

Wirtschaftlichkeit von Lastmanagement
auf Verteilnetzebene
mit Einsatz von Stromspeichertechnologien

Marlene Gabriela Gruber

Vollständiger Abdruck der vom TUM Campus Straubing für Biotechnologie und Nachhaltigkeit zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Wirtschaftswissenschaften (Dr. rer. pol.)

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Prof. Dr. Cordt Zollfrank
Prüfer der Dissertation: 1. Prof. Dr. Hubert Röder
2. Prof. Dr. Magnus Fröhling
3. Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Mayer

Die Dissertation wurde am 19.04.2018 bei der Technischen Universität München eingereicht und vom TUM Campus Straubing für Biotechnologie und Nachhaltigkeit am 15.04.2019 angenommen.

Für Oma.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Themenstellung & Motivation.....	2
1.2	Zielsetzung & Vorgehensweise.....	2
2	Stand der Wissenschaft.....	3
3	Material & Methoden.....	6
3.1	Lastmanagement – Definition, Ziele, Voraussetzungen.....	6
3.2	Stromspeichertechnologien als eine Form des Lastmanagements	9
3.3	Smart Energy	14
3.4	Beispielregion & Praxispartner.....	18
3.5	Abgrenzung von Nutzergruppen und Beispielkunden.....	21
3.5.1	Netzebene 5	22
3.5.2	Netzebene 6	22
3.5.3	Netzebene 7	23
3.6	Rahmenbedingungen der deutschen Energiewirtschaft im Kontext Lastmanagement...	24
3.6.1	Deutsche Energie- und Klimaziele	24
3.6.2	Gesetze zum Strommarkt 2.0 und zur Digitalisierung der Energiewende.....	25
3.6.3	Regulierungsbedarf am deutschen Strommarkt.....	26
3.7	Strompreiskomponenten in Deutschland	31
3.7.1	Wettbewerbsanteil	32
3.7.2	Netzkosten	35
3.7.3	Steuern & Umlagen	37
3.8	Bewertung der Wirtschaftlichkeit.....	39
4	Lastmanagement auf Verteilnetzebene: eine statistische Modellierung des Einsparpotenzials	39
4.1	Statistische Modellierung der Tarifkomponenten.....	40
4.2	Datengrundlage für die Modellberechnung	43
4.3	Ergebnisse: Einsparpotenzial & maximale Anfangsinvestition	44
4.3.1	Netzebene 5	44
4.3.2	Netzebene 6	46
4.3.3	Netzebene 7	47
4.4	Auswirkungen der Einsparung auf das Tarifsystem.....	48
4.5	Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter	50
4.6	Fazit aus der Bewertung der Einsparpotenziale.....	53
5	Entwicklung eines Tarifmodells für Verteilnetzbetreiber nach dem Verursacherprinzip	55
5.1	Netztarifmodelle im natürlichen Monopol.....	56
5.1.1	Ansätze zur Ausgestaltung von Netztarifmodellen	57

5.1.2	Das aktuelle deutsche Tarifmodell für Stromnetzentgelte.....	60
5.1.3	Zeitabhängige Preisdifferenzierung als Ansatz zur Stärkung des Verursacherprinzips bei Netztarifen.....	64
5.2	Weiterentwicklung des aktuellen deutschen Tarifmodells nach dem Verursacherprinzip.	65
5.3	Einsatz eines speicherbasierten Lastmanagementsystems.....	70
5.4	Ergebnisse der Tarifmodellentwicklung	72
5.4.1	Das MinLoad-Tarifmodell.....	72
5.4.2	Auswirkungen des Tarifmodells auf die individuellen Kunden(-gruppen)	75
5.4.3	Auswirkungen des Tarifmodells auf das Gesamtsystem	78
5.5	Fazit aus der Entwicklung des Netztarifmodells	78
6	Entwicklung eines Stromgestehungskostenmodells zur Spitzenlastproduktion auf Verteilnetzebene.....	80
6.1	Modellaufbau und Ausgangsbasis.....	82
6.2	Berechnung der Stromgestehungskosten	84
6.2.1	Gaskraftwerk als fossile Alternative der dezentralen Stromerzeugung	86
6.2.2	Strom aus Onshore-Windkraftanlagen	91
6.2.3	Strom aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen.....	94
6.2.4	Prognose der Kostenentwicklung im Betrachtungszeitraum	97
6.3	Umsetzung des Gestehungskostenmodells.....	101
6.3.1	Schritt 1: Einsatz eines Gaskraftwerks zur dezentralen Spitzenlasterzeugung.....	101
6.3.2	Schritt 2: Einsatz erneuerbarer Energien zur dezentralen Spitzenlasterzeugung.....	104
6.4	Modellergebnisse und Implikationen für das Lastmanagement auf Verteilnetzebene ..	111
6.4.1	Begrenzung des Netzbezugs und dezentrale Spitzenlasterzeugung.....	111
6.4.2	Einsatz von Stromspeichertechnologien auf Verteilnetzebene.....	115
6.4.3	Auswirkungen der Ergebnisse auf das Gesamtsystem	117
6.5	Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter	118
6.6	Fazit aus dem Stromgestehungskostenmodell	123
7	Ergebnissynthese	124
7.1	Zusammenführung der Ergebnisse.....	124
7.2	Bedeutung der Ergebnisse für den Projektpartner und Verteilnetzbetreiber ähnlicher Größe	126
8	Diskussion.....	129
8.1	Diskussion der Methoden.....	129
8.2	Diskussion der Ergebnisse	133
9	Fazit & Schlussfolgerungen	149
10	Zusammenfassung	151
11	Literaturverzeichnis	153

Anhang	164
A Dateianhang	164
B Glossar	169

Abkürzungsverzeichnis

Akronyme

Abb.	Abbildung
AfA	Absetzung für Abnutzung
AP	Arbeitspreis
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
B-LP	Basisleistungspreis
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
Ct	Cent
CPP	Critical Peak Pricing
DEA	Data Envelopment Analysis
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DSM	Demand Side Management
EDSO	European Distribution System Operators für Smart Grids
EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange
EOG	Erlösobergrenze
EPEX	European Power Exchange
et al.	et alterae
€	Euro
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GHD	Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GW	Gigawatt
H _i	Heizwert
H _s	Brennwert
Hz	Hertz
IEA	International Energy Agency
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
IRENA	International Renewable Energy Agency
km	Kilometer
km ²	Quadratkilometer
kV	Kilovolt

Abkürzungsverzeichnis

kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWh _{cap}	Kilowattstunde Speicherkapazität
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kW _p	Kilowatt Peak
LCOE	Levelized Cost of Electricity
Li-Ion	Lithium-Ionen-Batteriespeicher
LP	Leistungspreis
m ²	Quadratmeter
MinLoad	Minimallast bei 100 % Auslastung der Netzinfrastruktur
Mio.	Millionen
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NaS	Natrium-Schwefel-Batterien
NE	Netzebene
NEA	Nuclear Energy Agency
NS	Niederspannung
OECD	Organisation for Economic Co-Operation and Development
OTC	Over the Counter
PCNC	Peak Coincidence Network Charges
Phelix	Physical Electricity Index
PV	Photovoltaik
qm	Quadratmeter
RTP	Real Time Pricing
SFA	Stochastic Frontier Analysis
S-LP	Strafleistungspreis
TAM	Technology Acceptance Model
ToU	Time of Use
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
US\$	US-Dollar
USP	Umspannung
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e. V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
vNE	vermiedene Netznutzungsentgelte

Formelzeichen

Symbol	Bedeutung	Einheit
a	Annuitätenfaktor	-
A_0	Anfangsinvestition	€
A_{kap}	Annuität der kapitalgebundenen Kosten	-
A	Auszahlungen	€
AP	Arbeitspreis	€/kWh
β	Anteil der Zusatzkosten	%
C_0	Kapitalwert	€
EE-L	Last aus erneuerbaren Energien	kW
EE-SL	Spitzenlast aus erneuerbaren Energien	kW
EF	Erweiterungsfaktor	-
EO	Erlösobergrenze	€
E	Einzahlungen zum Zeitpunkt t	€
F	Fläche des versorgten Gebietes	m ²
Gas	Fossil zu erzeugende Spitzenlast	kW
GL-Ä	Grundlaständerung	kW
i	Kalkulationszinssatz	%
KA	Kostenanteil	€
LCOE	Stromgestehungskosten	€/kWh
LP	Leistungspreis	€/kW
L	Höhe der Last	kW
MinLoad	Minimallast bei Vollausslastung	kW
η	Wirkungsgrad	%
PF	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	-
P_{max}	Jahreshöchstlast	kW
q	Zinsfaktor (1 + i)	-
QE	Qualitätselement	€
Q	Strommenge	kWh
RL	Restlast	kW
S	Saldo des Regulierungskontos	€
t	Zeitpunkt der Betrachtung	-
T	Anzahl der Jahre der Betrachtung	-
V	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen	-
VL	Verbrauchslast	kW
vNE	Vermiedene Netzentgelte	€
VK	Volatiler Kostenanteil	€
VPI	Verbraucherpreisgesamtindex	-
x	Preis/Kosten pro Einheit	€/kWh
X	Gesamterlöse/-kosten	€

y	Nennleistung des Kraftwerks	kW
y _{EE}	Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion	%

