfrage im heutigen stromwirtschaftlichen System nur unzureichend oder gar nicht auf Preissignale reagieren. Zum einen fehlt die notwendige technische Ausstattung, zum anderen fehlen die entsprechenden tariflichen Anreize für die Konsumenten.

Das Ziel dieser Arbeit war es, die Annahme einer preisunelastischen Nachfrage im Strommarkt aufzuheben und mit einem Simulationsmodell aufzuzeigen, welche Wirkungen eine flexible Nachfrage auf den Strommarkt der Zukunft haben kann.

In einem ersten Schritt wurden die zukünftigen nachfrageseitigen Flexibilitäten vorgestellt. Im Energiekonzept der Bundesregierung werden insbesondere die Energieeffizienz, das Lastmanagement, die Elektromobilität sowie Stromspeicher als wesentliche Elemente genannt, welche in Zukunft dazu beitragen sollen, die klimapolitischen Verpflichtungen Deutschlands zu erfüllen.

Im zweiten Schritt dieser Arbeit wurden die genannten nachfrageseitigen Flexibilitäten in einer algebraischen Modellierung eingesetzt, um die Auswirkungen der nachfrageseitigen Entwicklungen auf den Strommarkt zu untersuchen. Die Szenarioanalyse in Kapitel 5 hat die Wirkungen und das Zusammenspiel der einzelnen nachfrageseitigen Flexibilitäten verdeutlicht. Es wurde jeweils für eine im Zeitverlauf konstante, sinkende und steigende Stromnachfrage dargestellt, wie unterschiedlich starke Umsetzungen von Stromspeichern, Elektrofahrzeugen und DSM die Integration von Erzeugung aus Must-Run-Kraftwerken unterstützen können und welche ökonomischen Implikationen daraus resultieren.

Auch wenn für die Modellierung in dieser Arbeit starke Vereinfachungen und Annahmen im Vergleich zur realen Welt gemacht werden mussten, so zeigen

---

<sup>359</sup> Vgl. Klobasa (2007), S. 5.

die Modellergebnisse deutlich auf, dass eine Flexibilisierung der Nachfrageseite ein wesentlicher Erfolgsfaktor für den jederzeitigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage im zukünftigen stromwirtschaftlichen System ist. Die in Zukunft steigende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien führt zu einer Überproduktion und nicht integrierbarer Arbeit, welche mit der Einführung von nachfrageseitigen Flexibilitäten stark reduziert bzw. vermieden werden kann. Der in Deutschland geförderte und produzierte Strom muss dementsprechend nicht unter Wert in das Ausland exportiert werden. Eine wesentliche Voraussetzung für die Partizipation der Nachfrageseite sind dabei der Aufbau der erforderlichen Infrastruktur sowie finanzielle Anreize für eine Teilnahme. Es ist die Aufgabe der Politik, in Zukunft für die notwendigen Investitionsanreize zu sorgen. Nur so können die klimapolitischen Zielsetzungen und -verpflichtungen auch tatsächlich erreicht und die Systemsicherheit und Versorgungssicherheit in Deutschland garantiert werden.

Die volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung können durch die zusätzlichen nachfrageseitigen Flexibilitäten nicht reduziert werden. Die Höhe der Kosten ist vielmehr abhängig vom Niveau der Stromnachfrage. Zwar können die nachfrageseitigen Flexibilitäten dafür sorgen, dass die Stromerzeugung in Spitzenlastzeiten reduziert werden kann, was die Kosten senkt. Jedoch führt die Inanspruchnahme der einzelnen nachfrageseitigen Flexibilitäten zu variablen Kosten, welche die genannten Einsparungen kompensieren oder sogar überkompensieren können. Insbesondere die zusätzlich erforderliche konventionelle Erzeugung zur Befriedigung der Nachfrage der Elektrofahrzeuge sorgt für steigende Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten.

Inwieweit der Energy-only-Markt in Deutschland ausreichend hohe Anreize zur Finanzierung der in dieser Arbeit unterstellten angebots- und nachfrageseitigen Projekte geben kann, kann mit der durchgeführten Szenarioanalyse und dem in dieser Arbeit verwendeten Modell nicht beantwortet werden. Für die entsprechende Diskussion sei an die entsprechenden Quellen verwiesen. Hier ergibt sich ein weiterer Forschungsbedarf und eine notwendige Weiterentwicklung für das in dieser Arbeit entwickelte Modell. So müssen in einer dann längerfristig durchzuführenden Modellierung die anfallenden Fixkosten berücksichtigt werden. Zusätzlich müssen die existierenden weiteren Vermarktungsmöglichkeiten für Kraftwerke, Stromspeicher und nachfrageseitige Prozesse wie z.B. der Regelenergiemarkt im Modell abgebildet werden, um eine ganzheitliche Bewertung der Wirtschaftlichkeit durchführen zu können.

In Anlehnung an das Zitat von Schweppe et al. (2000) zu Beginn dieser Arbeit bleibt festzuhalten, dass eine genaue Quantifizierung der Entwicklungen im Strommarkt unmöglich ist. Die Wirkungen der einzelnen Maßnahmen können zwar umrissen werden, diese Wirkungen mit Zahlen zu belegen ist jedoch mit einer hohen Unsicherheit verbunden. Insbesondere sind die Ergebnisse dieser Arbeit stark abhängig von den Eingangsdaten der Modellierung. Mangels eigener Untersuchungsmöglichkeit wurden einige Parametergrößen aus anderen Studien und Arbeiten übernommen, welche ingenieurwissenschaftlicher Natur sind, welche jedoch wirtschaftlich hinterfragt werden müssen. Genannt werden muss hier insbesondere das Ausbaupotenzial der Stromspeicher sowie das Ausmaß der DSM-Partizipation. Dennoch stellt die langfristige Modellierung energieökonomischer Probleme ein unverzichtbares Denktraining dar. Es bleibt abzuwarten, wie sich der Strommarkt auf der Angebots- und Nachfrageseite entwickeln wird. Bereits heute muss jedoch ein hoher Forschungsaufwand betrieben werden, damit die in dieser Arbeit verwendeten nachfrageseitigen Flexibilitäten auch tatsächlich in Zukunft zum Einsatz kommen können. Grundsätzlich muss davon ausgegangen werden, dass es mit der zunehmenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und den immer besser werdenden technischen Möglichkeiten auf der Nachfrageseite zu gravierenden Änderungen kommen wird.

## A. Entwicklung eines Ladelastgangs für Elektrofahrzeuge

Im Folgenden wird nach dem Vorgehen in FfE (2007) ein statischer Ladelastgang für Elektrofahrzeuge hergeleitet. Es sei ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Methodik der Berechnung in enger Anlehnung an FfE (2007) übernommen wurde. Als Datenbasis wurden jedoch jeweils aktuell verfügbare Daten verwendet, sodass eine komplett neue Berechnung des Ladelastgangs durchgeführt wurde. Mit der Berechnung soll verdeutlicht werden, welche Auswirkung die Einführung der Elektromobilität auf den Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Strommarkt haben kann. In dem in der Arbeit verwendeten Modell wird der hier entwickelte statische Ladelastgang dynamisiert und die Elektrofahrzeuge können flexibel im Strommarkt zur Zwischenspeicherung und Ladung eingesetzt werden.<sup>360</sup>

Im Jahr 2008 waren in Deutschland 41,2 Mio. Pkw zugelassen, von denen 37,1 Mio. auf private Halter und 4,1 Mio. auf Unternehmen zugelassen waren.<sup>361</sup> Insgesamt haben diese Pkw zusammen 584,6 Mrd. Kilometer gefahren.<sup>362</sup> Nach DIW (2011) wurden 123,5 Mrd. Personen-Kilometer mit motorisiertem Individualverkehr (Pkw und motorisierte Zweiräder) zurückgelegt. Mit einem durchschnittlichen Besetzungsgrad der dienstlich eingesetzten Pkw von 1,1 betrug die geschäftliche Jahresfahrleistung der Dienstwagen im Jahr 2008 rund 112,3 Mrd. Kilometer.<sup>363</sup> Die restlichen 472,3 Mrd. Kilometer wurden entsprechend mit den privat zugelassenen Pkw gefahren. Die durchschnittliche Jahresfahrleistung eines dienstlichen Pkw's lag somit im Jahr 2008 bei 27390 Kilometern und die eines privaten Pkw's bei 12730 Kilometern.

Wie in Abschnitt 3.4.2.2 bereits angedeutet, weisen insbesondere der tägliche Arbeitsweg sowie die dienstlichen Wege einen sehr hohen Pkw-Anteil auf. Im

---

<sup>360</sup> Sofern nicht anders gekennzeichnet, entsprechen die folgenden Ausführungen in Kapitel A inhaltlich den Ausführungen in FfE (2007). Die vorgestellten Gedankengänge sind nicht die des Autors, sondern entstammen FfE (2007).

<sup>361</sup> Datenquelle: Kraftfahrtbundesamt (KBA).

<sup>362</sup> Datenquelle: DIW (2011).

<sup>363</sup> Datenquelle: infas, DLR (2010).

Folgenden erfolgt dementsprechend eine Unterscheidung der Pkw-Nutzung in geschäftliche Nutzung, Pendler und private Nutzung.

[in 1000 Pkw]	Erwerbstätige	Schüler/Studenten	Summe
Anzahl gesamt	40216	13957	54173
davon Pendler	34568	12176	46744
davon Pkw-Nutzer	20602	1765	22367
durchschnittlicher Besetzungsgrad	1,2	1,7	
Anzahl genutzter Pkw	17168	1038	18206

**Tabelle A.1.:** *Pendler-Fahrzeuge im Jahr 2008 [in 1000 Pkw]. Quelle: eigene Berechnung mit ViZ(2011) und infas,DLR(2010).*

Tabelle A.1 gibt einen Überblick über die Anzahl der Pkw-Nutzer bei den pendelnden Erwerbstätigen und Schülern/Studenten. Insgesamt werden für den Weg zur Arbeit bzw. zur Ausbildungsstätte durchschnittlich 18,2 Mio. Pkw genutzt.

Nach DIW (2011) können die Pendler in vier Entfernungsklassen unterschieden werden. Tabelle A.2 enthält die Anzahl der Pkw in Abhängigkeit ihrer jeweiligen Pendel-Entfernung zum Arbeitsplatz.<sup>364</sup> Rund 7,3 Mio. Fahrzeuge pendeln täglich einen Arbeitsweg von unter 10 Kilometern, 6,3 Mio. Fahrzeuge fahren einen Weg zwischen 10 und 25 Kilometern, 2,6 Mio. Fahrzeuge pendeln zwischen 25 und 50 Kilometern und rund 1 Mio. Fahrzeuge fahren über 50 Kilometer zum Arbeitsplatz.

[in 1000 Pkw]	Erwerbstätige	Schüler/Studenten	Summe
unter 10	6598	726	7324
10 bis 25	6082	222	6304
25 bis 50	2559	73	2631
50 und mehr	936	33	969
ohne oder wechselnder Weg	1239	1	1240
Summe	17414	1055	18468

**Tabelle A.2.:** *Entfernungsabhängige Verteilung der pendelnden Pkw im Jahr 2008 [in 1000 Pkw]. Quelle: eigene Berechnung mit ViZ(2011).*

<sup>364</sup> Etwaige Unterschiede in den Werten zwischen den Tabellen resultieren aus verschiedenen Angaben beim Anteil der entfernungsabhängigen Pkw-Pendler. infas, DLR (2010) gibt für den Arbeitsweg eine Pkw-Quote von 65 % an und für den Weg zur Ausbildungsstätte eine Quote von 8 % (vgl. infas, DLR (2010), S. 121). Destatis (2005) differenziert für Berufspändler entfernungsabhängig eine Pkw-Quote von 53 % für Entfernungen zur Arbeitsstätte unter 10 Kilometern und eine Quote von 82 bis 86 % bei Entfernungen über 10 Kilometern (vgl. Destatis (2005), S. 59). Für diese Arbeit wird für die pendelnden Erwerbstätigen mit einer Strecke unter 10 Kilometern eine Pkw-Quote von 50 % und bei über 10 Kilometern eine Pkw-Quote von 75 % unterstellt. Bei den pendelnden Schülern/Studenten beträgt die Pkw-Quote 15 %.

Die einzelnen Pkw fahren an 220 Arbeitstagen im Jahr jeweils die Strecke zum Arbeits-/Ausbildungsplatz hin und zurück. Unter der Annahme, dass die Entfernungen zum Arbeitsplatz in den einzelnen Grenzen jeweils gleichverteilt sind, ergeben sich als durchschnittliche mittlere Wegstrecken für die einzelnen Kategorien 5 Kilometer, 17,5 Kilometer und 37,5 Kilometer. Im Bereich über 50 Kilometer wird eine durchschnittliche Wegstrecke von 70 Kilometern angenommen. Für Pendler ohne eine feste Pendelstrecke wird eine Wegstrecke von 32,5 Kilometern unterstellt. Die Jahresfahrleistung der einzelnen Entfernungsklassen ergibt sich aus der Anzahl der Fahrzeuge, die an 220 Arbeitstagen die durchschnittliche Wegstrecke zum Arbeitsplatz zweimal fahren. Im Bereich unter 10 Kilometern ergibt sich so eine Jahresfahrleistung von  $7,324 \times 5 \times 2 \times 220 = 16,112$  Mrd. Kilometern. Tabelle A.3 weist die Jahresfahrleistungen für den Weg zur Arbeit für die einzelnen Entfernungsklassen aus.

Neben den Fahrten zum Arbeitsplatz werden auch die Fahrzeuge der Pendler für private Zwecke verwendet. In Anlehnung an FfE (2007) wird festgelegt, dass die Jahresfahrleistung der Pendlerfahrzeuge mit einer Entfernung zum Arbeitsplatz zwischen 10 und 25 Kilometern insgesamt der durchschnittlichen Jahresfahrleistung aller privat zugelassenen Pkw entspricht. Des Weiteren gilt, dass die Fremdnutzung bei Pendlerfahrzeugen mit steigender Entfernung zum Arbeitsplatz abnimmt.

Nutzungs- klasse	Anzahl Pkw [Mio.]	Klassen- bezogene Nutzung [km]	Fremd- nutzung [km]	Jahresfahr- leistung pro Pkw [km]	Jahresfahr- leistung der Klasse [Mrd. km]
geschäftlich	4,1	27390		27390	112,3
unter 10 km	7,3	2200	5030	7230	53,0
10 bis 25 km	6,3	7700	5030	12730	80,2
25 bis 50 km	2,6	16500	3354	19853	52,2
50 und mehr	1,0	26400	1677	28077	27,2
wechselnder Weg	1,2	14300	3354	17654	21,9
privat	18,5	12760		12760	237,8
Summe	41,2				584,6

**Tabelle A.3.:** Jahresfahrleistungen nach Nutzungsklassen im Jahr 2008.

Quelle: eigene Berechnung mit ViZ(2011).

Für die Aufteilung der privat gefahrenen Kilometer auf die Pendlerklasse mit einer Entfernung zwischen 10 und 25 Kilometern folgt somit, dass die PKW dieser Klasse insgesamt im Jahr 2008 jeweils die durchschnittliche Jahresfahrleistung von 12730 Kilometer zurückgelegt haben. Da die jährliche Pendelstrecke in dieser Klasse mit 7700 angegeben wurde, entfallen 5030 private Kilome-

ter auf Fahrzeuge dieser Klasse. Für die PKW in der Entfernungsklasse unter 10 Kilometer wird ebenfalls angenommen, dass diese 5030 private Kilometer gefahren sind. In der Entfernungsklasse von 25 bis 50 Kilometern betrage die Fremdnutzung nur  $\frac{2}{3}$  der Fremdnutzung der ersten beiden Klassen, in der Entfernungsklasse über 50 Kilometern nur  $\frac{1}{3}$ . Insgesamt beträgt der Anteil der privaten Fremdnutzung bei den Pendlerfahrzeugen 234,6 Mrd. Kilometer.

Die restlichen 237,8 Mrd. privaten Kilometer entfallen auf die rein private Nutzung der rein für private Zwecke angemeldeten 18,6 Mio. Fahrzeuge. Die Jahresfahrleistung der privaten Nutzungsklasse beträgt somit pro Pkw 12760 Kilometer.