Gesetze und Verordnungen

AbLaV	Verordnung über die Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten) in der Fassung vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung) in der Fassung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 14. September 2016 (BGBl. I S. 2147)
AtG	Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz) in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 2 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist
AusglMechV	Verordnung zum EEG-Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung) vom 17.02.2015, jetzt Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV)
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) in der Fassung vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist
EEV	Verordnung zur Durchführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Windenergie-auf-See-Gesetzes (Erneuerbare-Energien-Verordnung) in der Fassung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die durch Artikel 3 der Verordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3102) geändert worden ist
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) in der Fassung vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808)
FFAV	Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen (Freiflächenausschreibungsverordnung) in der Fassung vom 06. Februar 2015 (BGBl. I S. 108)
HOAI	Verordnung über die Honorare für Architekten- und Ingenieurleistungen (Honorarordnung für Architekten und Ingenieure) in der Fassung vom 10.07.2013 (BGBl. I S. 2276)
KAV	Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz in der Fassung vom vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist

MaStRV	Verordnung über das zentrale elektronische Verzeichnis energiewirtschaftlicher Daten (Marktstammdatenregisterverordnung) vom 10. April 2017 (BGBl. I S. 842), die durch Artikel 5 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz in der Fassung vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung) in der Fassung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die durch Artikel 4 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503) geändert worden ist
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung in der Fassung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243) zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034)
StromStG	Stromsteuergesetz vom 24.03.1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 19 Absatz 13 des Gesetzes vom 23. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3234) geändert worden ist
RL 2009/72/EG	Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG
RL 96/92/EG	Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt
RL 98/30/EG	Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Sächsischer Stromtarif 1927	1
Abbildung 3-1:	Lastverschiebearten im Rahmen des Lastmanagements	7
Abbildung 3-2:	Leistung, Zeitbereich und Energiedichte verschiedener Speichertechnologien	10
Abbildung 3-3:	Zukünftige Energiespeicherkosten im Zeitverlauf	13
Abbildung 3-4:	Smart-Meter-Rolloutplan – Verbrauchersicht	15
Abbildung 3-5:	Smart-Meter-Rolloutplan – Erzeugersicht	16
Abbildung 3-6:	Struktur der Verteilnetzbetreiber in Deutschland nach Anzahl der versorgten Zählpunkte im Jahr 2017	19
Abbildung 3-7:	Verteilung der Einwohner in Deutschland nach Gemeindegrößenklassen (Stand: 31.12.2017).....	20
Abbildung 3-8:	Aufteilung der SLP-Kunden der Netzebene 7 im Modellgebiet	23
Abbildung 3-9:	Klimaschutzziele Bundesregierung	24
Abbildung 3-10:	Die Wirkung der Anreizregulierung	27
Abbildung 3-11:	Zusammensetzung des deutschen Strompreises für Haushaltskunden im Jahr 2016.....	31
Abbildung 3-12:	Entwicklung der Phelix Futures Base und Peak Year zwischen 2010 und 2017	33
Abbildung 3-13:	Spotmarktpreise im Wochenverlauf – verschiedene Wochen im Kalenderjahr 2016	34
Abbildung 3-14:	Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland.....	36
Abbildung 3-15:	Aufteilung der Netztarifkomponenten des untersuchten Verteilnetzbetreibers	36
Abbildung 4-1:	Realer Netzlastgang der Netzebene 7 des Praxispartners für das Jahr 2014.....	44
Abbildung 4-2:	Verteilung des Fehlbetrags auf die Tarifkomponenten.....	48
Abbildung 4-3:	Veränderung des Einsparpotenzials des Beispielkunden bei Senkung der Netzerlöse	49
Abbildung 4-4:	Sensitivitätsanalyse: Einfluss des Zinssatzes auf die max. Anfangsinvestition ausgewählter Beispielkunden mit mindestens 2.500 jährlichen Benutzungsstunden	50
Abbildung 4-5:	Sensitivitätsanalyse: Einfluss des Zinssatzes auf die max. Anfangsinvestition ausgewählter Beispielkunden mit weniger als 2.500 jährlichen Benutzungsstunden	51
Abbildung 4-6:	Sensitivitätsanalyse: Einfluss des Ausgangsnetztarifs auf das Einsparpotenzial des Beispielkunden bei Senkung der Gesamtnetzerlöse	53
Abbildung 5-1:	Zu erwartender Verlust des Monopolisten	58
Abbildung 5-2:	Ramsey-Preise: Nettowohlfahrtsverlust in Abhängigkeit der Elastizität der Nachfrage ...	60
Abbildung 5-3:	Ermittlung der Netzentgelte im deutschen Tarifsysteem.....	62
Abbildung 5-4:	Schematische Darstellung der Gleichzeitigkeitsgrade und -funktionen	63
Abbildung 5-5:	Schematischer Überblick über die Teilnehmer des Strommarktes	66
Abbildung 5-6:	Schematische Darstellung der realen Netzlast 2014 in Netzebene 7 des Praxispartners: (a) Jahreshöchstlast (b) Differenz zwischen Jahreshöchstlast und Minimallast (MinLoad) ...	67
Abbildung 5-7:	Schematische Abbildung des speicherbasierten Systems und des Untersuchungsrahmens.....	68
Abbildung 5-8:	Darstellung der Residuallast aus Netzebene 7, die das Speichersystem abdecken muss...	71
Abbildung 5-9:	Unterschied zwischen Basis- (B-LP) und Straf-Leistungspreis (S-LP) der Beispielkunden	77
Abbildung 6-1:	Zusammenführung der beiden Modellteile Netztarifmodell und Modell der Stromgestehungskosten	80
Abbildung 6-2:	Entwicklung der Stromgestehungskosten von erneuerbaren und konventionellen Energien im Zeitverlauf	81
Abbildung 6-3:	Residuallast, die im Versorgungsgebiet erzeugt wird	83
Abbildung 6-4:	Entwicklung des Grenzübergangspreises für Erdgas 1991 - 2016	97
Abbildung 6-5:	(Prognostizierte) Entwicklung der Gesamtinvestitionen für Windenergieanlagen 1989 – 2040	98
Abbildung 6-6:	Prognostizierte Entwicklung der Anfangsinvestitionen für PV-Freiflächenanlagen 2015 - 2040.....	100
Abbildung 6-7:	Vergleich der Stromgestehungskosten 2015 - 2040 bei EE-Volleinspeisung	101

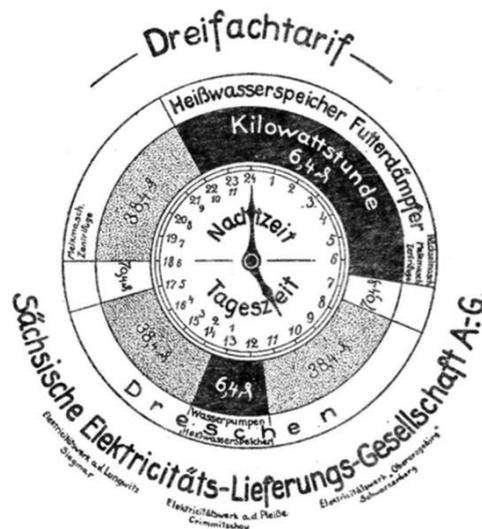
Abbildung 6-8:	Ablaufdiagramm des Gestehungskostenmodells – Schritt 2	105
Abbildung 6-9:	Beispiel Lastgang Restlast (a) und Lastgang EE-Erzeugung (b).....	106
Abbildung 6-10:	Beispiel Anteil Grundlaständerung (c), Anteil Gas (d) und Spitzenlast PV (e).....	107
Abbildung 6-11:	Verlauf der Spitzenlastgestehungskosten der Zubauvarianten, des Rückspeisepreises und der maximalen Speichergestehungskosten von 2016 bis 2040.....	111
Abbildung 6-12:	Veränderung der Einspeisemengen in die Spitzenlast von 2015 bis 2040.....	112
Abbildung 6-13:	Jährliche Einsparungen durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Vergleich zur fossilen Spitzenlastproduktion von 2015 bis 2040	113
Abbildung 6-14:	Entwicklung des jährlichen Einsparpotenzials im Gestehungskostenmodell für die Beispielkunden der verschiedenen Netzebenen.....	114
Abbildung 6-15:	Veränderung der maximalen Speicherinvestitionen in Abhängigkeit von der Speicherkapazität und der nutzbaren Speicherenergie	116
Abbildung 6-16:	Entwicklung der Produktkosten für Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Speichern.....	117
Abbildung 6-17:	Sensitivitätsanalyse: Einfluss des Rückspeisepreises und des Brennstoffpreises	119
Abbildung 6-18:	Sensitivitätsanalyse: Einfluss der Gestehungskosten von PV- und Windenergieanlagen	121
Abbildung 6-19:	Sensitivitätsanalyse: Einfluss der vorrangigen Einspeisung von Windenergie bei einer EE-Kostensenkung um 25 %	122
Abbildung 7-1:	Zusammenführung der Ergebnisse aus dem Netztarif- und dem Gestehungskostenmodell	124
Abbildung 7-2:	Netztarife 2019 des Projektpartners	127
Abbildung 8-1:	Unterschiede der Netzentgelt-niveaus in Deutschland und den Sektoren Haushalt, Gewerbe und Industrie für das Jahr 2017	132
Abbildung 8-2:	Netzentgeltsystematik nach ABDELMOTTELEB et al. (2018).....	141
Abbildung 8-3:	Ausschreibungsergebnisse für Windenergieanlagen an Land und PV-Anlagen seit 2015	145