Nutzungs- klasse	Substitutionsgrad pessimistisch	Substitutionsgrad optimistisch
geschäftlich	10 %	30 %
unter 10 km	0 %	10 %
10 bis 25 km	3 %	30 %
25 bis 50 km	5 %	50 %
50 und mehr	0 %	30 %
privat	0 %	10 %

**Tabelle A.4.:** *Substitutionsgrade für Fahrzeugklassen nach Szenarien.*  
Quelle: FfE(2007).

Tabelle A.4 enthält die angenommenen Substitutionsgrade für die verschiedenen Fahrzeugklassen für das pessimistische und das optimistische Szenario. Die Verteilung der Substitutionsgrade erklärt sich durch die folgenden gemachten Annahmen:<sup>365</sup>

- Geschäftlich zurückgelegte Strecken sind sehr gut planbar. Dementsprechend können Ladezeiten und -orte bei der Planung berücksichtigt werden. Insbesondere Flottenfahrzeuge von z.B. Lieferdiensten können somit gut durch Elektrofahrzeuge substituiert werden.
- Pendlerfahrzeuge können in Abhängigkeit der privat zurückzulegenden Strecken und der Ausstattung der Haushalte mit Zweitfahrzeugen unterschiedlich gut substituiert werden. Die in allen Klassen nur geringe Pendelstrecke liegen alle innerhalb der Reichweite von Elektrofahrzeugen und könnten ohne Problem mit diesen zurückgelegt werden. Bei den privaten Strecken wird jedoch angenommen, dass diese insbesondere bei Haushalten mit geringer Pendelstrecke zu groß sein können, um diese mit der begrenzten Reichweite der Elektrofahrzeuge bewältigen zu können. Höhere Substitutionsraten bei den größeren Pendelstrecken resultie-

<sup>365</sup> Vgl. im Folgenden FfE (2007), S. 37ff.



ren aus der Tatsache, dass in diesen Haushalten typischerweise mindestens ein Zweitwagen vorhanden ist, mit welchem zu große private Strecken gefahren werden könnten. Die im optimistischen Szenario durchweg höheren Substitutionsraten resultieren aus der angenommenen höheren Reichweite der Elektrofahrzeuge und der daraus resultierenden breiteren Akzeptanz bei den Kunden.

- Bei den privaten Fahrzeugen handelt es sich entweder um die genannten Zweitwagen oder um Erstwagen. Für die Zweitwagen fällt eine Substitution weg, da das Pendelfahrzeug bevorzugt substituiert wird. Für die Erstwagen gilt das obige Argument, dass private Strecken außerhalb der Reichweite der Elektrofahrzeuge liegen können. Ein Substitutionsgrad von 10 % im optimistischen Fall resultiert aus einem unterstellten Umweltbewusstsein bei den Nutzern.
- Für die Fahrzeuge der Nutzungsklasse mit wechselnden Wegen entfällt die Möglichkeit zur Substitution durch Elektrofahrzeuge, da die wechselnden Wege einen planmäßigen Ladezyklus nicht zulassen und die Strecken die Reichweite der Fahrzeuge übersteigen können. Dementsprechend haben die Fahrzeuge dieser Klasse keinen Einfluss auf die Stromnachfrage zum Laden von Elektrofahrzeugen.

Nutzungs- klasse	Anzahl Pkw [Mio.]	Jahresfahr- leistung pro Pkw [km]	pessimistisch		optimistisch	
			substitu- ierte Pkw [Mio.]	substitu- ierte Jahres- fahrleistung [Mrd. km]	substitu- ierte Pkw [Mio.]	substitu- ierte Jahres- fahrleistung [Mrd. km]
geschäftlich	4,1	27390	0,41	11,2	1,23	33,7
unter 10 km	7,3	7230	0	0	0,73	5,3
10 bis 25 km	6,3	12730	0,19	2,4	1,89	24,1
25 bis 50 km	2,6	19853	0,13	2,6	1,3	25,8
50 und mehr	1,0	28077	0	0	0,3	8,4
privat	18,5	12760	0	0	1,85	23,6
Summe	39,8		0,73	16,2	7,3	120,9

**Tabelle A.5.:** *Substituierte Pkw und Jahresfahrleistungen nach Nutzungsklassen. Quelle: eigene Berechnung.*

Eine Anwendung der Substitutionsgrade auf die Anzahl der Pkw in den einzelnen Nutzungsklassen sowie deren Jahresfahrleistung ergibt die substituierte Jahresfahrleistung, welche potenziell mit den Elektroautos zurückgelegt wird. Tabelle A.5 fasst die Ergebnisse zusammen. Die gesamte Anzahl an substituierten Fahrzeugen ist im optimistischen Szenario mit 7,3 Mio. Fahrzeugen zehnmal größer als im pessimistischen Szenario (0,73 Mio.). Die substituierte Jahresfahrleistung unterscheidet sich hingegen nur um den Faktor 7,5 und

beträgt im pessimistischen Szenario 16,2 Mrd. Kilometer bzw. 120,9 Mrd. Kilometer im optimistischen Szenario. Die unterproportionale Zunahme bei der substituierten Jahresfahrleistung resultiert aus der Tatsache, dass im optimistischen Szenario insbesondere Fahrzeuge in fahrleistungsschwachen Klassen substituiert werden, in denen jedoch eine große Anzahl an Fahrzeugen substituiert wird (privat, Pendler mit 10 bis 25 Kilometern).

Unterstellt man einen durchschnittlichen Verbrauch der Elektrofahrzeuge von 20 kWh/100 km, so kann der Energiebedarf bestimmt werden, der zur Deckung der Jahresfahrleistung insgesamt benötigt wird.

Nutzungs- klasse	Energiebedarf pessimistisch [GWh]	Energiebedarf optimistisch [GWh]
geschäftlich	2,2	6,7
unter 10 km	0	1,1
10 bis 25 km	0,5	4,8
25 bis 50 km	0,5	5,2
50 und mehr	0	1,7
privat	0	4,7
Summe	3,2	24,2

**Tabelle A.6.:** Energiebedarf zur Deckung der substituierten Jahresfahrleistung. Quelle: eigene Berechnung.

Entscheidenden Einfluss auf den zu bestimmenden Lastgang durch das Aufladen der Elektrofahrzeuge hat die Art des Anschlusses, an welchem die Fahrzeuge geladen werden. Je höher die Ladeleistung ist, desto schneller wird ein Elektrofahrzeug aufgeladen und desto höher ist die jeweilige Stromnachfrage in der kürzeren Zeit. Es lassen sich die normale Haushaltssteckdose (Ladeleistung: 3 kW) und eine Ladevorrichtung mit Drehstromanschluss (Ladeleistung: 15 kW) unterscheiden. Tabelle A.7 ordnet den einzelnen Klassen die jeweilige nutzbare Ladeleistung zu.

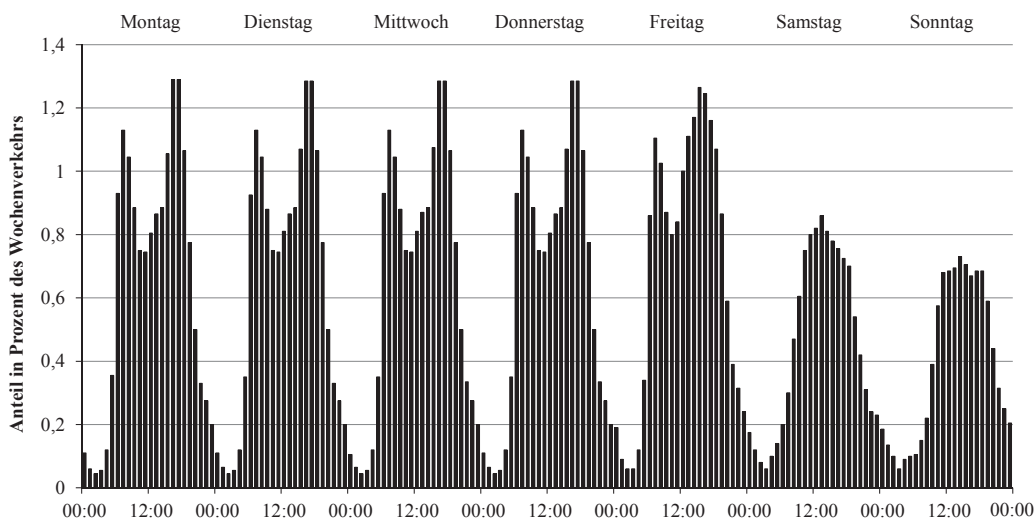
Klasse	Ladeleistung
geschäftlich	15 kW
unter 10 km	3 kW
10 bis 25 km	3 kW
25 bis 50 km	5 kW
50 und mehr	5 kW
privat	3 kW

**Tabelle A.7.:** Ladeleistung für Fahrzeugklassen. Quelle: FfE(2007).

Firmen verfügen grundsätzlich über Drehstromanschlüsse, sodass den geschäftlich genutzten Fahrzeugen eine Ladeleistung von 15 kW zur Verfügung steht.

Private Elektrofahrzeuge können nur an der normalen Haushaltssteckdose geladen werden. Fahrzeuge der beiden unteren Pendelklassen haben ebenfalls nur Zugriff auf eine Ladeleistung von 3 kW. Für einen Teil der Pendler mit über 25 Kilometern Wegstrecke wird angenommen, dass sie das Auto sowohl zu Hause als auch am Arbeitsplatz laden. Durchschnittlich steht ihnen dabei eine Ladeleistung von 5 kW zur Verfügung.

Für die Bestimmung eines Ladelastgangs ist es erforderlich, das Verkehrsaufkommen in den einzelnen Stunden der Wochentage zu kennen. Das Aufladen der Elektrofahrzeuge erfolgt in dem hier betrachteten statischen Fall direkt im Anschluss an die getätigte Fahrt. Ohne preisbasierte Anreize oder zentral gesteuerten Ladevorgängen entspricht dies dem natürlichen Verhalten der Fahrzeugbesitzer, da sie so für eine mögliche weitere Fahrt vorsorgen. Abbildung A.1 zeigt einen Wochengang für Pkw-Verkehr. Die Kernwochentage Montag, Dienstag, Mittwoch und Donnerstag weisen jeweils den gleichen Verlauf auf. Es lassen sich jeweils deutlich die Pendelfahrten zum Arbeitsplatz erkennen. Am Freitag nimmt der Verkehr in den Nachmittagstunden im Vergleich zu, da zu dieser Zeit die typischen Heim- und Freizeitfahrten getätigt werden.

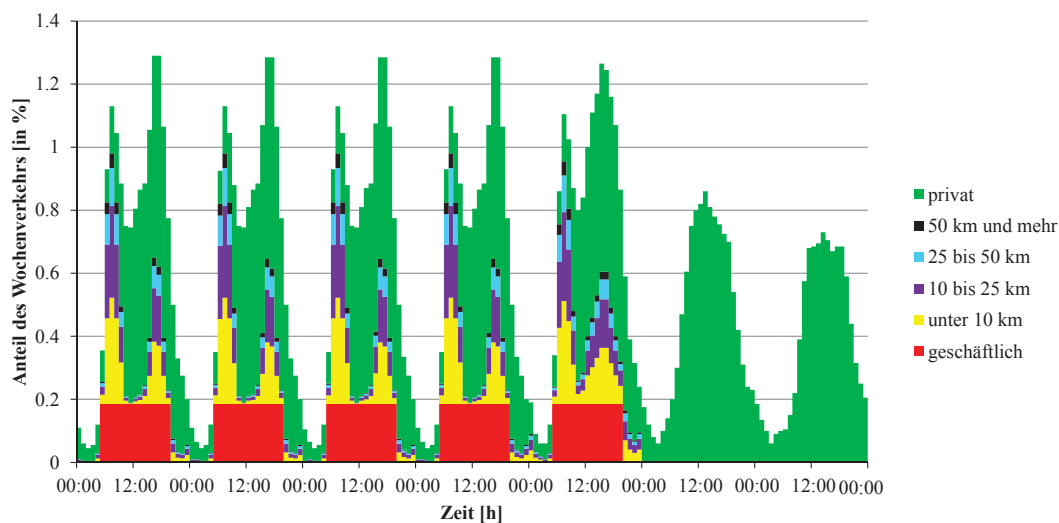


**Abbildung A.1.:** Wochengang des Pkw-Verkehrs in Prozent des Wochenverkehrs. Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an FfE(2007).

Für eine Aufteilung des Wochengangs des Pkw-Verkehrs auf die sechs Nutzungsklassen werden die Anteile der Fahrtzwecke Beruf/Ausbildung, Geschäft und Privat an der Summe der Verkehrsleistung des mobilen Individualverkehrs für das Jahr 2008 bestimmt. Der Anteil der privaten Fahrtzwecke an der Verkehrsleistung des mobilen Individualverkehrs beträgt für das Jahr 2008

64,8 %, gefolgt von den beruflichen/schulischen Fahrtzwecken mit 21,3 % und den geschäftlichen Fahrtzwecken mit 13,9 %.

Die genannten Anteile müssen im nächsten Schritt auf die Wochentage verteilt werden. Für den geschäftlichen Verkehr wird angenommen, dass dieser nur von Montag bis Freitag in der Zeit von 05:00 bis 20:00 Uhr stattfindet. Da keine weiteren Informationen zum Tagesgang des geschäftlichen Verkehrs vorliegen, wird eine Gleichverteilung auf die genannten 75 Stunden angenommen, was einer geschäftlichen Verkehrsleistung von 0,185 % je Stunde entspricht. Für den privaten Verkehr wird mit infas, DLR (2010) ein Tagesgang für die Wochentage approximiert. Zusätzlich wird unterstellt, dass der Verkehr am Wochenende rein private Zwecke hat. Auf den Pendlerverkehr entfällt die übrige Fahrleistung. Zusammen mit den Anteilen der Pendler-Pkw (vgl. Tabelle A.5) erfolgt die Aufteilung des Pendler-Wochengangs auf die einzelnen Entfernungsklassen. Abbildung A.2 zeigt das Ergebnis der Verteilung des Wochengangs auf die betrachteten Nutzungsklassen.



**Abbildung A.2.:** Aufteilung des Wochengangs auf die Nutzungsklassen.  
Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an FfE(2007).

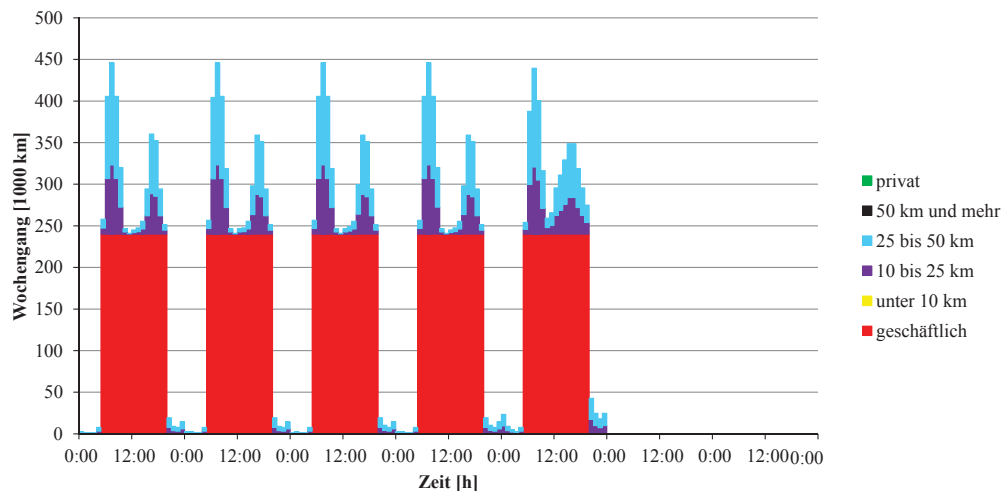
Für eine Überführung der Anteile am Wochengang in gefahrene Kilometer werden die Anteile mit der Wochenfahrleistung multipliziert. Tabelle A.8 enthält die Wochenfahrleistungen für die sechs Nutzungsklassen, welche sich aus den in Tabelle A.5 gegebenen Jahresfahrleistungen durch Division mit der Wochenanzahl 52 ergeben. Es gilt zu berücksichtigen, dass Tabelle A.8 nur die klassenbezogene Fahrleistung enthält. Die Fremdnutzung der Pendlerklassen ist also der privaten Fahrleistung zugeordnet.