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1:	Verteilnetzstrukturdaten des Praxispartners von 2013 bis 2017	21
Tabelle 4.1:	Netztarife eines typischen städtischen Verteilnetzbetreibers für das Jahr 2016	43
Tabelle 4.2:	Einsparpotenzial der Netzebene 5	45
Tabelle 4.3:	Einsparpotenzial der Netzebene 6	46
Tabelle 4.4:	Einsparpotenzial der RLM-Kunden in der Netzebene 7	47
Tabelle 5.1:	Kalkulation der jeweiligen MinLoad für die verschiedenen Netzebenen	69
Tabelle 5.2:	Kalkulation des Netzkostenansatzes für das MinLoad-Tarifmodell	70
Tabelle 5.3:	Das MinLoad-Tarifmodell	73
Tabelle 5.4:	Einsparpotenziale der Beispielkunden aufgrund des MinLoad-Tarifmodells im Vergleich zum aktuellen Tarifmodell	76
Tabelle 6.1:	Kosten für Transport bis Abnahme und Einbindung	87
Tabelle 6.2:	Personalkosten in Abhängigkeit der Kraftwerksleistung	90
Tabelle 6.3:	Netzentgelte Erdgas des Praxispartners für Kunden ab 500 kW für das Jahr 2017	91
Tabelle 6.4:	Aufteilung der betriebsgebundenen Kosten für Onshore-Windenergieanlagen	93
Tabelle 6.5:	Aufteilung der kapitalgebundenen Kosten für PV-Freiflächenanlagen ohne Modulkosten	95
Tabelle 6.6:	Stromnetzentgelte 2017 der Netzebene 4 für das Versorgungsgebiet des Praxispartners	103
Tabelle 6.7:	Vergleich der Vollbezugs- und MinLoad-Bezugsvarianten	103
Tabelle 6.8:	Zubauvarianten für PV- und Windkapazität	105
Tabelle 6.9:	Strommengen des Jahres 2016 der einzelnen Varianten	109
Tabelle 6.10:	Gestehungs- und Gesamtkosten des Jahres 2016 der einzelnen Strommengen und Varianten	110
Tabelle 6.11:	Spitzenlastgestehungskosten der einzelnen Zubauvarianten	110

1 Einleitung

Das Thema Lastmanagement beschäftigt die Energieversorger nicht erst seit Beginn der Energiewende. Die folgende Abbildung zeigt die Aufteilung des Stromtarifs der Sächsischen Elektrizitäts-Lieferungs-Gesellschaft A.-G. in drei unterschiedliche Zonen: Hoch-, Mittel- und Niedertarif für die Monate März, April, September und Oktober. Dabei variiert der Preis für eine Kilowattstunde Strom zwischen 6,4 Pfennig im Niedertarif und bis zu 70,4 Pfennig im Hochtarif-Fenster.



Der Dreifachtarif im März, April, September, Oktober.

Abbildung 1-1: Sächsischer Stromtarif 1927
[HEIßENHUBER 2015]

Das Ansinnen, das hinter der Preisdifferenzierung aus dem Jahr 1927 steckt, ist die Verschiebung der Stromlast hin zu Zeiten, in denen mehr Strom zur Verfügung steht, bzw. weg von Spitzenlastzeiten, in denen vorübergehend eine große Menge Strom nachgefragt wird. Bis heute – 90 Jahre später – ist die Fragestellung für die Energieversorger dieselbe geblieben. Lediglich die Rahmenbedingungen haben sich geändert: Durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien wie Windkraft und Photovoltaik ist die Steuerung der Energieerzeugung komplexer geworden. Ein Querverbund zwischen Strom- und Wärmebereitstellung z. B. durch den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung wird zunehmend forciert. Hinzu kommen Speichertechnologien, die eingesetzt werden können, um Lasten zu verschieben. Im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes sind Verteilnetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung verantwortlich. Sie haben also dafür zu sorgen, dem Endverbraucher zur richtigen Zeit ausreichend Energie zur Verfügung zu stellen. Durch den Einsatz von Smart Metern und Smart Grids sind die Energieversorgungsunternehmen in der Lage, Energieerzeugung, -speicherung und -verbrauch zu vernetzen und dadurch zu optimieren. Auf der anderen Seite haben auch die Haushalte durch die Nutzung von Smart-Home-Technologien die Möglichkeit, ihren Energieverbrauch zumindest bis zu einem gewissen Grad gezielt zu steuern und auf ihren Lastgang einzuwirken. Die intelligente Verknüpfung der Erzeuger- und Verbraucherseite kann zur Laststeuerung und damit zur Optimierung der Energieversorgung genutzt werden.

1.1 Themenstellung & Motivation

Der Klimawandel, die weltweite Bevölkerungszunahme, die Gefahr der Nutzung von Atomkraft und die ungeklärte Frage nach der Endlagerung sind einige der bedeutenden Treiber im Umbau der Energieversorgung. Geht es nach der Bundesregierung, soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland bis 2050 auf 60 % gesteigert und der Primärenergiebedarf um 50 % gesenkt werden (BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE 2010). Die daraus resultierenden Herausforderungen wie z. B. die erhöhte Volatilität der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien gilt es durch intelligente Systeme zu meistern. Um beim Umbau der Energieversorgung die Gesamtwohlfahrt zu maximieren, werden für die vorliegende Dissertation folgende Zielsetzungen für die Stromversorgung angenommen: Sowohl die Netzkosten als auch die Stromerzeugungskosten sollen minimiert werden.

Aus Sicht eines typischen deutschen Verteilnetzbetreibers, der im Fokus der Untersuchungen steht, sind die Netzkosten dann am geringsten, wenn die Auslastung möglichst konstant ist. Um diesen Zustand zu erreichen, müssen die Bezugslastgänge auf der Verbraucherseite geglättet werden. Dabei entsteht ein Zielkonflikt, da die Stromerzeugungskosten dann am geringsten sind, wenn möglichst viele erneuerbare Energien ins Netz einspeisen. Als Lösungsansatz wird die Einführung eines Lastmanagementsystems auf Verteilnetzebene in Form von Stromspeichern sowohl auf Verbraucher- als auch auf Erzeugerseite angesehen. Die These der Dissertation ist, dass sich durch den Einsatz von Stromspeichern als Lastmanagementmaßnahme die Netzkosten senken und mehr erneuerbare Energien in die Stromnetze integrieren lassen.

1.2 Zielsetzung & Vorgehensweise

Im Fokus steht die Fragestellung, wie viel ein Lastmanagementsystem auf Verteilnetzebene – beispielsweise in Form von Stromspeichertechnologien – kosten darf, ohne die Marktteilnehmer monetär schlechter zu stellen als unter den aktuellen Rahmenbedingungen. Dazu wird zunächst die Frage geklärt, welche Einsparpotenziale im anreizregulierten Strommarkt Deutschlands im Bereich der Netzentgelte gehoben werden können. Um das Lastmanagement netzseitig umzusetzen, wird ein Netztarifmodell nach dem Verursacherprinzip entwickelt, das Anreize zur Lastglättung schafft. Dabei soll untersucht werden, ob und in welcher Höhe sich monetäre Einsparungen generieren lassen, indem der Bezug aus dem vorgelagerten Netz und ein zukünftiger Netzausbau minimiert werden.

Anschließend steht die wirtschaftliche Integration erneuerbarer Energien auf Seiten der Stromerzeugung im Fokus. Dabei wird der Frage nachgegangen, wie viel die Entkopplung von Stromverbrauch und Erzeugung durch Lastmanagement kosten darf, ohne die Marktteilnehmer monetär schlechter zu stellen. Ziel ist es, die Spitzenlast vor Ort durch erneuerbare Energien abzudecken. Außerdem wird untersucht, unter welchen Rahmenbedingungen die Gestehungskosten als Preissignale für die wirtschaftliche Integration erneuerbarer Energien auf Verteilnetzebene genutzt werden können.