Analog zu FfE (2007) wird der Verkehr einer Stunde auf 5-Minuten-Intervalle umgerechnet, um eine feinere Aufteilung zu erhalten. Abbildung A.3 enthält

Nutzungs- klasse	pessimistisch		optimistisch	
	substitu- ierte Jahres- fahrleistung [Mrd. km]	substitu- ierte Wochen- fahrleistung [Mrd. km]	substitu- ierte Jahres- fahrleistung [Mrd. km]	substitu- ierte Wochen- fahrleistung [Mrd. km]
geschäftlich	11,23	0,22	33,69	0,65
unter 10 km	0	0	1,61	0,03
10 bis 25 km	1,46	0,03	14,55	0,28
25 bis 50 km	2,15	0,04	21,45	0,41
50 und mehr	0	0	7,92	0,15
privat	0	0	41,65	0,80
Summe	14,83	0,29	120,87	2,32

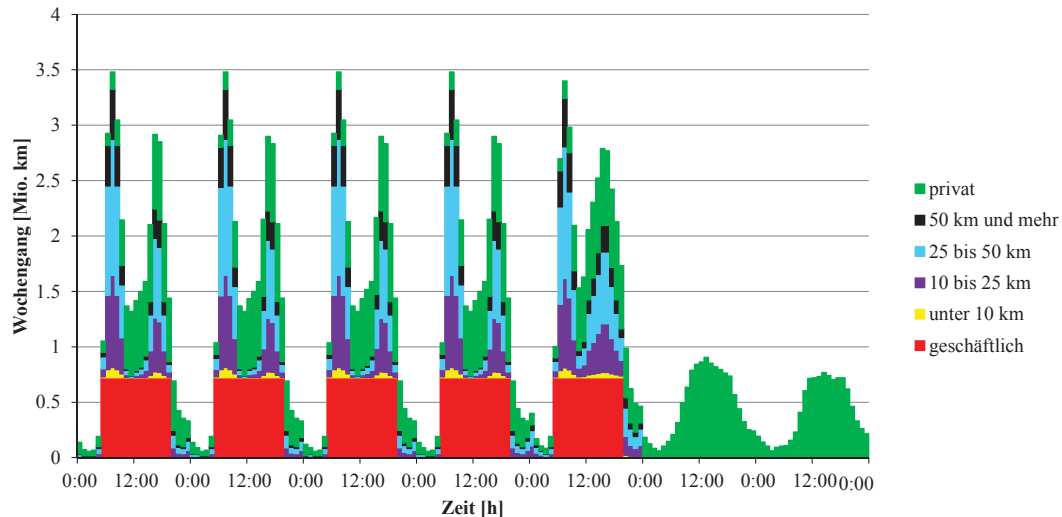
**Tabelle A.8.:** Wochenfahrleistung der substituierten Pkw. Quelle: eigene Berechnung.

den Wochengang des pessimistischen Szenarios auf Basis von 5-Minuten-Intervallen. Nur an den Wochentagen ist ein Wochengang vorhanden. Am Wochenende liegt kein substituiertes Verkehr vor, da der rein private Verkehr des Wochenendes im pessimistischen Szenario nicht substituiert wird. Der Geschäftsverkehr nimmt den größten Anteil des Verkehrs der Arbeitswoche ein.



**Abbildung A.3.:** Wochengang des elektrisch substituierten Verkehrs bei pessimistischen Annahmen. Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an FfE(2007).

Im Gegensatz zum pessimistischen Szenario wird im optimistischen Szenario auch der private Verkehr substituiert (vgl. Tabelle A.4). Dementsprechend gibt es an jedem Tag der Woche elektrisch substituierten Verkehr.



**Abbildung A.4.:** Wochengang des elektrisch substituierten Verkehrs bei optimistischen Annahmen. Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an FfE(2007).

Mit Hilfe der durchschnittlichen Weglängen lässt sich der Energieverbrauch einer durchschnittlichen Fahrt bestimmen.<sup>366</sup>

Nutzungs- klasse	durchschnittliche Weglänge [km]	durchschnittlicher Verbrauch	Verbrauch für die durchschnittliche Strecke [kWh]
geschäftlich	21,3	20 kWh / 100 km	4,26
unter 10 km	5,0	20 kWh / 100 km	1,0
10 bis 25 km	17,5	20 kWh / 100 km	3,5
25 bis 50 km	37,5	20 kWh / 100 km	7,5
50 und mehr	70,0	20 kWh / 100 km	14,0
privat	8,7	20 kWh / 100 km	1,74

**Tabelle A.9.:** Energieverbrauch einer durchschnittlichen Fahrt. Quelle: eigene Berechnung.

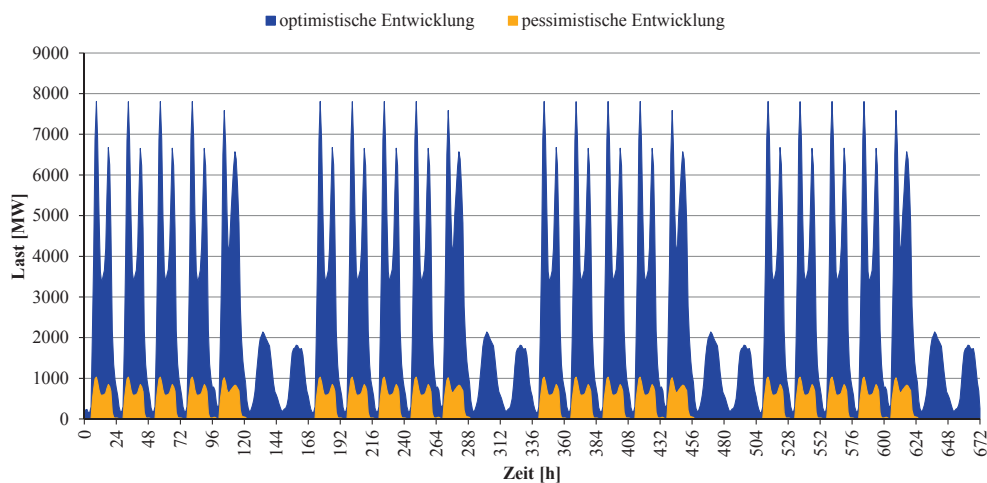
Mit Hilfe des Energieverbrauchs einer durchschnittlichen Fahrt sowie der jeweiligen Ladeleistung für die einzelnen Klassen aus Tabelle A.7 lässt sich die Ladedauer bestimmen. Die Ladedauer gibt an, wie lange ein Elektrofahrzeug nach einer Fahrt mit der durchschnittlichen Länge am Netz aufgeladen werden muss, um die genutzte Energie wieder eingespeichert zu haben. Tabelle A.10 enthält die Ladedauer für die jeweiligen Fahrzeugklassen.

<sup>366</sup> Für die Pendler-Klassen wird eine Gleichverteilung der Fahrten in der jeweiligen Klasse angenommen. Die durchschnittliche Weglänge in den Nutzungsklassen „geschäftlich“ und „privat“ sind mit den entsprechenden Personenkilometern, der Anzahl der beförderten Personen und dem mittleren Besetzungsgrad der Fahrzeuge bestimmt worden. Datenquelle: infas, DLR (2010).

Nutzungs- klasse	durchschnittlicher Verbrauch pro Fahrt [kWh]	Leistung Ladevor- richtung [kW]	Lade- dauer [min]	Anzahl der 5-Minuten- Intervalle	tatsächliche Lade- leistung [kW]
geschäftlich	4,26	15	20	4	12,78
unter 10 km	1,0	3	20	4	3,0
10 bis 25 km	3,5	3	70	14	3,0
25 bis 50 km	7,5	5	90	18	5,0
50 und mehr	14,0	5	170	34	4,94
privat	1,74	3	35	7	2,98

**Tabelle A.10.:** Ladedauer und tatsächliche Ladeleistung. Quelle: eigene Berechnung nach FfE(2007).

Für eine Betrachtung ganzer 5-Minuten-Intervalle weicht die tatsächliche Ladeleistung von der Leistung der Ladevorrichtung teilweise ab. Tabelle A.10 enthält somit die Anzahl der 5-Minuten-Intervalle, in denen ein Elektrofahrzeug nach einer durchschnittlichen Fahrt geladen werden muss. Zusammen mit den Wochengängen aus Abbildung A.3 und A.4 kann mit den Werten aus Tabelle A.10 schließlich der Ladelastgang konstruiert werden. Der in Abbildung A.5 dargestellte Lastgang entspricht der unregelmäßigen Aufladung der Elektrofahrzeuge. Nach einer Fahrt werden die Fahrzeuge sofort an das Netz angeschlossen und aufgeladen.<sup>367</sup>



**Abbildung A.5.:** Vierwöchige Ladelastgänge für eine optimistische und eine pessimistische Entwicklung der Elektromobilität. Quelle: eigene Berechnungen in Anlehnung an FfE(2007).

<sup>367</sup> Für eine detaillierte Analyse der Lastgänge sowie der Umsetzung von Elektromobilität bei der Modellierung, vgl. Kapitel 3.4.2.3 bzw. Kapitel 5.

## B. Modellparameter und -eigenschaften

### B.1. Modellparameter

#### Kraftstoffpreise

[€/MWh <sub>th</sub> ]	2010	2020	2030	2040	2050
SK	8,9	10,08	10,80	11,88	14,04
BK	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44
KK	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
GAS	20	23,04	25,92	28,80	31,68
GUD	20	23,04	25,92	28,80	31,68
OEL	40	46,46	56,61	67,26	79,41
BIO	40	43	50	50	50
WK <sub>on</sub>	0	0	0	0	0
WK <sub>off</sub>	0	0	0	0	0
PV	0	0	0	0	0
HY	0	0	0	0	0
GEO	0	0	0	0	0
KWK <sub>kon</sub>	25	25	25	25	25
IMP <sub>EE</sub>	0	0	0	0	0

**Tabelle B.1.:** Kraftstoffpreise frei Kraftwerk für die Stützjahre [in €/MWh<sub>th</sub>]. Quelle: BMWI(2010), S. 38 und S. 44.

#### Zertifikatspreise

[€/t CO <sub>2</sub> ]	2010	2020	2030	2040	2050
Zertifikatspreis	15,0	23,1	41,8	55,3	74,1

**Tabelle B.2.:** Zertifikatspreise für die Stützjahre [in €/t CO<sub>2</sub>-Äquivalent]. Quelle: BMWI(2010), S. 42.



**CO<sub>2</sub>-Obergrenzen**

[Mio. t CO <sub>2</sub> /a]	2010	2020	2030	2040	2050
max. CO <sub>2</sub> -Emissionen	302,0	214,2	160,6	108,0	76,5

**Tabelle B.3.:** CO<sub>2</sub>-Obergrenzen [in Mio. t CO<sub>2</sub>/a].**Betriebskosten**

[€/MW pro Jahr]	2010	2020	2030	2040	2050
BK	37000	37000	37000	37000	37000
SK	24000	24000	24000	24000	24000
KK	100000	100000	100000	100000	100000
GUD	20000	20000	20000	20000	20000
GAS	9000	9000	9000	9000	9000
WK <sub>on</sub>	43000	41000	39000	38000	38000
WK <sub>off</sub>	150000	132000	92000	81000	74000
PV	35000	29000	28000	27000	26000
BIO	140000	140000	140000	140000	140000
HY	50000	50000	50000	50000	50000
GEO	400000	380000	360000	340000	320000
KWK <sub>kon</sub>	30000	30000	30000	30000	30000
IMP <sub>EE</sub>	40000	40000	40000	40000	40000

**Tabelle B.4.:** Betriebskosten pro Jahr für die Stützjahre [in €/MW pro Jahr]. Quelle: BMWI(2010), S. 38 und S. 44.**Variable Speicherkosten**

[€/MWh]	2010	2020	2030	2040	2050
PSW	1	1,2	1,17	1,26	1,35
DS	14	16,8	18,2	19,6	21
PKW	2	2,16	2,34	2,52	2,7
LI	2	2,16	2,34	2,52	2,7
BS	1	1,08	1,04	1,12	1,05
P2G	60	78	91	91	97,5

**Tabelle B.5.:** Variable Speicherkosten für die Stützjahre [in €/MWh].

### Wirkungsgrad der Stromspeicher

[%]	2010	2020	2030	2040	2050
PSW	75	75	80	80	80
DS	50	60	60	70	70
PKW	0	85	85	90	90
LI	95	95	95	95	95
BS	70	70	70	70	70

*Tabelle B.6.: Wirkungsgrade der Stromspeicher [in %].*

### Kraftwerksdaten

	Steuerbarkeit [ % der Nettoleistung]	Wirkungsgrad [%]	CO <sub>2</sub> -Emissionen [t CO <sub>2</sub> /MWh <sub>th</sub> ]	Aufschlag Anfahrkosten % der Brennstoffkosten]
BK	15 %	34,62	0,3960	35 %
SK	18 %	37,30	0,3348	35 %
KK	5 %	32,94	0	40 %
GAS	100 %	35,651	0,2016	15 %
GUD	35 %	44,52	0,2016	25 %
OEL	100 %	31,22	0,2736	25 %
WK <sub>on</sub>	-	100	0	0 %
WK <sub>off</sub>	-	100	0	0 %
PV	-	100	0	0 %
BIO	100 %	40	0,2016	10 %
HY	100 %	100	0	0 %
Geo	100 %	15	0	0 %
KWK <sub>kon</sub>	15 %	35	0,35	25 %
IMP <sub>EE</sub>	100 %	100	0	0 %

*Tabelle B.7.: Kraftwerksdaten für die im Modell verwendeten Technologien.*

Der durchschnittliche Wirkungsgrad der konventionellen Kraftwerke steigt im Modell zwischen den Stützjahren jeweils um zwei Prozentpunkte an.

### Entwicklung Elektrofahrzeuge

[Mio. Elektrofahrzeuge]	2010	2020	2030	2040	2050
geringe Umsetzung	0	0	1,0	2,5	4,0
mittlere Umsetzung	0	0,5	2,0	5,0	6,0
hohe Umsetzung	0	1,0	6,0	8,0	10,0

*Tabelle B.8.: Entwicklung der Anzahl an Elektrofahrzeugen für verschiedene Umsetzungen [in Mio. Stück].*

**Entwicklung Power-to-Gas**

[MW]	2010	2020	2030	2040	2050
Power-to-Gas	0	10	20	50	100

*Tabelle B.9.: Entwicklung Aufnahmemöglichkeit Power-to-Gas [in MW].***Entwicklung Mindestauslastung BIO und KWK**

[h]	2010	2020	2030	2040	2050
BIO	6057	6405	6506	6471	6506
KWK	4355	3942	3925	3865	3846

*Tabelle B.10.: Entwicklung der unterstellten Mindestauslastung für Biogas und KWK [in Stunden].***Entwicklung Maximalauslastung HY und GEO**

[h]	2010	2020	2030	2040	2050
HY	4563	4804	4800	4800	5000
GEO	0	6333	7000	7043	7000

*Tabelle B.11.: Entwicklung der unterstellten Maximalauslastung für Wasser und Geothermie [in Stunden].***B.2. Modelleigenschaften**

Mit einem mathematischen Modell werden reale Beziehungen und technische Abhängigkeiten in mathematischen Gleichungen ausgedrückt.<sup>368</sup> Die Gleichungen definieren dabei das Modell. Je nach Eingangsdaten kommt es zu unterschiedlichen Ergebnissen bei der Modellberechnung. In den vorherigen Abschnitten dieses Kapitels wurde jeweils untersucht, welche Auswirkungen die unterschiedlichen Eingangsdaten auf die Zielfunktion und die Nebenbedingungen haben.

Der Abstraktionsgrad des Modells muss als sehr hoch bezeichnet werden. Mit zunehmendem Ausblick in die Zukunft nimmt der Grad der Unsicherheit bzgl.

<sup>368</sup> Vgl. Williams (1999), S. 3.

der gemachten Annahmen und Daten immer weiter zu. Darüber hinaus führt die hochaggregierte Betrachtung der einzelnen Teilnehmer und Technologien zu einer stark vereinfachten Abbildung der Realität. Kraftwerksindividuelle technische Restriktionen (Wirkungsgrade, Anfahrzeiten, Mindestauslastung) können nicht berücksichtigt werden. Auf der Nachfrageseite fehlen individuelle Verhaltensweisen bei der Nutzung der einzelnen Prozesse. Das Modell kann deshalb keine exakten Voraussagen über Einsatzzeiten von Kraftwerken oder Stromspeicher liefern. Vielmehr soll die Funktionsweise des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage im zukünftigen deutschen stromwirtschaftlichen System veranschaulicht und die ökonomischen Implikationen quantifiziert werden.

Die technischen Zusammenhänge bei der Erzeugung und Nachfrage von Elektrizität sind sehr komplex. Bei einer vollständigen Abbildung des deutschen Elektrizitätsmarktes müssten die physikalischen Gesetzmäßigkeiten und technischen Restriktionen der einzelnen Anlagen und Teilnehmer identifiziert und formalisiert werden. Ein solch hoher Detaillierungsgrad würde zu Millionen von Datenpunkten führen, welche gesammelt, aufbereitet und verarbeitet werden müssten.

Gleichzeitig sorgen die technischen Restriktionen und Abhängigkeiten bei der Elektrizitätserzeugung dafür, dass bestimmte Nebenbedingungen nicht linear abgebildet werden müssen. So führt ein Mindestauslastungsgrad bei fossilen Kraftwerken bspw. dazu, dass die Annahme der Linearität gebrochen wird. Ein fossiles Kraftwerk kann entweder ausgeschaltet werden oder muss mindestens mit einer bestimmten Leistung gefahren werden. Dennoch ist das Modell in dieser Arbeit in linearer Form aufgeschrieben, um möglichst schnell eindeutige Modellergebnisse liefern zu können.

Für das verwendete Modell mussten dementsprechend Einschränkungen und Annahmen im Vergleich zur Realität gemacht werden. Ein Modell kann nur ein beschränktes Abbild der Wirklichkeit sein.

Es findet keine kraftwerksscharfe Modellierung statt. Stattdessen wird je Erzeugungstechnologie nur ein Kraftwerk angenommen, welches die Gesamtleistung der jeweiligen Technologie annimmt. Somit wird auch nur eine durchschnittliche Flexibilität und ein durchschnittlicher Wirkungsgrad angenommen, welcher sich im Zeitverlauf jedoch durch in der Realität stattfindenden technischen Fortschritt jeweils verbessert. Es ist auch dieser Tatsache geschuldet, dass im Modell keine Teillast-Wirkungsgrade für die Kraftwerke berücksichtigt werden können. Auch Mindeststillstandszeiten finden keine Berücksichtigung im Modell.

Die fixe Vorgabe eines Kraftwerksparks vernachlässigt die Möglichkeit, dass es durch DSM zu einer Reduktion der vorzuhaltenden (Back-up-)Kraftwerksleistung kommen kann. Eine solche Berücksichtigung würde jedoch einen längeren Modellierungszeitraum erforderlich machen.

Bei den Stromspeichern wird angenommen, dass diese auch für sehr kurze Dauern in Betrieb gehen können und Strom aufnehmen oder abgeben können. Es ist somit möglich, dass nur über ein 5-Minuten-Intervall ein Betrieb stattfindet. Diese Annahme kann für hoch-effiziente Batteriespeicher wie Lithium-Ionen-Batterien technisch möglich sein. Pumpspeicher- oder Druckluftspeicher haben jedoch bestimmte Trägheiten, die einen solchen kurzfristigen Einsatz nicht ermöglichen.

Bei den DSM-Maßnahmen wird vereinfachend angenommen, dass verschobene Arbeit täglich ausgeglichen werden muss. Mit dieser Annahme wird die Flexibilität auf der Nachfrageseite stark eingeschränkt. Zwar trifft die Annahme auf bestimmte Prozesse durchaus zu (z.B. Kühlaggregate), jedoch gibt es durchaus Prozesse, die einen längeren Zeitraum für eine Lastverschiebung ermöglichen würden. Gleichzeitig fehlen individuelle Lastgänge für die einzelnen DSM-Prozesse. Zwar werden im Modell jahreszeitliche Einschränkungen (z.B. Heizung nur im Herbst und Winter) und tageszeitliche Einschränkungen (z.B. Haushaltsgeräte nur tagsüber in Nutzung) gemacht, eine exakte Bestimmung der Nutzung von DSM-Prozessen macht jedoch individuelle Lastgänge für jeden einzelnen DSM-Prozess erforderlich.

Für die Vermarktung der DSM-Potenziale steht lediglich der Spotmarkt zur Verfügung. Trotz der hohen technischen Anforderungen ist es einer kleinen Anzahl an Industrieprozessen bereits heute möglich, am Regelenergiemarkt teilzunehmen. In Zukunft muss jedoch durch technische Weiterentwicklungen und Anpassungen des Marktdesigns mit einer zunehmenden Teilnahme der industriellen Anbieter auf dem Regelenergiemarkt gerechnet werden.<sup>369</sup> Diese Tatsache wird durch die begrenzte Abbildung des Regelenergiemarkt im Modell vernachlässigt.

Bei den DSM-Potenzialen wird unterstellt, dass die Nachtspeicherheizungen zum größten Teil auch nach dem eigentlichen Verbot ab dem 31. Dezember 2019 weiterbetrieben werden. Mit Beschluss des Bundestages vom 17. Mai 2013 wurde dieses Verbot aufgehoben, sodass die Nachtspeicheröfen auch in Zukunft weiterhin betrieben werden können und somit als DSM-Potenzial zur

---

<sup>369</sup> Vgl. Dena (2010b), S. 409.

Verfügung stehen. Grundsätzlich besteht bei den Energieversorgern ein Interesse, ähnliche Anwendungsbereiche wie die Nachtspeicherheizungen zu entwickeln.<sup>370</sup>

Die Nachfrage wird nur für vier Wochen detailliert abgebildet und die entsprechenden Modellergebnisse auf Jahresbasis hochskaliert. Zudem kommt es mit den unterstellten Werten für die Stromnachfrage und die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien für die Residuallast in der Winterwoche zu deutlich negativen Werten, welche eine ausschlaggebende Wirkung auf die Modellergebnisse haben.

Die aggregierte Abbildung der verschiedenen Erzeugungstechniken in jeweils einem einzigen Kraftwerk ermöglicht keine explizite Berechnung von kraftwerksindividuellen Deckungsbeiträgen. Es kann somit kein Fokus auf die wirtschaftlichen Probleme der konventionellen Kraftwerke im zukünftigen Marktumfeld gelegt werden. Dazu bedarf es einer detaillierten technischen Aufschlüsselung der einzelnen Erzeugungseinheiten.

Vor dem Hintergrund der hier dargestellten Schwächen des verwendeten Modells bzw. der verwendeten Eingangsdaten besteht also auch in Zukunft weiterer Forschungsbedarf. Es gilt, mit einem zeitlich noch annehmbaren Aufwand ein möglichst detailgetreues Modell für die Abbildung der zukünftigen Entwicklungen im deutschen Strommarkt zu erstellen. Es bleibt jedoch der bekannte Trade-Off bestehen: das Modell wird entweder so umfassend wie möglich und so detailliert wie nötig oder es wird so detailliert wie möglich und so umfassend wie nötig.

Ein wesentlicher Kritikpunkt bei der Modellierung ist im sehr langen Zeithorizont bis zum Jahr 2050 zu sehen. Alle gemachten Annahmen für zukünftige Entwicklungen sind mit höchster Unsicherheit behaftet. Während die Entwicklungen bis zum Jahr 2020 noch anhand aktueller Marktentwicklungen einigermaßen zuverlässig prognostiziert werden können (im Bau befindliche Kraftwerke, Erweiterung der Speicherkapazitäten, Einsatz von Smart Metern), so kann ein tatsächliches Eintreten der im Modell gemachten Annahmen für die Stützjahre 2030 – 2050 nicht mehr gewährleistet werden. Trotzdem ist eine langfristige Perspektive für die Abschätzung und Quantifizierung der sich einstellenden Wirkungen unerlässlich. Nur so können die in Zukunft auftretenden Zusammenhänge erkannt und bewertet werden.

---

<sup>370</sup> Ein Beispiel für einen neuen Anwendungsbereich ist der oben bereits genannte elektrische Heizstab in ansonsten konventionell betriebenen Heizungen und Warmwasserboilern.

## C. Modellergebnisse

### C.1. Entwicklung der Stromerzeugung

#### Referenzszenario

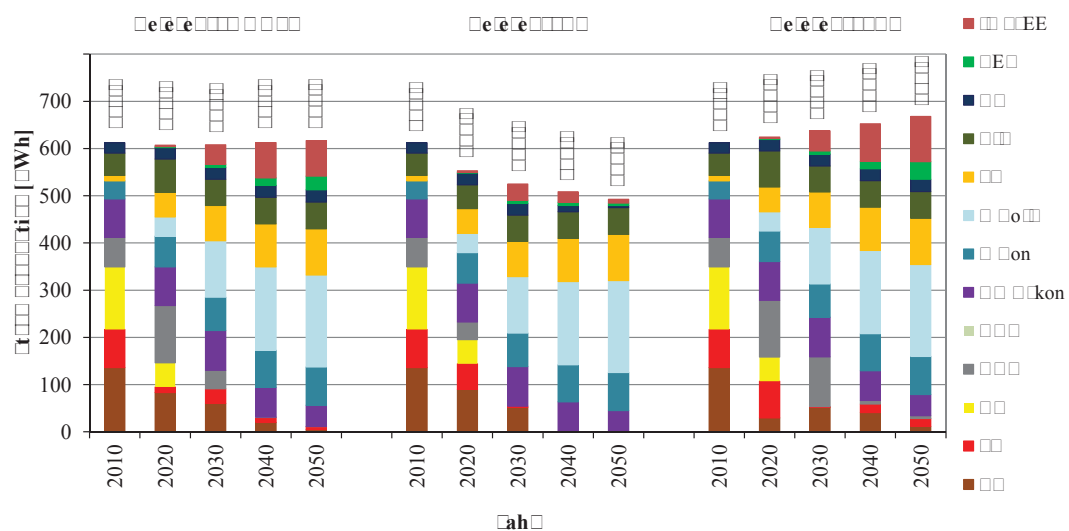


Abbildung C.1.: Stromerzeugung in den verschiedenen Referenzszenarien. Quelle: Modellergebnisse.



Abbildung C.2.: Konventionelle und regenerative Stromerzeugung in den Referenzszenarien [in TWh]. Quelle: Modellergebnisse.

KONST-Szenarien

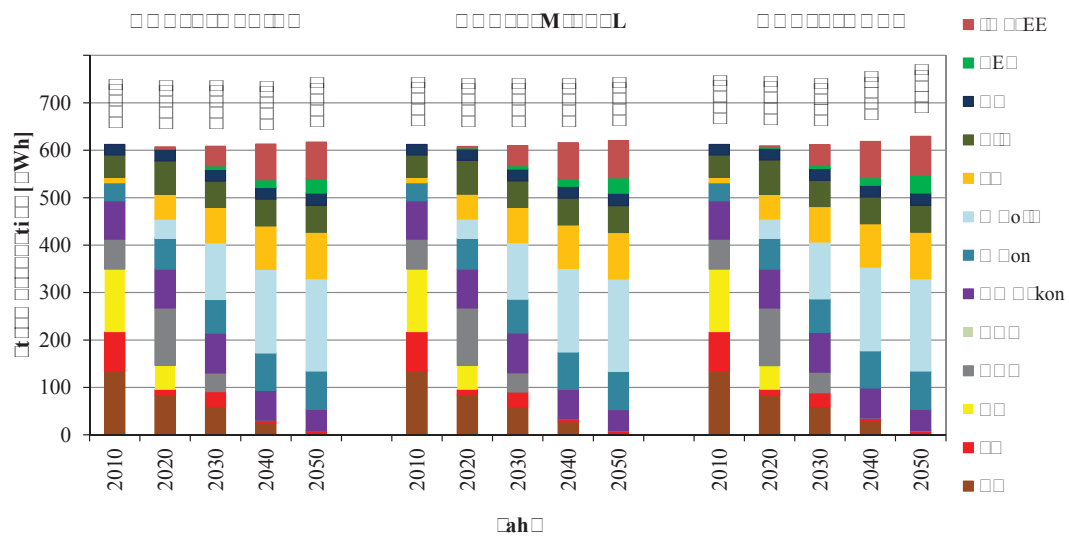


Abbildung C.3.: Stromerzeugung in den KONST-Szenarien. Quelle: Modellergebnisse.

EK-Szenarien

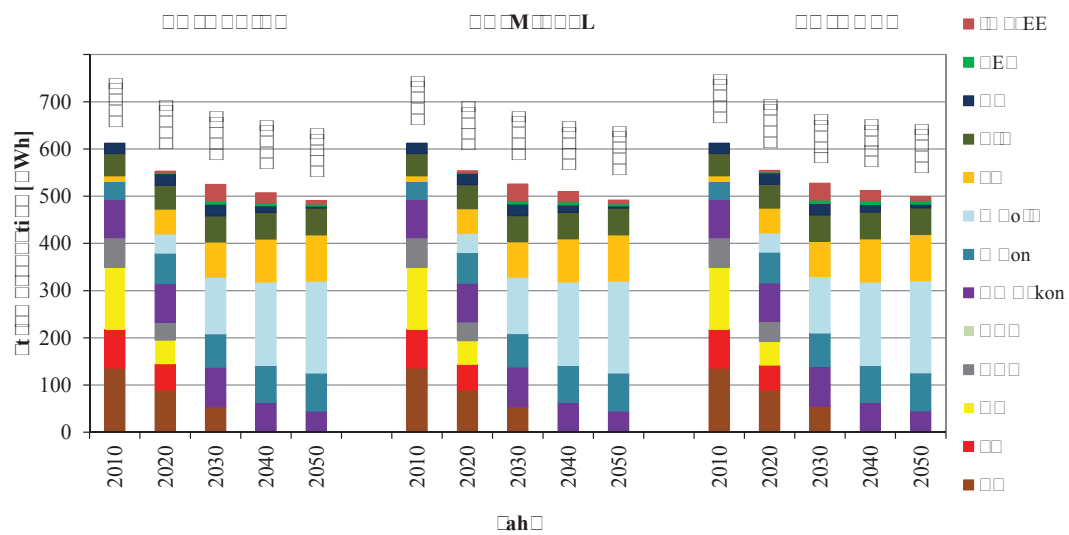


Abbildung C.4.: Stromerzeugung in den EK-Szenarien. Quelle: Modellergebnisse.



STG-Szenarien

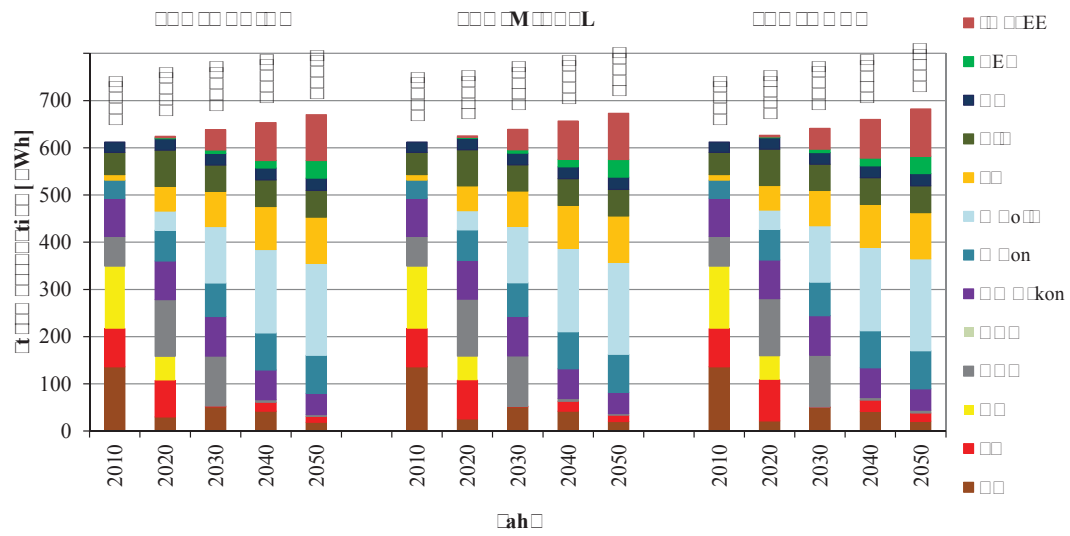


Abbildung C.5.: Stromerzeugung in den STG-Szenarien. Quelle: Modellergebnisse.

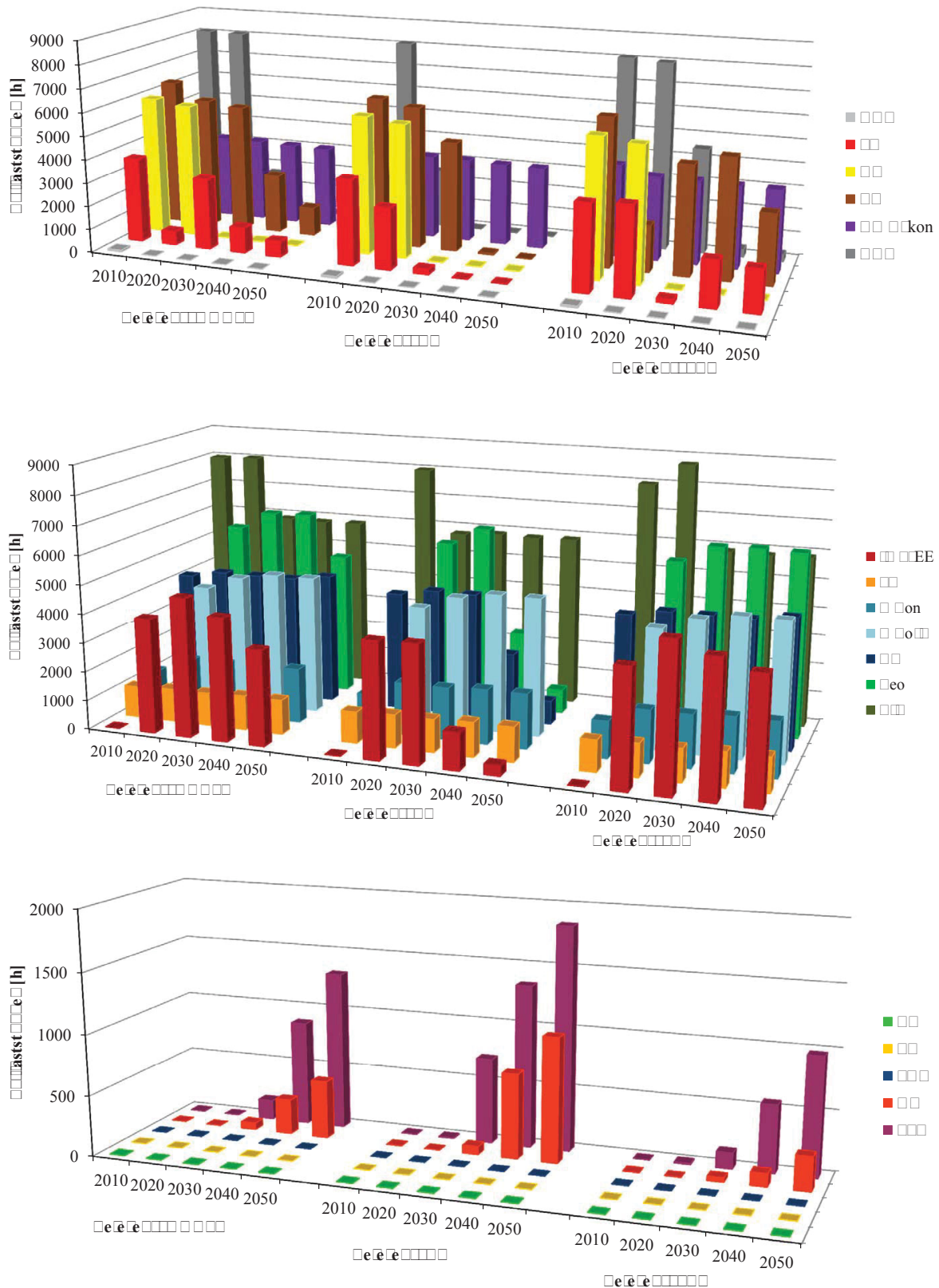


Abbildung C.6.: Volllaststunden der Kraftwerke und Stromspeicher in den verschiedenen Referenzszenarien. Quelle: Modellergebnisse.