Zur Beantwortung der Forschungsfragen wird eine konkrete Beispielregion abgegrenzt, die als Referenzstandort untersucht wird. Die Stadtwerke Neuburg an der Donau liefern als Praxispartner die relevanten Daten, um die Fragestellungen anhand realer Werte zu analysieren. Innerhalb der Beispielregion werden die unterschiedlichen Netzebenen und diverse Beispielkunden als repräsentative Nutzergruppen definiert, die den Großteil der deutschen Energieverbraucher abdecken. Für die weitere Untersuchung

ist ein tieferes Verständnis der gültigen gesetzlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf die Energiewirtschaft im Allgemeinen und Lastmanagement im Speziellen erforderlich, das durch eine umfangreiche Analyse der Gesetzeslage sichergestellt wird. Mithilfe einer statistischen Modellierung der Tarifkomponenten und der Jahreshöchstlasten werden darauffolgend die monetären Einsparpotenziale berechnet und wirtschaftlich bewertet. Ebenfalls untersucht werden die Auswirkungen der Netzentgelteinsparungen auf die Kunden(-gruppen), den Verteilnetzbetreiber sowie auf das Gesamtsystem. Anschließend steht die Entwicklung eines Tarifmodells für Verteilnetzbetreiber im Sinne des Verursacherprinzips im Fokus der Dissertation. Die Ausgestaltung dessen sowie ein speicherbasiertes Lastmanagementsystem zur Erreichung der Einsparpotenziale sind ein Schwerpunkt der Untersuchung. Die Auswirkungen auf die Kunden(-gruppen), den Verteilnetzbetreiber und das Gesamtsystem werden auch hier analysiert. Im Anschluss daran wird betrachtet, wann und unter welchen Rahmenbedingungen erneuerbare Energien in einem Strommarkt ohne Marktverzerrungen zur Deckung der Spitzenlast in der Beispielregion eingesetzt werden können. Dazu werden die Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien überprüft und deren Entwicklung für den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2040 prognostiziert. Die Auswirkungen der Ergebnisse auf den Aufbau von Erzeugungskapazität im Modellgebiet ergeben eine neue Datengrundlage, auf deren Basis die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Stromspeichern als Lastmanagementmaßnahme abgeleitet wird. Das Stromgestehungskostenmodell ist der zweite Schwerpunkt des Promotionsprojekts.

Insgesamt wird die Wirtschaftlichkeit von Lastmanagement auf Verteilnetzebene im Rahmen der Dissertation von verschiedenen Seiten beleuchtet. Jeweils im Fokus steht die Frage nach den maximalen Anfangsinvestitionen in ein Lastmanagementsystem, dessen technische Ausgestaltung offengelassen wird.

2 Stand der Wissenschaft

Mit dem steigenden Anteil volatiler Energieerzeugung geht die verstärkte Forschung in Richtung Lastmanagement einher. Im Folgenden soll die derzeitige Situation der Wissenschaft im Bereich des Lastmanagements auf Verteilnetzebene beschrieben und die Fragestellung der vorliegenden Arbeit von anderen Studien im Themenkomplex der Energiewirtschaft abgegrenzt werden. Der Stand der Technik sowie die gesetzlichen Rahmenbedingungen der deutschen Energiewirtschaft werden in Kapitel 3 ausführlich erläutert.

Bereits 1999 untersuchen beispielsweise Volker Quaschnig und Rolf Hanitsch die Möglichkeiten eines Lastmanagements zur Integration regenerativer Energien in die Stromversorgung (QUASCHNIG & HANITSCH 1999). Zu dieser Zeit sei die Wirtschaftlichkeit eines Lastmanagements unter den gegebenen Rahmenbedingungen aufgrund der Zusatzkosten für die notwendigen technischen Installationen laut Quaschnig und Hanitsch nicht gegeben gewesen. Fazit der Autoren war jedoch, dass das Lastmanagement bei einem zunehmenden Anteil regenerativer Energien an der Stromerzeugung sowohl betriebswirtschaftlich als auch technisch an Bedeutung gewinnen würde. (QUASCHNIG & HANITSCH 1999)

Knapp 20 Jahre später befindet sich Deutschland mitten in einem Umbau des Strommarktes. Die veränderten Rahmenbedingungen aufgrund der Liberalisierung des Strommarktes und die politisch gewollte Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien erfordert die zeitgemäße Auseinandersetzung mit dem Thema Lastmanagement. Während der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in

Deutschland im Jahr 2000 noch bei 6,2 % lag, konnten im Jahr 2016 bereits 31,5 % des deutschen Stromverbrauchs aus regenerativen Energiequellen gedeckt werden (UBA 2017). Entwickelt hat sich außerdem das Themenfeld Smart Energy, das mit dem geplanten Smart-Meter-Rollout sowie den Forschungsanstrengungen in Richtung Smart Grid großen Einfluss auf ein wirtschaftliches Lastmanagement haben wird. Diesen Aspekt konnten die Autoren im Jahr 1999 noch nicht berücksichtigen. Nach Meinung von Servatius et al. spielt das Thema „Smart Energy“ [im Strommarkt der Zukunft] eine oder gar die bedeutendste Rolle, da diese Entwicklung die Energiewelt ähnlich stark zu beeinflussen vermag wie das Internet die Informations-, Geschäfts- und Freizeitwelt beeinflusst habe (SERVATIUS et al. 2012). Als weiterer begünstigender Faktor ist die (Weiter-)Entwicklung von Stromspeichertechnologien über die vergangenen Jahrzehnte zu nennen. Sowohl auf Haushalts- als auch auf Verteilnetzebene ist der Einsatz von Speichertechnologien als Lastmanagementmaßnahme technisch möglich. Aufgrund der beschriebenen Entwicklungen fließen die Themenbereiche Smart Energy und Stromspeichertechnologien in die Betrachtung mit ein, was eine Abgrenzung zu früheren Forschungsarbeiten darstellt.

Nicht nur in Deutschland, sondern weltweit ist das Thema Lastmanagement von Forschungsinteresse. In Ländern mit zunehmendem Einsatz erneuerbarer Energien zur Stromproduktion wie China, dem Iran oder dem Bundesstaat Florida werden Ansätze zu Demand Side Integration verfolgt und ausgewertet (z. B. DERAKHSHAN et al. 2016, STOLL et al. 2017, YANG et al. 2018). Unterschiedliche Arbeiten beschäftigen sich auf nationaler und EU-Ebene mit den Potenzialen, Treibern und Hemmnissen des Aufbaus von Lastmanagementsystemen. Obwohl TORRITI et al. (2010) dem Einsatz von Lastmanagement neben dem industriellen auch im gewerblichen und privaten Sektor verstärkte Aufmerksamkeit zusprechen, sehen sie Hemmnisse aufgrund des zur Zeit der Veröffentlichung begrenzten Know-hows in Bezug auf Lastmanagementmaßnahmen und der hohen geschätzten Kosten für die nötige Infrastruktur. Über die Jahre konnten die Infrastrukturkosten für Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und für Stromspeichertechnologien bereits gesenkt werden, und auch in Zukunft werden weitere Kostensenkungen und ein technischer Fortschritt erwartet (SCHMIDT et al. 2017). Lastmanagement wird heute in der Fachliteratur als ein vielversprechender Ansatz angesehen, um erneuerbare Energien in die Stromversorgung zu integrieren (z. B. AUER & HAAS 2016, SRIVASTAVA et al. 2018, RAJEEV & ASHOK 2015).

In unterschiedlichen Studien werden folgende Lastmanagementmaßnahmen genannt: Im Bereich der Industrie können Lastmanagementpotenziale insbesondere bei elektrolytischen Verfahren zur Primäraluminiumherstellung, beim Chlor-Alkali-Verfahren, im elektrischen Lichtbogenofen, bei der Zellstoffproduktion und in Zementwerken gehoben werden (KLOBASA 2007, MÜLLER & MÖST 2018, KLOBASA et al. 2013). Außerdem können Querschnittstechnologien wie Druckluftherzeugung, Belüftung, Klimatisierung und Prozesskälte für die chemische und die Lebensmittelindustrie zu Lastmanagementzwecken genutzt werden (KLOBASA et al. 2013, BECKER 2009). Im Haushalts- und GHD-Sektor (Gewerbe/Handel/Dienstleistungen) stehen Lastmanagementpotenziale vor allem in den Bereichen Kühlung, Warmwasserbereitung, Nachtspeicherheizungen, Klimatisierung, Belüftung und bei Wärmepumpen zur Verfügung (APEL et al. 2012, KLOBASA et al. 2013, MÜLLER & MÖST 2018, KOCH et al. 2016). Die Potenziale variieren aufgrund von Charakteristika der einzelnen Anwendungen u. a. in Bezug auf die zeitliche Verfügbarkeit und deren Dauer, die Häufigkeit und die Art der Lastveränderung. Laut APEL et al. (2012) liegen die Lastmanagementpotenziale in Deutschland bei insgesamt 25 Gigawatt. Dagegen

bewerten MÜLLER & MÖST (2018) die Potenziale als wesentlich geringer, da die Lastmanagementpotenziale nur zum Teil zur richtigen Zeit zur Verfügung stehen. Dennoch können durch den Einsatz von Demand Response-Maßnahmen der Aufbau von Spitzenlastkapazitäten reduziert, kurzfristige Lastfluktuationen ausgeglichen und dadurch die Residuallast geglättet werden (MÜLLER & MÖST 2018).