## C.2. Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Residuallast

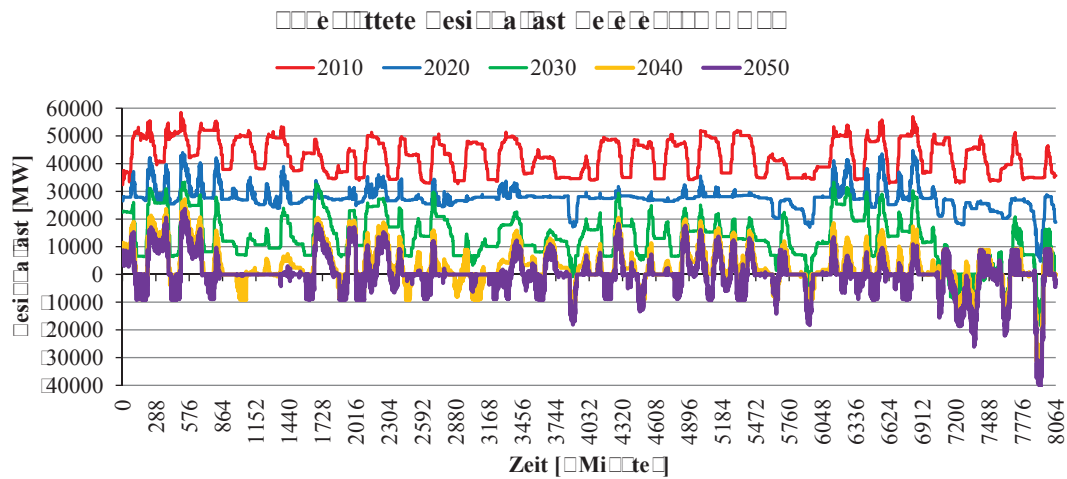


Abbildung C.7.: Verlauf der ungeglätteten Residuallast im Referenz\_KONST-Szenario [in MW]. Quelle: Modellergebnisse.

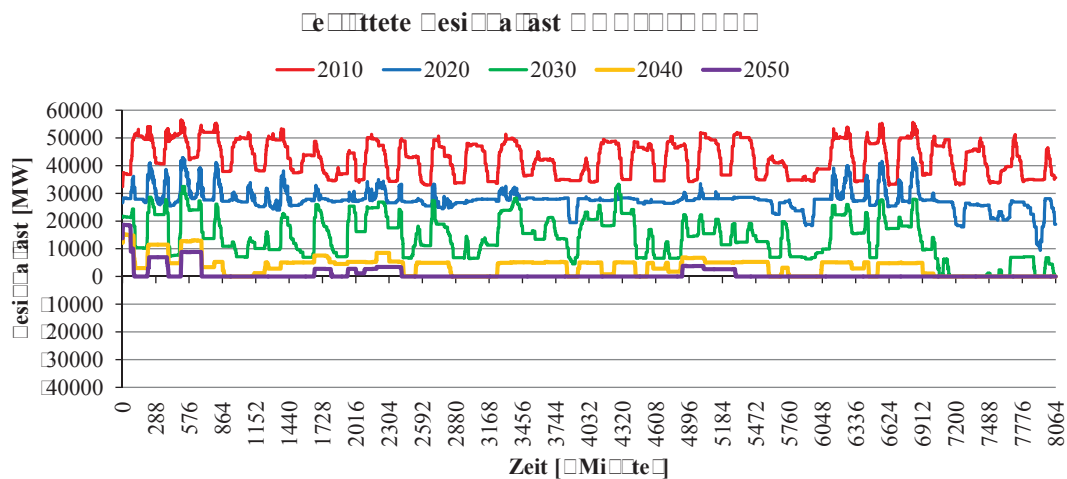
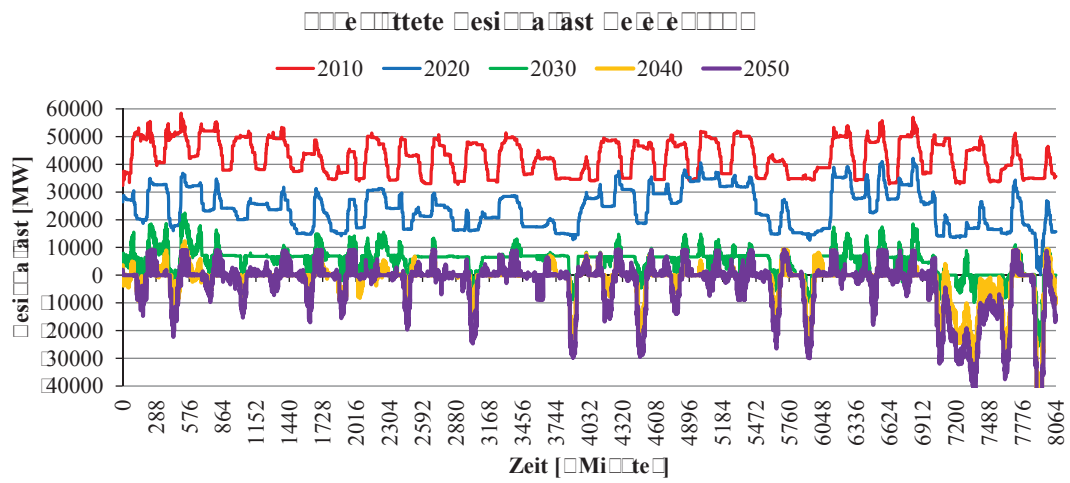
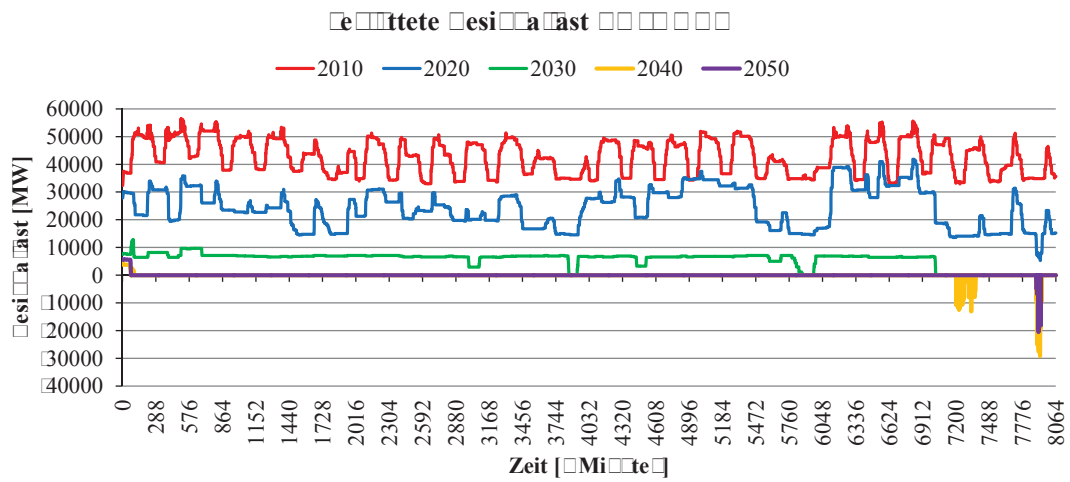


Abbildung C.8.: Verlauf der geglätteten Residuallast in Szenario III [in MW]. Quelle: Modellergebnisse.



**Abbildung C.9.:** Verlauf der ungeglätteten Residuallast im Referenz\_EK-Szenario [in MW]. Quelle: Modellergebnisse.



**Abbildung C.10.:** Verlauf der geglätteten Residuallast in Szenario VI [in MW]. Quelle: Modellergebnisse.

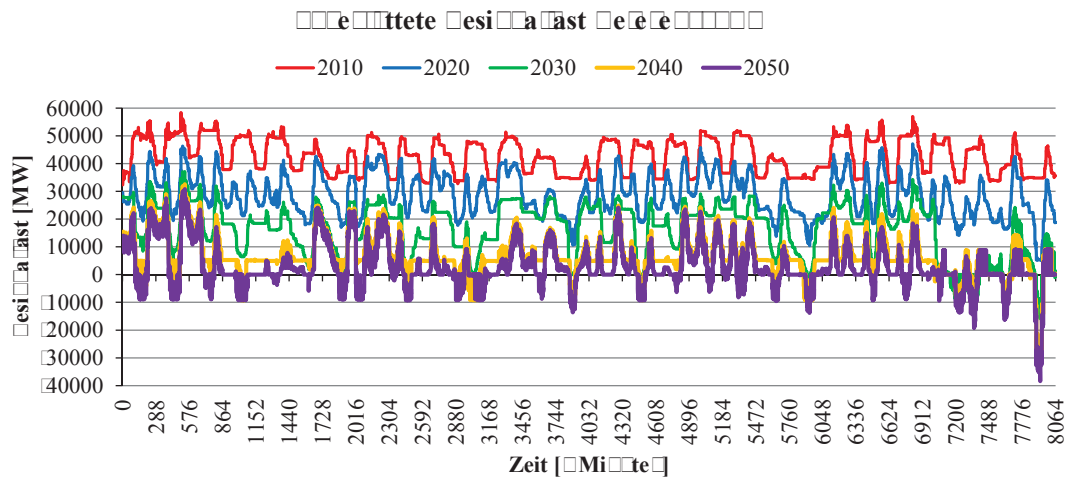


Abbildung C.11.: Verlauf der ungeglätteten Residuallast im Referenz\_STG-Szenario [in MW]. Quelle: Modellergebnisse.

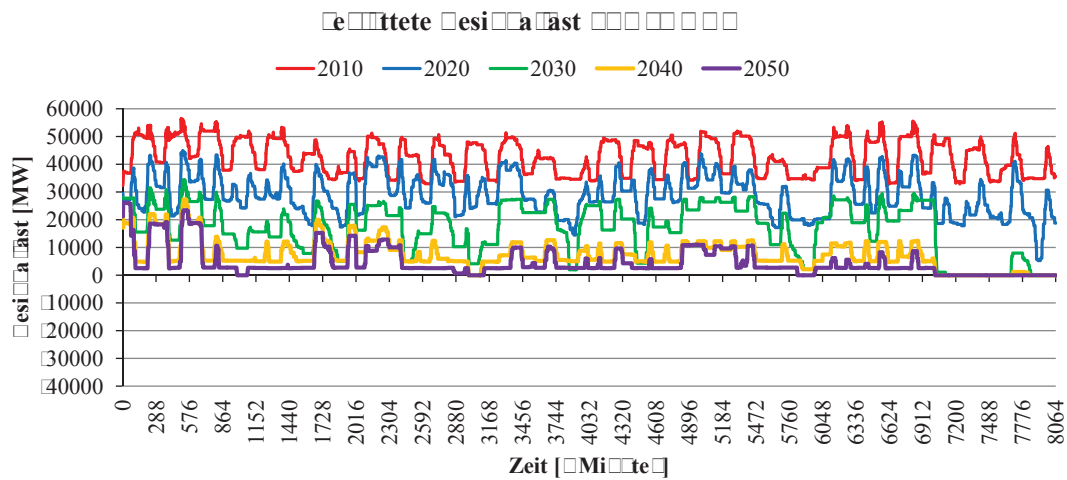


Abbildung C.12.: Verlauf der geglätteten Residuallast in Szenario IX [in MW]. Quelle: Modellergebnisse.

### C.3. Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Höhe der maximalen Residuallast

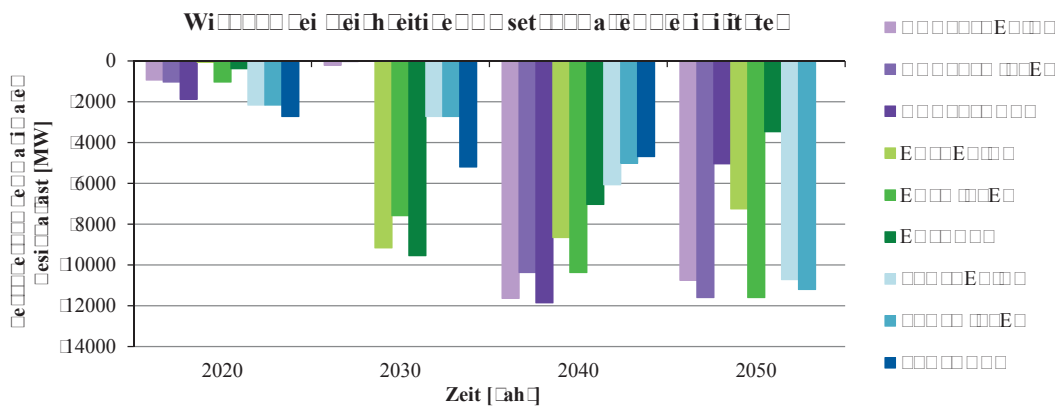


Abbildung C.13.: Wirkung der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Höhe der maximalen Residuallast [in MW]. Quelle: Modellergebnisse.

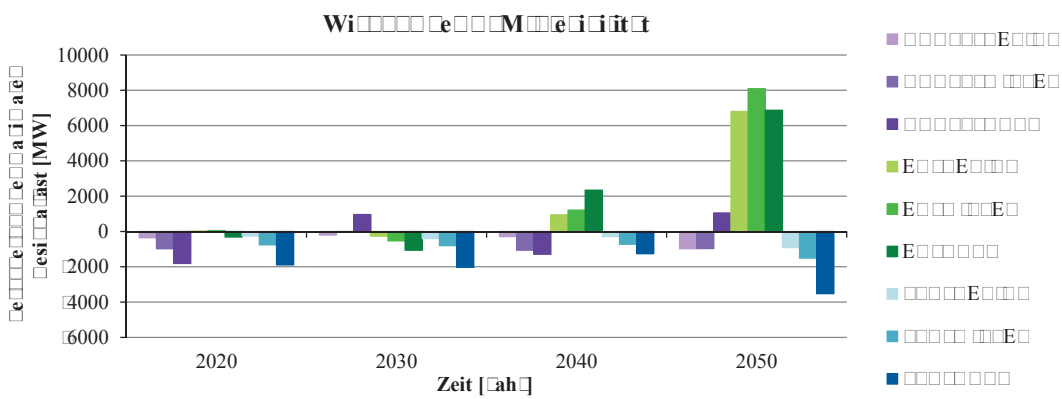


Abbildung C.14.: Wirkung der DSM-Flexibilität auf die Höhe der maximalen Residuallast [in MW]. Quelle: Modellergebnisse.

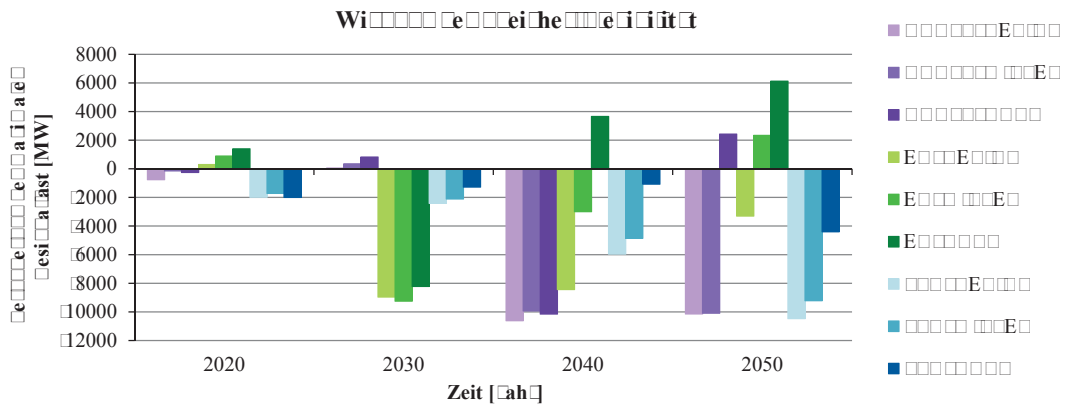


Abbildung C.15.: Wirkung der Speicher-Flexibilität auf die Höhe der maximalen Residuallast [in MW]. Quelle: Modellergebnisse.