Im Fokus der vorliegenden Arbeit steht die wirtschaftliche Bewertung von Lastmanagement auf Verteilnetzebene. In der Fachliteratur finden sich dagegen überwiegend technische Abschätzungen. Aussagen über die Wirtschaftlichkeit von Lastmanagement trifft WIECHMANN (2008), der neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen betrachtet. Ansatzpunkt ist die Fragestellung, was der Einsatz eines zentralen Lastmanagements unter definierten Rahmenbedingungen kosten würde und welche Erlöse erzielbar wären. Im Fokus stehen die Marktmechanismen des deutschen Strommarktes und die Handelsmöglichkeiten zur Erzielung von Arbitragen. Aus Wiechmanns Untersuchungen geht hervor, dass die Wirtschaftlichkeit seines Lastmanagementansatzes mit einer Steigerung der Umsatzrendite von bis zu 1,73 % gegeben ist (WIECHMANN 2008). Unberücksichtigt bleibt bei Wiechmann die Möglichkeit des Aufbaus eigener Speicher- und Erzeugungskapazitäten auf Seiten des Verteilnetzbetreibers, die zur Laststeuerung verwendet werden können.

Den Einsatz von Stromspeichertechnologien als Lastmanagementoption in den Haushalten eines US-amerikanischen Versorgungsgebietes und dessen Wirtschaftlichkeit behandeln ZHENG et al. (2015). Nach ihren Erkenntnissen können Haushaltskunden bis zu 39 % ihrer Stromkosten eines Jahres durch die Nutzung eines Stromspeichers und der Anwendung eines speziellen Time-of-Use-Preismodells einsparen. Volkswirtschaftliche Aspekte fließen dabei nicht in die Untersuchung ein. Während sich Zheng et al. auf den Bereich der Haushaltskunden beschränken, nehmen FOCKEN & KLOBASA (2011) den GHD-Sektor und LANGROCK et al. (2015) den Industrie-Sektor in den Fokus der wirtschaftlichen Bewertung von Lastmanagementmaßnahmen.

Einen anderen Bewertungsansatz verfolgen u. a. SPILLOTIS et al. (2016) und HAENDEL & MARWITZ (2017). Beide Arbeiten setzen die Wirtschaftlichkeit von Lastmanagement in Bezug zu vermiedenem physikalischen Netzausbau. Insbesondere SPILLOTIS et al. (2016) sehen die Wirtschaftlichkeit von Lastmanagementmaßnahmen im Vergleich zum Netzausbau als Ergebnis der Untersuchung an. Laut ihren Aussagen können signifikante Einsparungen durch die Aktivierung von Demand Response generiert werden.

Zusammenfassend lassen sich folgende Aspekte – teilweise einzeln und teilweise in Kombination – als innovativ für die Fragestellung der vorliegenden Arbeit bezeichnen:

- Im Fokus dieser Dissertation steht die Fragestellung nach den maximal möglichen Anfangsinvestitionen in ein Lastmanagementsystem, nicht aber die Abschätzung, was ein derartiges System kosten würde. Dabei werden einerseits die möglichen Einsparungen im aktuellen System der Netzentgelte bewertet sowie andererseits Potenziale auf der Erzeugerseite untersucht.
- Die Entwicklung einer Beispielregion, die individuelle Ausprägungen der Region berücksichtigt und durch Modifikation der Eingabeparameter auf alle Regionen Deutschlands übertragbar ist, wird bisher nicht auf diese Art vorgenommen. So lassen sich die Sektoren Haushalt, GHD und Industrie in einem Modell bewerten.
- Durch die Kooperation mit einem Verteilnetzbetreiber als Praxispartner kann auf reale Daten zurückgegriffen werden, die die Untersuchung aussagekräftig machen.

- Die Entwicklungen in den Bereichen Stromspeichertechnologien und Smart Energy sind in den vergangenen Jahren stark vorangeschritten. Zusätzlich hat sich der Anteil der fluktuierenden Energieerzeugung in Deutschland deutlich erhöht. Während in früheren Studien der Stand der Technik in diesen Gebieten noch nicht so weit fortgeschritten war, werden ebendiese Technologien mittlerweile als Voraussetzung zur Implementierung eines Lastmanagementsystems angesehen und fließen entsprechend in die Bewertung ein.

Damit leistet die vorliegende Dissertation einen neuen Forschungsbeitrag zum Thema Lastmanagement, das im Bereich der Energiewirtschaft eine steigende Bedeutung erfährt und in Zukunft weiter erfahren wird.

3 Material & Methoden

Im weiteren Fortgang werden die verwendeten Forschungsansätze definiert, die Begrifflichkeiten geklärt und die geltenden Rahmenbedingungen skizziert. Die darauffolgenden Kapitel beziehen sich in den verwendeten Methoden und Rahmenbedingungen auf die in diesem Kapitel ausgeführten Grundlagen.

3.1 Lastmanagement – Definition, Ziele, Voraussetzungen

Definition und Ziele

Als zentraler Begriff dieser Arbeit wird zunächst das Wort Lastmanagement definiert, die damit einhergehende Zielsetzung erklärt sowie die technischen Voraussetzungen zur Einführung erläutert.

Die Notwendigkeit eines Lastmanagements resultiert aus der Besonderheit der Stromnetze. Das Gut Strom ist leitungsgebunden, und es besteht aktuell keine Möglichkeit der Speicherung im Netz. Das heißt, dass zu jeder Zeit die elektrische Leistung produziert werden muss, die verbraucht wird bzw. die als Netzverlust entsteht. Die Normalfrequenz von Wechselstromnetzen muss stabil bei 50 Hertz gehalten werden. Schwankungen sind lediglich im Bereich von $\pm 0,2$ Hz technisch zu verkraften, ohne dass ein Lastabwurf nötig wird bzw. im schlimmsten Fall ein Zusammenbruch des Netzes droht. (HEROLD 2013) Die geplante Steigerung der erneuerbaren Stromerzeugung und der Ausstieg aus der Atomkraft führen, wie eingangs beschrieben, bereits heute und wohl in noch größerem Ausmaß in der Zukunft zu einer steigenden Volatilität in der Energieerzeugung (Sonne, Wind). Die schwankende Netzlast kann durch gezieltes Last- und Einspeisemanagement in Form des Zu- oder Abschaltens von Lasten stabilisiert werden. Eingriffe sind sowohl auf Erzeuger- als auch auf Verbraucherseite denkbar. Wohingegen in der Vergangenheit von einigen wenigen zentralen Kraftwerksanlagen ausgegangen wurde, werden die Verbraucher immer mehr auch zu Energieerzeugern, sog. Prosumern (FLAUTE et al. 2017).

In der vorliegenden Arbeit wird Lastmanagement als *Demand Side Integration, also als Nutzung der Verbraucherseite zur Beeinflussung der Last in Bezug auf deren Höhe, Zeitpunkt und Dauer* verstanden. Gemeint sind alle Aktivitäten, die zur Anpassung der Stromnachfrage und der Einspeisung aus Erzeugungs- bzw. Speicheranlagen auf der Verbraucherseite an die Erzeugungs- und Netzbedingungen getätigt werden.

Demand Side Integration lässt sich in zwei Teilbereichen umsetzen: Demand Side Management und Demand Side Response. Während Demand Side Management das aktive Schalten von Lasten meint, das bspw. durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt motiviert sein kann, umfasst Demand Side Response die Beeinflussung des Verbraucherverhaltens z. B. durch dynamische Tarife (BUCHHOLZ et al.). Unterschieden wird also zwischen der Art des Eingriffs: Möglich ist einerseits eine indirekte Steuerung u. a. durch Preissignale und andererseits eine direkte Regelung durch den Netzbetreiber.

Das in § 14 EEG geregelte Einspeisemanagement, das dem Netzbetreiber erlaubt, bei Netzengpässen die Einspeisung aus EEG-Anlagen abzuregeln, ist nicht unter dem Begriff Lastmanagement im engeren Sinne dieser Arbeit zu verstehen. Diese Form des Eingriffs ist eher als Notregelung anzusehen. Demand Side Integration versucht derartige Situationen ex ante zu vermeiden.

Lastflüsse gezielt zu steuern und in einem bestimmten Rahmen zu halten liegt vor allem im Interesse der Netzbetreiber, um Investitionen in einen Netzausbau zu vermeiden, die ansonsten getätigt werden müssten (BECKER 2009). Andererseits kann die Integration von Verbraucheranlagen auch für Energieversorgungsunternehmen von Nutzen sein. Aus ökonomischer Sicht können Lastmanagementmaßnahmen auf Verbraucherseite günstiger sein als der Zubau von Spitzenlasttechnologien auf Erzeugerseite, vor allem wenn zusätzliche Kraftwerkskapazitäten geschaffen werden müssen (KLOBASA et al. 2013). Energieversorgungsunternehmen verfolgen mit einem Lastmanagement folglich das Ziel einer gleichmäßigen Auslastung der Kraftwerke über die Beeinflussung der Lastseite, um den Einsatz teurer Spitzenlastkraftwerke und den Zukauf teuren Stroms möglichst zu vermeiden (SCHELLONG 2016). Auf Seiten der Verbraucher müssen monetäre Anreize geschaffen werden, die Lasten entsprechend zu verändern.

Als Maßnahmen des Lastmanagements gelten zum einen die Verlagerung des Stromverbrauchs zu Spitzenlastzeiten in lastarme Zeiten oder die Entkopplung des Verbrauchs vom Angebot durch den Einsatz von Stromspeichern, wodurch eine gleichmäßigere Auslastung des Versorgungsnetzes erreicht werden kann. Zum anderen sind gezielte Abschaltungen insbesondere von Großverbrauchern denkbar. Auf Erzeugerseite besteht die Möglichkeit, Energiesysteme mit günstigen Laständerungseigenschaften einzusetzen, die kurzfristig zusätzliche Leistung bereitstellen können (KARL 2012).



Abbildung 3-1: Lastverschiebearten im Rahmen des Lastmanagements
[Eigene Darstellung nach DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH 2016]

Abbildung 3-1 zeigt eine Übersicht der verschiedenen Varianten der Lastveränderung. Diese sind die Verschiebung des Verbrauchs in Zeiten hoher Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, die Reduzierung des Verbrauchs zu Spitzenlastzeiten, die Erhöhung des Verbrauchs zu Schwachlastzeiten und die kurzfristige Änderung der Lastkurve.

Voraussetzungen

Um durch Lastmanagement die Netzlast entsprechend der Erzeugung steuern zu können, müssen Informationen über den zeitlichen Verlauf und die Höhe der Stromnachfrage sowie der Stromerzeugung ausgetauscht werden. Als Informationsträger dient der elektrische Lastgang, der die reale Kundennachfrage bzw. die Stromerzeugung im Viertelstundentakt aufzeichnet (TIEDEMANN 2005). Zur Anpassung der Erzeuger- und Verbraucherseite ist es notwendig, eine simultane Kommunikation zwischen Erzeugung, Verbrauch und Speicherung herzustellen. Die Verbindung mit Smart-Energy-Technologien, die die Datenbereitstellung übernehmen soll, wird demzufolge als notwendige Voraussetzung für den marktdurchdringenden Einsatz eines funktionierenden Lastmanagements angesehen. Neben der Datenbereitstellung ist es existenziell, die Datenübertragung mittels sicherer Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) zu gewährleisten. Die aktuell eingesetzten Technologien werden im anschließenden Kapitel näher erläutert.

Auf Nutzerseite bestehen weitere Voraussetzungen für den Einsatz eines Lastmanagementsystems. So müssen geeignete Verbraucher zur Verfügung stehen, die fakultativ folgende Charakteristika aufweisen und aufgrund dessen lastvariabel betrieben werden können: Temperaturspeicherfähigkeit (z. B. Kühlsysteme, Warmwasserspeicher, etc.), Möglichkeit der zeitlichen Verschiebung (z. B. Wäschetrockner, Spülmaschine, etc.) oder Reduzierbarkeit des Lastabrufs (z. B. industrielle Produktionsanlagen, Klimatisierung, etc.) (SCHELLONG 2016). Um die verschiedenen Möglichkeiten des Lastmanagements nutzen zu können, ist eine zentrale Steuerung der Anlagen erforderlich, die dafür geeignete Software-Lösungen bedingt (KARL 2012). Als besonders attraktiv für das Lastmanagement und die Anlageneinsatzplanung werden in der Literatur sog. virtuelle Kraftwerke oder Smart Grids angesehen, über die eine Vielzahl an dezentralen Arbeitsmaschinen zentral gesteuert werden könne (KARL 2012). Dabei stellen sich allerdings unter anderem die Fragen, wer die Steuerungsimpulse sendet, welche Kommunikationswege verwendet werden oder welche Regelungsalgorithmen zum Einsatz kommen (SERVATIUS et al. 2012). Diese Fragestellungen müssen vor dem Einsatz eines Lastmanagementsystems ausreichend geklärt sein. Die für das Lastmanagement bereitzustellende Infrastruktur verursacht hohe Anfangsinvestitionen, die von den im Weiteren berechneten maximalen Anfangsinvestitionen abgedeckt werden müssen.

Etablierte Formen des Lastmanagements

Während Lastmanagementbestrebungen vor 10 Jahren eher als Forschungs- und weniger als Praxis-thema angesehen wurden (BECKER 2009), sind heute bereits Formen des Lastmanagements in der Energiewirtschaft etabliert. Bisher gesetzlich verankert ist die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) zur Regelung von Lastmanagementmaßnahmen. Die AbLaV zielt vor allem auf Industriebetriebe und deren Anlagen als Lastverschiebungspotenziale ab. Mit der Verordnung zu abschaltbaren Lasten werden die gesetzlichen Regelungen aus §§ 13 und 14 EnWG näher ausgestaltet. Als abschaltbare Lasten wer-

den elektrische Verbrauchsanlagen definiert, deren Stromabnahme aus einem Elektrizitätsversorgungsnetz erfolgt, das im Normalschaltzustand über nicht mehr als zwei Umspannungen mit der Höchstspannungsebene verbunden ist und die auf Anforderung von Übertragungsnetzbetreibern zuverlässig um eine bestimmte Leistung reduziert werden können, § 2 AbLaV. Die Verordnung legt die maximalen Vergütungssätze fest, auf die die Anbieter abschaltbarer Lasten Anspruch haben. Als monatlicher Leistungspreis sind maximal 500 € pro Megawatt Abschaltleistung vorgesehen, unabhängig von einem Abruf durch den Netzbetreiber. Wird die Abschaltleistung abgerufen, fallen höchstens 400 € pro Megawattstunde an, § 4 AbLaV. Des Weiteren gelten technische Voraussetzungen wie eine Mindestleistung von 5 MW, die Durchführung von Präqualifikationstests und technische Mindestverfügbarkeiten, wann und wie lange die Abschaltleistung abgerufen werden kann, § 5 AbLaV und § 13i Abs. 2 Satz 4 EnWG. § 8 AbLaV regelt zudem, wie die monatliche Ausschreibung der abschaltbaren Lasten durch die Übertragungsnetzbetreiber auszuführen ist. Im Hinblick auf das Lastmanagement, das Verteilnetzbetreiber durchführen können, ist § 16 AbLaV von Bedeutung, der besagt, dass auch in nachgelagerten Spannungsebenen Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten zwischen dem jeweiligen Netzbetreiber und Anbieter möglich sind.

Als eine weitere Form des Lastmanagements ist der Regelenergiemarkt zu sehen. Regelenergie wird nach § 2 Nr. 9 StromNZV als diejenige Energie definiert, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird. Treten plötzliche Abweichungen von prognostizierten Fahrplänen der Bilanzkreisverantwortlichen auf, kann Regelenergie zum Ausgleich der Stromnetzfrequenz eingesetzt werden. Unterschieden wird zum einen zwischen Primärregelung (Ausgleich innerhalb von Sekunden), Sekundärregelung (Ausgleich innerhalb von 5 Minuten) und Minutenreserve (Ausgleich innerhalb von Viertelstunden). Zum anderen wird differenziert zwischen positiver und negativer Regelenergie. (SCHELLONG 2016) Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt sind die zur Verfügung zu stellende Mindestanlagenleistung und das Durchlaufen eines Präqualifikationsverfahrens.

3.2 Stromspeichertechnologien als eine Form des Lastmanagements

In den nachfolgenden Kapiteln werden Stromspeichertechnologien als eine spezielle Form des Lastmanagements betrachtet. Im Zuge dessen wird auf verschiedene Arten der Stromspeicherung sowie deren aktuelle Kosten und prognostizierte Entwicklungen eingegangen. Durch den Einsatz der sog. Smart-Energy-Technologien wird die intelligente Vernetzung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung möglich. Durch die Nutzung von Stromspeichern lassen sich Angebot und Nachfrage zumindest bis zu einem gewissen Maß entkoppeln, was das Managen von Lasten ermöglicht, ohne starke Komforteinschränkungen in Kauf nehmen zu müssen.

Stromspeichertechnologien können grundsätzlich in mechanische, elektrochemische und elektrische Speicherarten unterteilt werden (POHL & HAUSMANN 2013). Abbildung 3-2 stellt einen Überblick der Speichertechnologien sowie deren Leistungsklassen, Zeitbereiche und Energiedichte dar. Während Superkondensatoren, Magnetspulen und Schwungräder zwar in verschiedenen Leistungsklassen vom Kilowatt- bis zum mittleren Megawattbereich erhältlich sind, beträgt die Dauer der Speicherung lediglich Sekunden. In ähnlichen Leistungsbereichen können Batteriespeicher eingesetzt werden.

Die Speicherdauer liegt im Minuten- bis Stundenbereich, bei Redox-Flow-Batterien ist diese etwas höher und auch die Leistungsklasse ist größer. Die mechanischen Energiespeicher (Druckluft und Pumpspeicher) befinden sich wie der Wasserstoffspeicher in Megawatt- bis Gigawatt-Leistungsklassen und umfassen Zeitbereiche von mehreren Stunden. Wasserstoffspeicher können zur Speicherung über mehrere Tage eingesetzt werden.