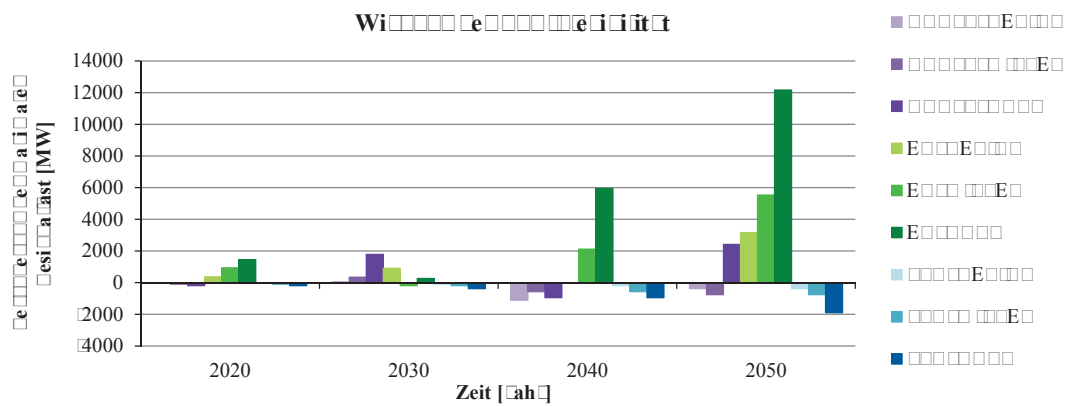


Abbildung C.16.: Wirkung der Pkw-Flexibilität auf die Höhe der maximalen Residuallast [in MW]. Quelle: Modellergebnisse.

## C.4. Diskussion der Wirkung nachfrageseitiger Flexibilitäten auf den Strompreis

Die Einführung nachfrageseitiger Flexibilitäten hat über die Beeinflussung der Lastkurve eine direkte Wirkung auf den Strompreis. Eine Lasterhöhung führt gemäß dem Prinzip der Merit-Order aus Abbildung 2.3 zu steigenden Strompreisen, eine Reduktion der Last führt entsprechend zu einer Reduktion der Strompreise. Das Modell aus Kapitel 4 berechnet einen kostenminimalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Grundsätzlich kann das Modell herangezogen werden, um in Anlehnung an die Merit-Order Strompreise berechnen zu lassen.

Der Strompreis ergibt sich als Schattenpreis aus der Lastrestriktion in Gleichung 4.6.<sup>371</sup> Der Schattenpreis wird jeweils bei der Lösung des Modells implizit berechnet.<sup>372</sup> Der Schattenpreis eines Faktors ist die durch seine partielle Veränderung um eine Einheit hervorgerufene Veränderung des monetären Nettoertrags. Für die Lastvariable in Gleichung 4.6 gibt der Schattenpreis an, um welchen Wert sich der Zielwert ändert, wenn eine zusätzliche Last-Einheit nachgefragt wird. Der Schattenpreis enthält somit die anfallenden Produktionskosten einer zusätzlichen Einheit Strom, welche mit dem Grenzkraftwerk produziert werden würde. Bedingt durch die Modellkonstruktion spiegelt der Schattenpreis jedoch nicht immer den in der jeweiligen Lastsituation anfallenden Markträumungspreis wider.

Die zusätzlich eingeführten Nebenbedingungen schränken den Lösungsraum für die in Kapitel 5 durchgeführte Szenarioanalyse sinnvoll und notwendig ein. Die Restriktion einer CO<sub>2</sub>-Obergrenze sorgt im Modell dafür, dass das wesentliche Ziel der deutschen und europäischen Umweltpolitik eingehalten wird. Ohne eine Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen käme es im Modell zu einer unrealistisch hohen Produktion durch die im Vergleich günstigen, aber CO<sub>2</sub>-lastigen Grundlastkraftwerke. Die Einführung einer Mindestproduktionsmenge bei Biogas- und KWK-Anlagen führt zu einer impliziten Berücksichtigung der vorrangigen Einspeisung. Die hohen Brennstoffkosten der Kraftwerke sorgen für eine geringe Einsatzpriorität. Um die Volllaststunden im Modell trotzdem richtig abbilden zu können, ist eine entsprechende Mindestproduktionsmenge erforderlich. Eine fix vorgegebene Einspeisung aus Biogas-Anlagen, wie sie im Modell bei der dargebotsabhängigen Einspeisung aus Wind und Sonne vor-

---

<sup>371</sup> Vgl. Williams (1999), S. 105.

<sup>372</sup> Vgl. Williams (1999), S. 102f.



genommen wird, ist für die hochflexibel reagierenden Biogas-Kraftwerke nicht sinnvoll, da diese eben nicht dargebotsabhängig sind. Vielmehr kann Biogas flexibel eingesetzt werden und so die Dargebotsabhängigkeit der Erneuerbaren Energien kompensieren. Eine fix vorgegebene Einspeisung aus Biogas-Anlagen könnte darüber hinaus zu einer unnatürlich hohen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien führen, welche die Residuallast sehr stark negativ werden lässt.

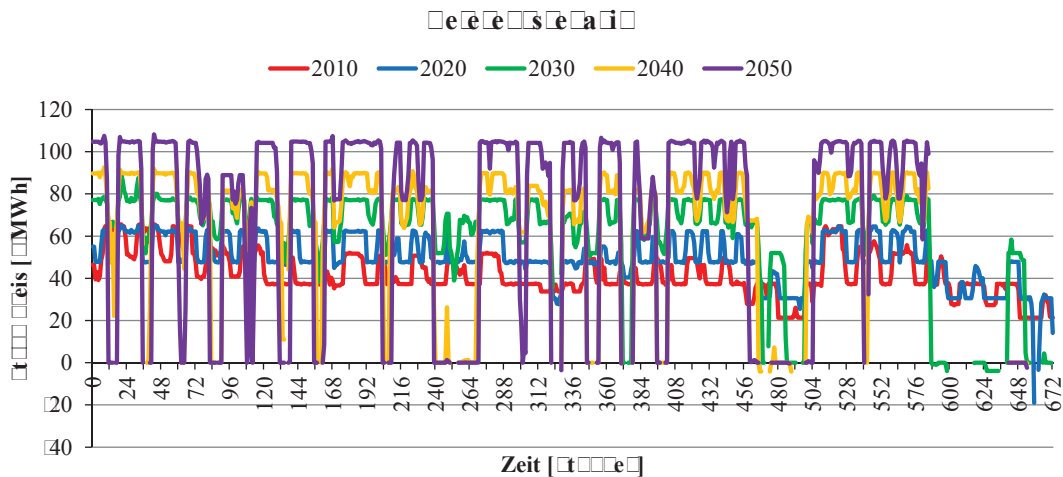
In der Szenarioanalyse wird deutlich, dass die einzelnen Restriktionen häufig bindend sind. Eine bindende Restriktion hat jedoch zur Folge, dass der Schattenpreis zwar anzeigt, um welchen Wert sich der Zielwert ändert, wenn eine zusätzliche Last-Einheit nachgefragt wird. Dieser Wert entspricht aber nicht mehr den variablen Kosten einer zusätzlich produzierten Einheit Strom des Grenzkraftwerks, sondern er gibt die Änderung der Kosten an, welche sich durch die Anpassungen der kompletten Modelllösung ergeben würden. Bei der CO<sub>2</sub>-Restriktion ist dieser Wert typischerweise größer als der Strompreis.

Durch die Vorgabe einer Mindestanzahl an Volllaststunden für die Biogas- und KWK-Erzeugung sowie der fix vorgegebenen Einspeisung aus Wind und Sonne kann es zu Situationen kommen, in denen freie Wasser- und Geothermie-Kapazitäten vorhanden sind. Obwohl in einem solchen Fall z.B. die KWK-Erzeugung das Grenzkraftwerk stellt, nimmt der Schattenpreis und damit der Strompreis im Modell einen Wert von Null an, da eine zusätzlich nachgefragte Einheit Strom in diesem Fall durch Wasser- oder Geothermie befriedigt werden könnte, welche im Modell mit Grenzkosten von Null zum Einsatz kommen.

Um trotzdem die Wirkungen der nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Strompreise zu analysieren, wurde das Modell in einer unrestringierten Fassung verwendet. Die CO<sub>2</sub>-Obergrenze sowie die Einsatzstunden für Biogas- und KWK-Erzeugung wurden aus dem Modell entfernt. Die sich einstellenden Strompreise werden in Folgenden kurz vorgestellt und interpretiert. Es sei ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die folgenden Ergebnisse nicht in Zusammenhang mit der Szenarioanalyse in Kapitel 5 stehen.

## Referenzszenario im unrestringierten Modell

Abbildung C.17 stellt die Strompreisentwicklung im Referenzszenario in den vier repräsentativen Wochen der einzelnen Stützjahre dar. Im Jahr 2010 ist die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien nur gering. Für die Befriedigung der Nachfrage ist dementsprechend eine hohe konventionelle Erzeugung erforder-



**Abbildung C.17.:** Strompreisentwicklung im Referenzszenario [in €/MWh].  
Quelle: Modellergebnisse.

derlich, wodurch die bereits genannten variablen Kosten der Stromerzeugung anfallen. Je nach Stromnachfrage müssen auch die relativ teuren Spitzenlastkraftwerke in Anspruch genommen werden. In Anlehnung an das Prinzip der Merit-Order aus Abbildung 2.3 ergibt sich der charakteristische Verlauf der Strompreise für das Jahr 2010. In Schwachlastzeiten an Wochentagen sind die Strompreise im Vergleich gering. Mit zunehmender Nachfrage in den Morgenstunden steigen die Strompreise von ca. 38 €/MWh auf über 55 €/MWh an. Die Einspeisung aus Photovoltaik reduziert die Strompreise in der Mittagszeit leicht, ehe diese gegen Abend bedingt durch einen erneuten Anstieg der Stromnachfrage wieder ansteigen. Zur Nacht hin fallen die Preise wieder auf ein Niveau von 38 €/MWh ab. Am Wochenende entfällt die Stromnachfrage aus der Industrie und Wirtschaft, sodass die Strompreise auf einem relativ konstanten Niveau von knapp unter 40 €/MWh bleiben. Der Mittelwert der Strompreise im Jahr 2010 liegt bei 42,15 €/MWh.<sup>373</sup> Bedingt durch die geringere Stromnachfrage im Sommer und im Herbst fallen auch die Strompreise in den entsprechenden abgebildeten Wochen geringer aus (Sommer: Stunden 169 bis 336; Herbst: Stunden 337 bis 504). So liegt die untere Grenze bei knapp unter 40 €/MWh, in den Mittagsstunden liegt die obere Grenze bei ca. 50 €/MWh. In der Winterwoche steigt die obere Grenze bedingt durch die höhere Stromnachfrage wieder auf ca. 60 €/MWh an.

Mit im Zeitverlauf zunehmender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und dem Wegfall konventioneller Kapazitäten ändert sich der Verlauf der Strom-

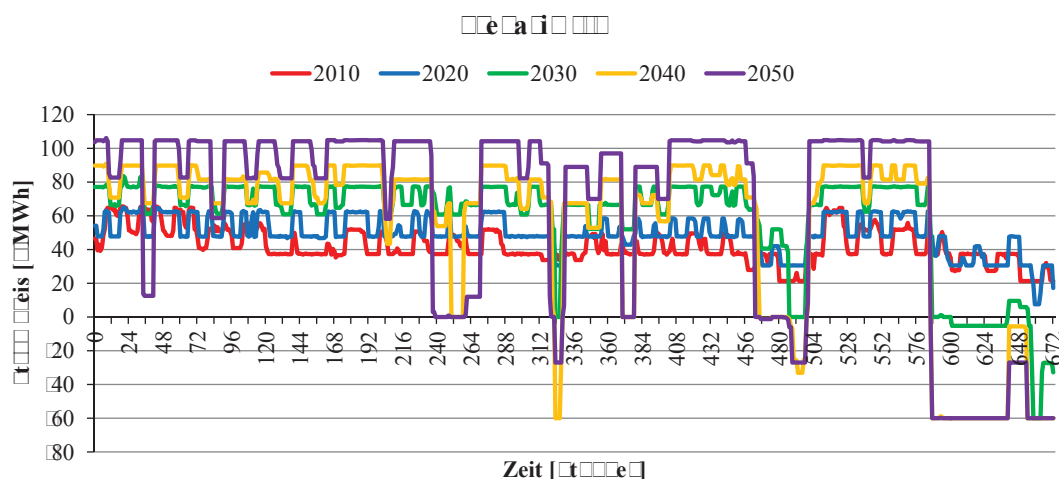
<sup>373</sup> Es sei an dieser Stelle an den Verlauf der Großhandelspreise in Abbildung 2.9 erinnert. Für das Jahr 2010 bewegt sich der Phelix Day Base um einen Mittelwert von ca. 47,50 €/MWh. Die Modellergebnisse sind somit etwas geringer als die tatsächlich realisierten Strompreise.

preise für die einzelnen Jahrzehnte.<sup>374</sup> In den Tagesstunden kommt es durch die zunehmende Photovoltaik-Einspeisung zu einem charakteristischen Einbruch der Strompreise. Andersrum sind die Strompreise in Zeiten ohne Photovoltaik-Einspeisung im Vergleich zum Jahr 2010 auf einem höheren Niveau, welches jedoch auch durch die höheren Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten bedingt ist.<sup>375</sup> Es lässt sich also ein inverser Verlauf im Vergleich zum Jahr 2010 identifizieren.

Insgesamt ist der Verlauf der Strompreise mit zunehmendem Zeithorizont deutlich volatiler. Bei hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien während der Tagesstunden sinken die Strompreise ab dem Jahr 2030 immer wieder bis auf Null. Darüber hinaus kommt es immer häufiger zu den besagten Stunden, in denen eine Überproduktion vorliegt und sich kein markträumender Preis einstellen kann. Negative Strompreise fallen bereits im Jahr 2020 an. Die Überproduktion wird mit der vorhandenen Speicherkapazität aufgenommen. Eine zusätzliche Einheit Strom würde in diesen Stunden die Stromspeicher entlasten, wodurch sich die Gesamtkosten insgesamt verringern würden.

## KONST-Szenario im unrestringierten Modell

Im hier dargestellten KONST-Szenario steht eine hohe Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten gemäß Kapitel 5.3.3 zur Verfügung.



**Abbildung C.18.:** Strompreisentwicklung in Szenario III [in €/MWh].  
Quelle: Modellergebnisse.

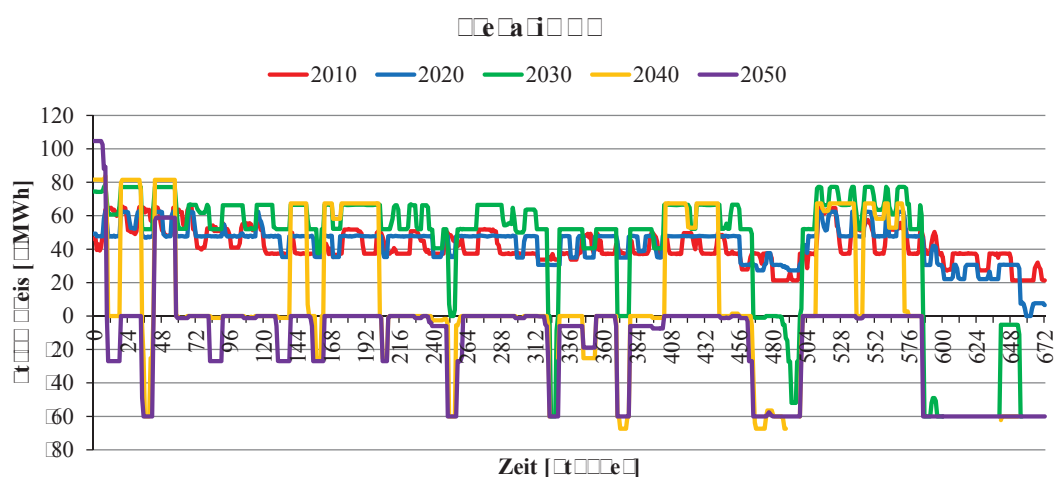
<sup>374</sup> Etwaige Lücken im Verlauf der Preiskurven für die Zukunft resultieren aus der Überproduktion im Markt. In diesen Stunden liegt im Modell keine Markträumung vor, sodass sich auch kein markträumender Preis einstellen kann.