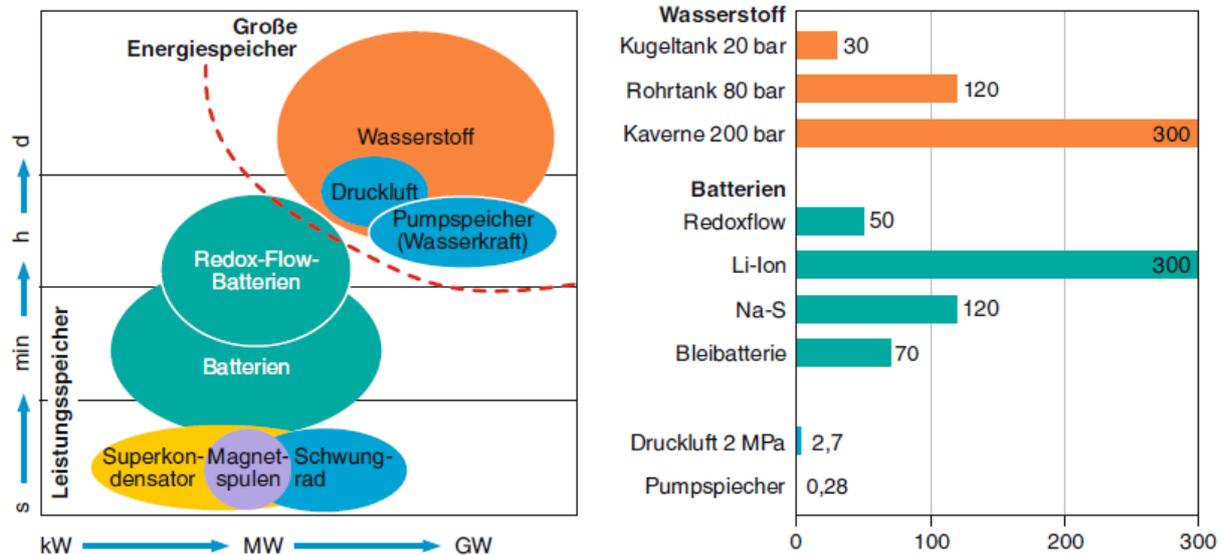


Abbildung 3-2: Leistung, Zeitbereich und Energiedichte verschiedener Speichertechnologien [KURZWEIL & DIETLMEIER 2015]

Zu den bisher am häufigsten eingesetzten Systemen gehören Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher, Batteriespeicher in Form von Natrium-Schwefel-, Lithium-Ionen- und Blei-Akkumulatoren sowie Schwungradspeicher. Technisch ausgereift und langjährig im Einsatz sind Pumpspeicherwerke, die einen Anteil von 99 % der weltweit verfügbaren Speicherkapazität mit einer installierten Leistung von rund 100 GW im Jahr 2013 ausmachten. (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY 2013) Mit 8,2 GW der installierten Turbinenleistung steht Deutschland eine Speicherkapazität von 48 GWh zur Verfügung. Laut VDE entspräche dies unter Vollast einer kurzfristigen Gewährleistung der Versorgung von rund sechs Stunden. (KONDZIELLA et al. 2013)

Für den Betrieb von Pumpspeicherwerken wird ein geografisches Gefälle benötigt, das den Bau zweier Staubecken – ein oberes und ein unteres – zulässt. In Zeiten günstiger Strompreise bzw. geringer Stromnachfrage wird Wasser vom unteren in das obere Staubecken gepumpt und so potenzielle Energie gespeichert. Bei einem Anstieg der Stromnachfrage wird das Wasser des Speichersees über einen Druckschacht auf tiefer liegende Turbinen geleitet. Diese wiederum treiben Generatoren an, die die potenzielle Energie in elektrische Energie umwandeln und den produzierten Strom in das Netz einspeisen. (DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH 2010) Die geografischen Anforderungen von Pumpspeicherwerken führen dazu, dass bei der Ausbauplanung nicht vorrangig auf netzseitige Engpässe geachtet werden kann (KONDZIELLA et al. 2013). Der Wirkungsgrad von Pumpspeicherwerken liegt nach einer Netzstudie des U.S. Department of Energy zwischen 76 % und 85 % bei einer gewöhnlichen Nutzungsdauer von 50 bis 60 Jahren. Hauptanwendungsbereiche von Pumpspeicherwerken sind die Bereitstellung von (saisonalen) Reservekapazitäten, die Netzregulierung durch drehzahlgezielte Pumpen und das Energiemanagement. (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY 2013)

Druckluftspeicher sind ebenfalls abhängig von geografischen Gegebenheiten. Bei dieser Form der Energiespeicherung wird durch den Einsatz von Kompressoren Luft in unterirdischen Hohlräumen unter Druck gespeichert. Diabate Druckluftspeicher trifft man bereits im großtechnischen Einsatz an. Diese arbeiten mit Gaszusatzbefeuerungen, um die ausströmende Luft zu erhitzen und so zu dekomprimieren. Bei adiabaten Druckluftspeichern hingegen, die sich noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase befinden, wird die bei der Kompression entstehende Wärme in Wärmespeichern aufgefangen und zur Erhitzung der ausströmenden Druckluft verwendet. Die Dekompression der Druckluft treibt zur Rückgewinnung der elektrischen Energie eine Turbine an.

Im Hinblick auf den Entwicklungsstand und das Speichervolumen kommen Druckluftspeicher den Pumpspeicherwerken am nächsten. (DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH 2010) Abhängig von der Anwendung werden Wirkungsgrade von 41 % bis 70 % erreicht (SALVINI 2017, OBI et al. 2017). Druckluftspeicher werden für dieselben Anwendungsbereiche wie die Pumpspeicherwerke und zur Integration erneuerbarer Energien eingesetzt. Beide Arten sind nicht für ein Lastmanagement auf Verbraucherseite geeignet, sondern erbringen bisher netz- und erzeugerseitige Leistungen. (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY 2013)

Im Gegensatz zu den vorgestellten mechanischen Stromspeichertechnologien können elektrochemische Batteriesysteme weitgehend unabhängig von geografischen Gegebenheiten und vor allem zum Lastmanagement auf der Verbraucherseite eingesetzt werden. Zudem sind sie zumeist modular aufbaubar und damit einfacher an die Rahmenbedingungen vor Ort anzupassen. (KONDZIELLA et al. 2013) Eine Umfrage von KONDZIELLA et al. (2013) unter relevanten Stakeholdern im Bereich der Stromspeicherung (darunter Wissenschaft, Speicherhersteller und Anbieter von Systemlösungen) ergab, dass 66 % der Teilnehmer bis 2030 den flächendeckenden Einsatz flexibler stationärer Batteriespeicher in Deutschland erwarten. Besonders lokalen Akteuren wie Stadtwerken schreiben die Umfrageteilnehmer eine treibende Rolle bei der Verbreitung von Batteriespeichern zu. (KONDZIELLA et al. 2013) Sowohl für großskalige Anwendungen als auch für den dezentralen Einsatz werden in verschiedenen Größenklassen bisher Bleibatterien, Natrium-Schwefel-Batterien (NaS), Lithium-Ionen-Batterien (Li-Ion) und Redox-Flow-Batterien betrieben. Während Blei-Systeme in ihrer Marktposition aktuell dominieren, schätzen die Umfrageteilnehmer das zukünftige Potenzial von Lithium-Ionen-Batteriespeichern aufgrund des Kostensenkungspotenzials und der variablen Einsatzbereiche als deutlich höher ein. (KONDZIELLA et al. 2013, U.S. DEPARTMENT OF ENERGY 2013)

Bei elektrochemischen Energiespeichern wird grundsätzlich chemische Energie in elektrische Energie umgewandelt, indem die Änderungen der elektrischen Ladung zur Energiespeicherung genutzt werden. Die elektrochemische Zelle besteht aus zwei Elektroden und einem Elektrolyten. Beim Ladevorgang werden die Elektroden zur Annahme unterschiedlicher Potenziale durch die Verschiebung von Elektronen durch Redoxreaktionen gebracht (KURZWEIL 2015, KURZWEIL & DIETLMEIER 2015). Unterschieden wird dabei in gasförmige (z. B. H_2), flüssige (z. B. NaS) und feste (z. B. Blei) Reaktanten. Systeme mit festen Reaktanten eignen sich vorrangig für den dezentralen Einsatz, flüssige eher für den großskaligen Einsatz. (JOSSEN 2014) Lithium-Ionen-Speicher werden beispielsweise für verbraucherseitige Lastmanagementmaßnahmen und zur Erhöhung der Eigenversorgung in Verbindung mit kleinskaligen regenerativen Energieerzeugungsanlagen verwendet. Natrium-Schwefel- und Redox-Flow-Batterien hingegen sehen Experten eher im Einsatz für das Netzmanagement sowie zur Integration großskaliger

erneuerbarer Erzeugungsanlagen. (KONDZIELLA et al. 2013) Herausforderungen für den flächendeckenden Einsatz von elektrochemischen Speichern sind insbesondere die vorhandenen Energiedichten, die noch nicht endgültig erforschte Lebensdauer, die Speicherkapazitäten und die aktuell hohen Speicherkosten (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY 2013).

Wasserstoffspeicher und Brennstoffzellen befinden sich laut DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH 2010 noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase, ihnen wird aber langfristig ein großes Potenzial aufgrund der hohen Energiedichte zugeschrieben. Vor allem wenn Wasserstoff über Elektrolyse aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, kann diese Form der Energiespeicherung zukünftig eine wirtschaftliche Option werden (KURZWEIL & DIETLMEIER 2015).