<sup>375</sup> Insbesondere der steigende Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate lässt dabei die Strompreise ansteigen. Die Brennstoffkosten werden im Zeitverlauf als relativ konstant angenommen. Auch Buttermann und Baten (2013) prognostizieren für das Jahr 2050 nominale Strompreise in Höhe von 100 €/MWh (vgl. Buttermann und Baten (2013), S. 48).

Für die Strompreise ergibt sich im Vergleich zum Referenzszenario durch die hohe nachfrageseitige Flexibilität eine deutliche Glättung. Bereits im Jahr 2020 fallen z.B. die Preisschankungen in der Herbstwoche deutlich geringer aus. Insbesondere in den Jahren 2040 und 2050 fallen die Effekte am größten aus. Der erhöhten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien steht eine hohe nachfrageseitige Flexibilität gegenüber. Während es im Referenzszenario bei hoher Photovoltaik-Einspeisung zu einem charakteristischen Abfallen der Preise auf Null kommt, sinken die Strompreise in Szenario III nur noch selten bis auf Null. Abbildung 5.5 hat verdeutlicht, dass es in Zeiten einer negativen Residuallast zum Laden der Stromspeicher sowie zu einer Erhöhung der Last durch DSM kommt. Dementsprechend kommt es trotz hoher Photovoltaik-Einspeisung zu hohen Strompreisen, da eine zusätzlich nachgefragte Einheit Strom nicht mehr für Kosten in Höhe von Null bereitgestellt werden kann. Negative Strompreise resultieren aus der Inanspruchnahme der Speichertechnologien. In den entsprechenden Stunden ist das Angebot so groß, dass die teure Power-to-Gas-Technologie zum Einsatz kommt, welche im Modell variable Speicherkosten in Höhe von 60 €/MWh hat.

## EK-Szenario im unrestringierten Modell

Abbildung C.19 verdeutlicht beispielhaft den Verlauf der Strompreise bei un-  
terstellter sinkender Stromnachfrage für das Szenario VI. Es steht wieder eine  
hohe Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten zur Verfügung.



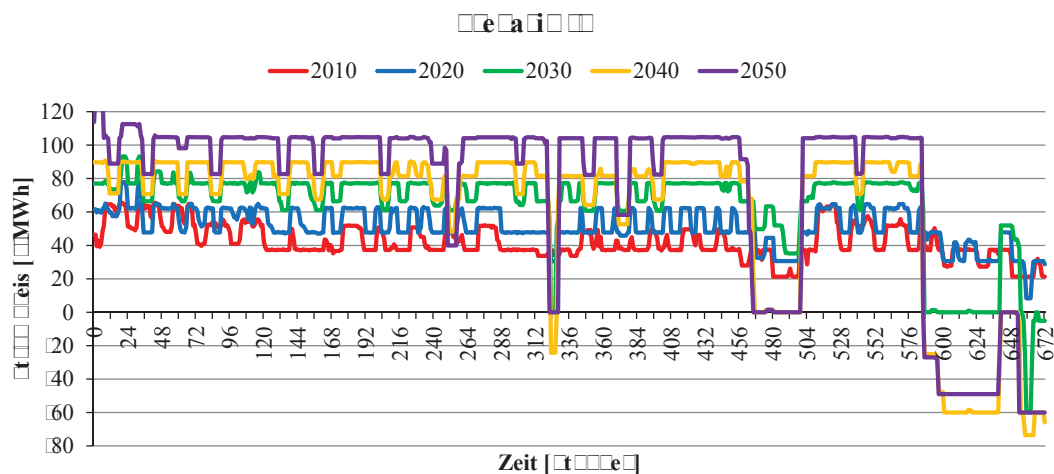
**Abbildung C.19.:** Strompreisentwicklung in Szenario VI [in €/MWh].

Quelle: Modellergebnisse.

Im Vergleich zu Szenario III können deutliche Unterschiede festgestellt werden. Die sinkende Stromnachfrage führt bereits im Jahr 2020 zu niedrigeren Strom-

preisen. Während die Strompreise bei konstanter Stromnachfrage im Jahr 2020 in den Hochpreisphasen noch jeweils auf 80 €/MWh steigen, liegt die Obergrenze im Szenario VI mit Ausnahme von wenigen Tagen bei ca. 50 €/MWh. Dieser Trend lässt sich auch im Jahr 2030 erkennen, wo die Obergrenze statt bei ca. 80 €/MWh wie in Szenario III nur noch bei ca. 65 €/MWh liegt. Besonders gravierend ist der Unterschied jedoch in den Jahren 2040 und 2050. Der zunehmenden Erzeugung aus Erneuerbaren Energien steht eine weiter sinkende Stromnachfrage gegenüber. Im Jahr 2040 sind die Strompreise überwiegend niedriger als im Jahr 2030. Das Angebot der Erneuerbaren Energien kann häufig direkt abgenommen werden und zum Ausgleich der Nachfrage verwendet werden. Daraus resultieren Strompreise in Höhe von Null. Dieses Verhalten kann im Jahr 2050 noch deutlicher erkannt werden. Die erhöhte Speichernutzung durch die stark erhöhte Überproduktion im Vergleich zum Szenario III lässt die Strompreise darüber hinaus häufiger negativ werden. Es wäre in besagten Stunden kostengünstiger, den Strom direkt zur Befriedigung der Nachfrage einzusetzen als zwischenzuspeichern.

## STG-Szenario im unrestringierten Modell

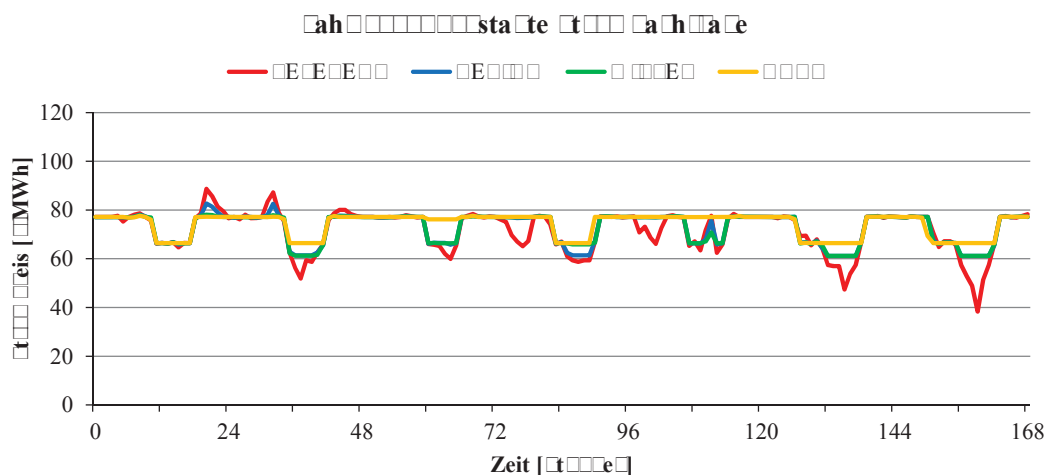


**Abbildung C.20.:** Strompreisentwicklung in Szenario IX [in €/MWh].  
Quelle: Modellergebnisse.

Abbildung C.20 verdeutlicht beispielhaft den Verlauf der Strompreise bei unterstellter steigender Stromnachfrage für das Szenario IX. Im Vergleich zu Szenario VI verlaufen die Strompreise auf einem deutlich höheren Niveau. Bereits im Jahr 2020 steigen die Preise auf über 60 €/MWh an. Im Jahr 2030 verlaufen die Strompreise bei ca. 80 €/MWh und steigen im Jahr 2050 auf über 100 €/MWh an. Die im Zeitverlauf steigende Stromnachfrage bedarf einer hohen konventionellen Erzeugung, um befriedigt werden zu können. Es kommen

somit auch die teuren Kraftwerke zum Einsatz, was die Strompreise im Vergleich steigen lässt. Der Fall der Strompreise auf Null bzw. in den negativen Bereich geht einher mit einer hohen negativen Residuallast in den besagten Stunden sowie dem entsprechenden Einsatz von Stromspeichern und DSM. Die Häufigkeit der negativen Preise ist jedoch im Vergleich zu allen vorhergehenden Szenarien deutlich geringer.

Abbildung C.17 hat für das Referenzszenario verdeutlicht, wie sich die Strompreise für die einzelnen Jahrzehnte entwickeln, wenn in Zukunft keine nachfrageseitigen Flexibilitäten umgesetzt werden. Es kommt im Vergleich zur Vergangenheit zu einer inversen Preisstruktur: die hohen Strompreise der Vergangenheit zu Starklastzeiten sinken durch die zunehmende regenerative Erzeugung stark ab (Merit-Order-Effekt). Insbesondere in den Tagesstunden bei hoher Photovoltaik-Einspeisung sinken die Strompreise; die Preisspitzen in den Abendstunden bleiben davon jedoch unberührt. Die niedrigen Strompreise zu Schwachlastzeiten steigen hingegen durch höhere Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten an. Abbildung 2.10 hat verdeutlicht, dass die zunehmende Einspeisung aus Photovoltaik die Preisdifferenz zwischen Base und Peak immer weiter absinken lässt. Die zur Finanzierung der Kraftwerke notwendigen hohen Strompreise zu Spitzenlastzeiten fallen durch die zunehmende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien immer geringer aus.<sup>376</sup> Im Folgenden wird beispielhaft dargestellt, welche Wirkungen die nachfrageseitigen Flexibilitäten auf die Strompreise in den einzelnen Stützjahren haben.



**Abbildung C.21.:** Strompreisentwicklung in der Frühlingswoche im Jahr 2030 bei konstanter Stromnachfrage [in €/MWh].

Quelle: Modellergebnisse.

<sup>376</sup> Die Preisspitzen zur Deckung der Vollkosten würden an Bedeutung verlieren, wenn die Vollkosten zusätzlich über Kapazitätszahlungen erwirtschaftet werden könnten. Im deutschen Energy-only-Markt ist ein solcher Kapazitätsmechanismus jedoch erst in der Diskussion.

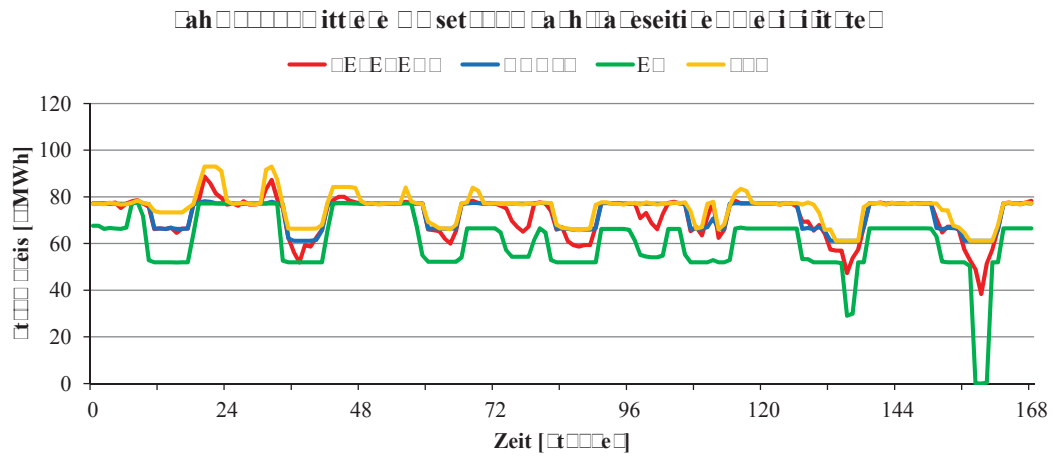
Abbildung C.21 verdeutlicht die oben bereits angesprochene Preisbeeinflussung durch Stromspeicher bzw. Lastmanagement. Für das Jahr 2030 sind im Fall einer konstanten Stromnachfrage die Strompreise jeweils für eine unterschiedlich starke Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten dargestellt. Die zunehmende Glättung der Strompreise bei zunehmender Flexibilität lässt sich sehr gut erkennen. Während es im Referenz-Fall noch zu einer starken Fluktuation bei den Strompreisen mit Ausreißern nach oben und unten kommt, fallen diese Ausreißer bereits bei geringer Umsetzung der zusätzlichen Flexibilität weniger stark aus (vgl. Stunde 21 und 32 bzw. Stunden 86 bis 88). Mit zunehmender Flexibilität kommt es in zunehmendem Maße zu einer Glättung der Strompreise.<sup>377</sup> Die positiven und negativen Preisspitzen aus dem Referenzszenario liegen bei hoher Umsetzung der Flexibilität nur noch in stark abgeschwächter Form vor. Die für die Finanzierung der Speicher notwendigen hohen Preisspreads fehlen.

Bereits heute können Pumpspeicherkraftwerke nicht mehr kostendeckend betrieben werden, da das Peak-Shaving für eine Reduktion der Preisspitzen im Markt sorgt (vgl. Abbildung 2.10). Durch die Reduktion der intramarginalen Deckungsbeiträge im Stromgroßhandel wird es zu einer verzögerten und reduzierten Investition in neue Erzeugungsanlagen kommen. Insbesondere für die Spitzenlastkraftwerke fehlt es zunehmend an Nachfrage, sodass Investitionen unterbleiben. Zwar kann durch die Lastverschiebung die Spitzenlast zunehmend reduziert werden, wodurch die Versorgungssicherheit weniger stark gefährdet wird und die notwendige gesicherte Leistung reduziert werden kann. Dies erfordert jedoch eine gesicherte Partizipation beim Lastmanagement.

Abbildung C.22 verdeutlicht schließlich beispielhaft, wie sich die Strompreise in Abhängigkeit der unterstellten Stromnachfrage im Vergleich entwickeln. Es sind die Strompreise für das Jahr 2030 bei mittlerer Flexibilität für die drei unterschiedlichen Entwicklungen der Stromnachfrage sowie das Referenzszenario dargestellt. Da die Höhe der Stromnachfrage direkten Einfluss auf die Höhe des Strompreises hat, verlaufen die Strompreise in Abbildung C.22 jeweils auf einem unterschiedlich hohen Niveau. Die Strompreise im EK-Fall sind durchweg niedriger als in den anderen betrachteten Fällen. Die Strompreise im STG-Fall verlaufen bis auf wenige Ausnahmen über denen im KONST- und Referenz-Fall. Bei der im Modell unterstellten hohen dargebotsabhängigen Einspeisung

---

<sup>377</sup> Auch Gatzert (2008) kommt zu ähnlichen Ergebnissen mit im Zeitverlauf niedrigen Strompreisen in Off-Peak-Zeiten und niedrigeren Strompreisen zu Peak-Zeiten (vgl. Gatzert (2008), S. 184). Als Schlussfolgerung stellt Gatzert (2008) fest, dass in Zukunft nur solche Speicher wirtschaftlich sind, die hohe Wirkungsgrade und eine hohe Anzahl an Speicherkyklen gewährleisten können.



**Abbildung C.22.:** Strompreisentwicklung in der Frühlingswoche im Jahr 2030 bei mittlerer Umsetzung der nachfrageseitigen Flexibilitäten [in €/MWh]. Quelle: Modellergebnisse.

ist somit eine hohe Nachfrage erforderlich, damit sich die zur Finanzierung der Kraftwerksprojekte notwendigen hohen Strompreise einstellen können.



## Literaturverzeichnis

### Andor et al. (2010)

ANDOR, M.; FLINKERBUSCH, K.; JANSSEN, M.; LIEBAU, B.; WOBLEN, M.: Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 34 (2010), Nr. 2, S. 91–99.

### Bartsch et al. (2008)

BARTSCH, M. (Hrsg.); RÖHLING, A. (Hrsg.); SALJE, P. (Hrsg.); SCHOLZ, U. (Hrsg.): *Stromwirtschaft – Ein Praxishandbuch*. 2. Auflage. Köln: Carl Heymanns Verlag GmbH, 2008.

### Basse et al. (2012)

BASSE, H.; SALAH, F.; ILG, J.: Nutzung von DSM für Leistungsausgleich und Netzausbauvermeidung: ein komplexer Spagat. In: *ew* 111 (2012), Nr. 22, S. 48–51.

### Bellarmino (2000)

BELLARMINO, T. G.: Load Management Techniques. In: *Proceedings of the IEEE SoutheastCon 2000: Preparing for The New Millennium* 31 (2000), Nr. 6, S. 139–145.

### BET (2013)

BET: *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien*. Bochum: Ponte Press Verlags GmbH, 2013.

### BMVBS (2009)

BMVBS: *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*. Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2009.

### BMWi (2010)a

BMWi: *Energie in Deutschland – Trends und Hintergründe zur Energieversorgung*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2010.

**BMWi (2010)b**

BMWi: *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2010.

**Boßmann et al. (2012)**

BOSSMANN, T.; EICHHAMMER, W.; ELSLAND, R.: *Concrete Paths of the European Union to the 2°C Scenario: Achieving the Climate Protection Targets of the EU by 2050 through Structural Change, Energy Savings and Energy Efficiency Technologies*. Karlsruhe : Fraunhofer ISI, 2012.

**Borenstein und Holland (2005)**

BORENSTEIN, S.; HOLLAND, S.: On the efficiency of competitive electricity markets with time-invariant retail prices. In: *RAND Journal of Economics* 36 (2005), Nr. 3, S. 469–493.

**Böske (2007)**

BÖSKE, J.: *Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft*. Münster: LIT Verlag, 2007.

**Bradley et al. (2013)**

BRADLEY, P.; LEACH, M.; TORRITI, J.: A review of the costs and benefits of demand response for electricity in the UK. In: *Energy Policy* 52 (2013), Nr. 1, S. 312–327.

**Brake (2009)**

BRAKE, M.: *Mobilität im regenerativen Zeitalter*. 1. Auflage. Hannover: Heise Zeitschriften Verlag, 2009.

**Brunekreft (2003)**

BRUNEKREFT, G.: *Regulation and Competition Policy in the Electricity Market*. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft, 2003.

**Bundesregierung (2010)**

BUNDESREGIERUNG: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010.

**Buttermann und Baten (2013)**

BUTTERMANN, H.-G.; BATEN, T.: Wirtschaftlichkeit des Neubaus von Braunkohlekraftwerken. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (2013), Nr. 4, S. 46–51.

**Chao (2010)**

CHAO, H.: Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World. In: *The Electricity Journal* 23 (2010), Nr. 1, S. 7–20.

**Chao und Wilson (2002)**

CHAO, H.; WILSON, R.: Multi-Dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring and Settlement Rules. In: *Journal of Regulatory Economics* 22 (2002), Nr. 2, S. 161–183.

**Consentec (2010)**

CONSENTEC: *Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV*. Aachen : Consentec, 2010.

**Cutter et al. (2012)**

CUTTER, E.; WOO, C.K.; KAHRL, F.; TAYLOR, A.: Maximizing the Value of Responsive Load. In: *The Electricity Journal* 25 (2012), Nr. 7, S. 6–16.

**Dannischewski (2003)**

DANNISCHEWSKI, J.: *Unbundling im Energierecht – Konzept und Funktion von Entflechtungsmaßnahmen*. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft, 2003.

**Dena (2010)a**

DENA: *Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010.

**Dena (2010)b**

DENA: *Dena-Netzstudie II. – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010.

**Dena (2012)**

DENA: *Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012.

**Destatis (2005)**

DESTATIS: *Leben und Arbeiten in Deutschland – Ergebnisse des Mikrozensus 2004*. Wiesbaden : Statistisches Bundesamt, 2005.

**Dieckmann (2008)**

DIECKMANN, B.: *Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt*. Münster, Westfälische Wilhelms-Universität, Diss., 2008.

**Dinand und Reuter (2006)**

DINAND, J.; REUTER, E.: *Die Netz AG als zentraler Netzbetreiber in Deutschland: Zur Verbesserung des Wettbewerbs im Strommarkt*. 1. Auflage. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag, 2006.

**DIW (2011)**

DIW: *Verkehr in Zahlen 2011/2012*. Hamburg: DVV Media Group GmbH, 2011.

**Doll und Kley (2011)**

DOLL, C.; KLEY, F.: Infrastrukturen für integrierte Elektromobilitätssysteme. In: MAGER, T. (Hrsg.): *Nachhaltige Mobilität – vom Mobilitätsmanagement bis zur Elektromobilität*. Köln: ksv-verlag, 2011, S. 123–132.

**Ehlers (2011)**

EHLERS, N.: *Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung*. Berlin, Technische Universität Berlin, Diss., 2011.

**Erdmann und Zweifel (2008)**

ERDMANN, G.; ZWEIFEL, P.: *Energieökonomik – Theorie und Anwendungen*. Berlin: Springer-Verlag, 2008.

**EWI (2012)**

EWI: *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2012.

**FfE (2007)**

FfE: *Elektrostraßenfahrzeuge – Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2007.

**FfE (2010)**

FfE: *Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2010.

**Finn et al. (2012)**

FINN, P.; FITZPATRICK, C.; CONNOLLY, D.: Demand side management of electric car charging: Benefits for consumer and grid. In: *Energy* 42 (2012), Nr. 1, S. 358–363.

**Fischer (1992)**

FISCHER, W. (Hrsg.): *Die Geschichte der Stromversorgung*. 1. Auflage. Frankfurt/Main: VWEW-Verlag, 1992.

**Flinkerbusch und Scheffer (2013)**

FLINKERBUSCH, K.; SCHEFFER, F.: Eine Bewertung verschiedener Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (2013), Nr. 1, S. 13–25.

**Frondel et al. (2011)**

FRONDEL, M.; RITTER, N.; SCHMIDT, C. M.: Teure Grünstrom-Euphorie: Die Kosten der Energiewende. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (2011), Nr. 12, S. 20–25.

**Galarraga et al. (2011)**

GALARRAGA, I.; GONZÁLEZ-EGUINO, M.; MARKANDYA, A.: Willingness to pay and price elasticities of demand for energy-efficient appliances: Combining the hedonic approach and demand systems. In: *Energy Economics* 33 (2011), Nr. 1, S. 66–74.

**Gatzen (2008)**

GATZEN, C.: *The Economics of Power Storage. Theory and Empirical Analysis for Central Europe*. München: Oldenbourg Industrieverlag, 2008.

**Gottstein und Skillings (2012)**

GOTTSTEIN, M.; SKILLINGS, S.: Über Kapazitätsmärkte hinausdenken: Flexibilität als Kernelement. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62 (2012), Nr. 11, S. 18–25.

**Grasmann (2013)**

GRASMANN, S.: Auf dem Weg zu Power-To-Gas. In: *Energy 2.0* 3 (2013), S. 56–59.

**Hartmann et al. (2012)**

HARTMANN, N.; ELTROP, L.; BAUER, N.; SALZER, J.; SCHWARZ, S.; SCHMIDT, M.: *Stromspeicherpotenziale für Deutschland*. Stuttgart: Zentrum für Energieforschung, 2012.

**Hausman und Joskow (1982)**

HAUSMAN, J.; JOSKOW, P.: Evaluating the Costs and Benefits of Appliance Efficiency Standards. In: *The American Economic Review* 72 (1982), Nr. 2, S. 220–225.

**Heshmati (2013)**

HESHMATI, A.: Demand, Customer Base-Line and Demand Response in the Electricity Market: A Survey. In: *Journal of Economic Surveys* 00

(2013), Nr. 0, S. 1–27.

**Heuterkes (2008)**

HEUTERKES, M.: *Der Erdölhandel*. Münster, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, Diss., 2008.

**Hibbard et al. (2012)**

HIBBARD, P.; OKIE, A. M.; DARLING, P. G.: Demand Response in Capacity Markets: Reliability, Dispatch and Emission Outcomes. In: *The Electricity Journal* 25 (2012), Nr. 9, S. 14–24.

**Hirst und Brown (1990)**

HIRST, E.; BROWN, M.: Closing the efficiency gap: barriers to the efficient use of energy. In: *Resources, Conservation and Recycling* 3 (1990), Nr. 4, S. 267–281.

**Hofer (2002)**

HOFER, R.: Wirtschaftliche Grundlagen der Stromerzeugung. In: BARTSCH, M. (Hrsg.); RÖHLING, A. (Hrsg.): *Stromwirtschaft – Ein Praxishandbuch*. Köln: Carl Heymanns Verlag, 2002, S. 258–264.

**Hunt (2002)**

HUNT, S.: *Making competition work in electricity*. New York, USA: John Wiley & Sons, 2002.

**IEA (2011)**

IEA: *World Energy Outlook 2011*. Paris: International Energy Agency, 2011.

**infas, DLR (2010)**

INFAS, DLR: *Mobilität in Deutschland 2008 – Ergebnisbericht*. Bonn, Berlin : Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., 2010.

**Isaac und van Vuuren (2009)**

ISAAC, M.; VAN VUUREN, D.: Modeling global residential sector energy demand for heating and air conditioning in the context of climate change. In: *Energy Policy* 37 (2009), Nr. 2, S. 507–521.

**Jamil und Ahmad (2011)**

JAMIL, F.; AHMAD, E.: Income and price elasticities of electricity demand: Aggregate and sector-wise analyses. In: *Energy Policy* 39 (2011), Nr. 9, S. 5519–5527.

**Kühl (1996)**

KÜHL, U.: Die Anfänge der Elektrifizierung Badens 1880–1921. In: *Die elektrisierte Gesellschaft*. 1. Auflage. Karlsruhe: Badisches Landesmuseum Karlsruhe, 1996, S. 14–22.

**Kim und Shcherbakova (2011)**

KIM, J.-H.; SHCHERBAKOVA, A.: Common failures of demand response. In: *Energy* 36 (2011), Nr. 2, S. 873–880.

**Klobasa (2007)**

KLOBASA, M.: *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*. Zürich, ETH Zürich, Diss., 2007.

**Kreuzberg (2001)**

KREUZBERG, M.: *Spot Prices of Electricity in Germany and Other European Countries*. München: Oldenbourg Industrieverlag, 2001.

**Krämer (2002)**

KRÄMER, M.: *Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Einspeisung von Windenergie*. Oldenburg, Carl von Ossietzky Universität, Diss., 2002.

**Krömker und Dehmel (2010)**

KRÖMKER, D.; DEHMEL, C.: *Einflussgrößen auf das Stromsparen im Haushalt aus psychologischer Perspektive*. Kassel, 2010.

**Labandeira et al. (2012)**

LABANDEIRA, X.; LABEAGA, J.; OTERO, X.: estimation of elasticity price of electricity with incomplete information. In: *Energy Economics* 34 (2012), Nr. 3, S. 627–633.

**Lambertz et al. (2012)**

LAMBERTZ, J.; SCHIFFER, H.-W.; SERDARUSIC, I.; VOSS, H.: Flexibilität von Kohle- und Gaskraftwerken zum Ausgleich von Nachfrage- und Einspeiseschwankungen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62 (2012), Nr. 7, S. 16–20.

**Liebau (2012)**

LIEBAU, B.: *Der deutsche Strommarkt: Marktdesign und Anbieterverhalten*. Münster, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, Diss., 2012.

**Lijesen (2007)**

LIJESEN, M.: The real-time price elasticity of electricity. In: *Energy Economics* 29 (2007), Nr. 2, S. 249–258.

**Linares und Labandeira (2010)**

LINARES, P.; LABANDEIRA, X.: Energy Efficiency: Economics and Policy. In: *Journal of Economic Surveys* 24 (2010), Nr. 3, S. 573–592.

**Mahnke und Mühlenhoff (2012)**

MAHNKE, E.; MÜHLENHOFF, J.: *Strom speichern*. Berlin : Agentur für Erneuerbare Energien e. V., 2012.

**Matthes et al. (2012)**

MATTHES, F.; SCHLEMMERMEIER, B.; DIERMANN, C.; HERMANN, H.; V. HAMMERSTEIN, C.: *Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem*. Berlin: Umweltstiftung WWF Deutschland, 2012.

**Monopolkommission (2011)**

MONOPOLKOMMISSION: *Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten. Sondergutachten 59 der Monopolkommission*. Bonn, 2011.

**Neumann et al. (2006)**

NEUMANN, S.; SIOSHANSI, F.; VOJDANI, A.; YEE, G.: How to Get More Response from Demand Response. In: *The Electricity Journal* 19 (2006), Nr. 8, S. 24–31.

**Nieto (2012)**

NIETO, A.: Wholesale Energy Markets: Setting the Right Framework for Price Responsive Demand. In: *The Electricity Journal* 25 (2012), Nr. 10, S. 7–22.

**Paetz et al. (2013)**

PAETZ, A.; KASCHUB, T.; KOPP, M.; JOCHEM, P.; FICHTNER, W.: Monetäre Anreize zur Steuerung der Ladelast von Elektrofahrzeugen – eine modellgestützte Optimierung. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (2013), Nr. 1, S. 1–12.

**Platt et al. (2010)**

PLATT, M.; EXNER, S.; BRACKE, R.: *Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes. Bestandsaufnahme und Trends*. Bochum: Geothermiezentrum Bochum, 2010.



**Prügler et al. (2011)**

PRÜGLER, N.; PRÜGLER, W.; WIRL, F.: Storage and Demand Side Management as power generator's strategic instruments to influence demand and prices. In: *Energy* 36 (2011), Nr. 11, S. 6308–6317.

**Pruschek (2002)**

PRUSCHEK, R.: Elektrizitätserzeugung aus fossilen Brennstoffen in Kraftwerken. In: REBHAN, E. (Hrsg.): *Energiehandbuch–Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie*. 1. Auflage. Berlin: Springer-Verlag, 2002, S. 131–242.

**Schiffer (2010)**

SCHIFFER, H.W.: *Energiemarkt Deutschland*. 11. Auflage. Köln: TÜV Media GmbH, 2010.

**Schindler und Held (2009)**

SCHINDLER, J.; HELD, M.: *Postfossile Mobilität – Wegweiser für die Zeit nach dem Peak Oil*. Bad Homburg: VAS – Verlag für Akademische Schriften, 2009.

**Schumann et al. (2011)**

SCHUMANN, J.; MEYER, U.; STRÖBELE, W.: *Grundzüge der mikroökonomischen Theorie*. 9. Auflage. Berlin: Springer-Verlag, 2011.

**Schweppe et al. (2000)**

SCHWEPPE, F.C.; TABORS, R.D.; CARAMINIS, MC; BOHN, R.E.: *Spot pricing of electricity*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 2000.

**Stoft (2002)**

STOFT, S.: *Power system economics: designing markets for electricity*. 2. Auflage. IEEE press, 2002.

**Ströbele et al. (2012)**

STRÖBELE, W.; PFAFFENBERGER, W.; HEUTERKES, M.: *Energiewirtschaft*. 3. Auflage. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2012.

**Strobbe et al. (2009)**

STROBBE, L.; NISSEN, N.; PROSKE, M.; MIDDENDORF, A.; SCHLOMANN, B.; FRIEDEWALD, M.; GEORGIEFF, P.; LEIMBACH, T.: *Abschätzung des Energiebedarfs der weiteren Entwicklung der Informationsgesellschaft*. Berlin: Fraunhofer IZM, 2009.

**Tews (2009)**

TEWS, K.: *Politische Steuerung des Stromkonsums privater Haushalte. Portfolio eingesetzter Instrumente in OECD-Staaten*. Berlin : Forschungsstelle für Umweltpolitik, Freie Universität Berlin, 2009.

**Turrentine und Kurani (2007)**

TURRENTINE, T.; KURANI, K.: Car buyers and fuel economy? In: *Energy Policy* 35 (2007), Nr. 2, S. 1213–1223.

**U.S. Department of Energy (2006)**

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY: *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them – A Report to the United States Congress pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005*. 2006.

**Voß (2010)**

VOSS, H.: *Modellierung des regionalen Erzeugungsangebots auf dem Elektrizitätsmarkt der Europäischen Union*. Münster, Westfälische Wilhelms-Universität, Diss., 2010.

**Wallentowitz und Freialdenhoven (2011)**

WALLENTOWITZ, H.; FREIALDENHOVEN, A.: *Strategien zur Elektrifizierung des Antriebstranges: Technologien, Märkte und Implikationen*. 2. Auflage. Wiesbaden: Vieweg+ Teubner, 2011.

**Wawer (2007)**

WAWER, T.: *Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten deutschen Strommarkt*. Münster, Westfälische Wilhelms-Universität, Diss., 2007.

**Wiechmann (2008)**

WIECHMANN, H.: *Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen*. Karlsruhe, Universität Karlsruhe (TH), Diss., 2008.

**Wiechmann (2010)**

WIECHMANN, H.: Dezentrale und zentrale Betriebsführungsstrategien für das DSM Potenzial. In: SCHÄFERS, H. (Hrsg.); LÜDEMANN, K. (Hrsg.); BORST, D. (Hrsg.); SCHUBERT, F. (Hrsg.): *Demand Side Management (DSM) – Potenziale und Märkte*. Düsseldorf: VDI Verlag, 2010, S. 15–27.

**Williams (1999)**

WILLIAMS, H.P.: *Model Building in Mathematical Programming*. Chichester: John Wiley & Sons, 1999.

**Wolter und Reuter (2005)**

WOLTER, D.; REUTER, E.: *Preis-und Handelskonzepte in der Stromwirtschaft: Von den Anfängen der Elektrizitätswirtschaft zur Einrichtung einer Strombörse*. 1. Auflage. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag, 2005.

**Zarnikau (2008)**

ZARNIKAU, J.: Demand Participation in Restructured Markets. In: SIOS-HANSI, F.P. (Hrsg.): *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance*. 1. Auflage. Amsterdam: Elsevier, 2008, S. 297–324.