Um die Rolle der Stromspeichertechnologien im Energiesystem der Zukunft untersuchen zu können, sind Kostenprognosen notwendig. Diese sind allerdings aufgrund fehlender Daten und Prognoseunsicherheiten schwierig zu erstellen. (SCHMIDT et al. 2017) Laut KONDZIELLA et al. (2013) würden die Vollkosten des Betriebs bei Batteriespeichern nahezu ausschließlich von der Anfangsinvestition der Speicheranlage bestimmt. Der Grad der Auslastung hat demnach einen großen Einfluss auf die Kosten pro ausgespeicherter Kilowattstunde. Vor allem bei Redox-Flow-, Lithium-Ionen- und Natrium-Schwefel-Batterien sind die spezifischen Kosten stark von der Anzahl der Speicherzyklen abhängig. Bei 500 Speicherzyklen pro Jahr können die Kosten bei großskaligen Batteriespeichern (1 bis 10 MW) auf min. 18 (Redox-Flow) bis max. 26 Cent (Li-Ion) pro ausgespeicherter Kilowattstunde Strom sinken. Bei lediglich 100 Ladezyklen pro Jahr betragen die Speichergestehungskosten 98 Cent/kWh im Fall der Lithium-Ionen-Batterie, 80 Cent/kWh im Fall von NaS- und Redox-Flow-Speichern und 41 Cent/kWh im Fall der Bleibatterie. Mit der Erhöhung der Ladezyklenanzahl sinkt allerdings die technische Lebensdauer der Batteriesysteme, was sich in früheren Ersatzinvestitionen bei der Berechnung widerspiegelt. Aufgrund dessen sinken die Speichergestehungskosten für Bleibatterien am geringsten im Vergleich zu den anderen genannten Systemen. (KONDZIELLA et al. 2013)

OBI et al. 2017 untersuchten Speichergestehungskosten neun verschiedener Druckluftspeichersysteme. Diese rangieren zwischen 13 und 104 Cent/kWh¹ und betragen im Mittel 46 Cent pro ausgespeicherter Kilowattstunde Strom. Die Speichergestehungskosten von Pumpspeicherwerken wurden anhand sieben Speichersystemen ermittelt. Im Fall der höchsten Kosten fallen 210 Cent und im Fall der geringsten Kosten 12 Cent pro ausgespeicherter Kilowattstunde Strom an. Im Mittel belaufen sich die Speichergestehungskosten der untersuchten Anlagen auf 60 Cent/kWh. (OBI et al. 2017)

Im Gegensatz zu den Speichergestehungskosten ermitteln SCHMIDT et al. 2017 zur Prognose der zukünftigen Kosten für Stromspeicherung den Investitionsbetrag pro Kilowattstunde Speicherkapazität. Auf Basis der Entwicklung von Produktpreisen und abgeleiteten Erfahrungskurven werden die Anfangsinvestitionen der Speicherkapazitäten von 2015 bis 2040 berechnet. Wie oben beschrieben bestimmen hauptsächlich die Anfangsinvestitionen die Speichergestehungskosten. Aufgrund dessen kann die Veränderung der Stromgestehungskosten im Zeitverlauf aus den Entwicklungen der Anfangsinvestitionen abgeleitet werden. Aus Abbildung 3-3 geht hervor, dass die Produktpreise für Lithium-Ionen-Batterien

¹ Die Stromgestehungskosten werden in OBI et al. (2017) in US Dollar für das Jahr 2015 und in SCHMIDT et al. (2017) in US Dollar für das Jahr 2012 angegeben. Die Umrechnung in Euro erfolgte mit dem durchschnittlichen Wechselkurs für das Jahr 2015 von US\$ 1,11/€ und für das Jahr 2012 von US \$ 1,28/€ STATISTA GMBH (2017).

für den Einsatz im Wohnbereich mit 1.705 €/kWh_{cap} sowohl im Jahr 2015 als auch im Jahr 2040 trotz hoher Erfahrungsraten mit 357 €/kWh_{cap} am höchsten sind.

Aufgrund des starken prognostizierten Wachstums an produzierter Stückzahl sinken die Produktpreise

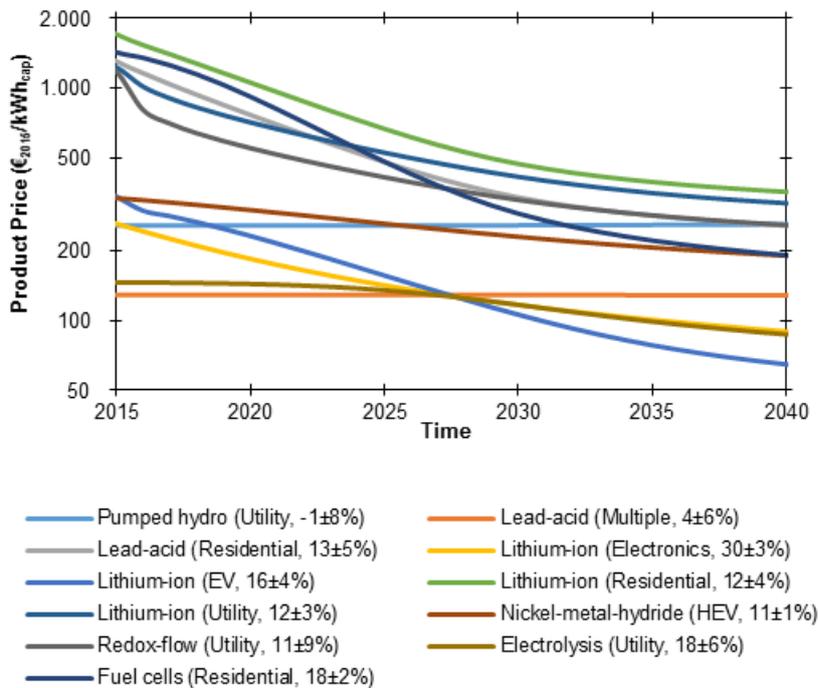


Abbildung 3-3: Zukünftige Energiespeicherkosten im Zeitverlauf [nach SCHMIDT et al. 2017]

für Lithium-Ionen-Batterien für den Einsatz in Elektroautos auf die geringsten Kosten von 65 €/kWh_{cap} im Jahr 2040. Auf einem ähnlichen Niveau rangieren 2040 die Produktpreise mit 87 – 90 €/kWh_{cap} für Lithium-Ionen-Speicher für Elektronikgeräte und Elektrolyse-Anlagen im Versorgerbereich. Fast unverändert bleiben dagegen die Investitionsbeträge für Bleisäurebatterien mit 128 €/kWh_{cap} im Jahr 2040. Einen leichten Anstieg erleben die Anfangsinvestitionen für Pumpspeicherwerke, die im selben Jahr bei 259 €/kWh_{cap} liegen. Die Produktpreise für Redox-Flow- und Lithium-Ionen-Batterien für den Versorgerbereich rangieren im Jahr 2015 laut SCHMIDT et al. 2017 zusammen mit Bleisäurebatterien und Brennstoffzellen für den Einsatz im Wohnbereich bei 1.426 - 1.178 €/kWh_{cap}. Am stärksten sinken davon bis zum Jahr 2040 die Investitionsbeträge für Brennstoffzellen auf 191 €/kWh_{cap}. Die anderen genannten Speichersysteme weisen dann Investitionsbeträge von 258 – 319 €/kWh_{cap} auf. Etwaige weitere Kosten für den Betrieb der Speichersysteme sowie Lebensdauer- und Wirkungsgradeffekte sind in der Betrachtung von SCHMIDT et al. 2017 nicht enthalten.

Um die anfallenden Speichergestehungskosten zu decken, bestehen unterschiedliche Möglichkeiten sowohl auf Seiten der Stromversorger als auch auf Seiten der Stromverbraucher. Potenzielle Erlösquellen seien laut KONDZIELLA et al. 2013 unter anderem die Nutzung von Preisspreads am Spotmarkt, die Teilnahme am Regelleistungsmarkt, vermiedene Netzinvestitionen und die Einsparung von Stromkosten.

Im weiteren Verlauf der Arbeit wird immer wieder Bezug auf die aktuellen und prognostizierten Anfangsinvestitionen und Speichergestehungskosten genommen, um die Ergebnisse in den Kontext der möglichen Speichertechnologien zu setzen.

3.3 Smart Energy

Laut Servatius et al. sehen „die Entscheidungsträger in der deutschen Energiewirtschaft in den Themen Smart Grid, Smart Metering, E-Mobility und Speichertechnologien die wichtigsten Zukunftstechnologien bis zum Jahr 2020“ (SERVATIUS et al. 2012). Diese Aussage lässt vermuten, dass das Thema Smart Energy im Energiemarkt der Zukunft eine signifikante Rolle spielen wird. Entfacht durch die politisch und gesellschaftlich forcierte Energiewende, die daraus resultierende steigende Nutzung regenerativer Energiesysteme, den Atomausstieg und die Liberalisierung des Strommarktes befindet sich die Energiewirtschaft aktuell in einer Zeit des Umbruchs und der Umgestaltung. In diesem Zusammenhang wird die Entwicklung des Zusammenspiels aus Smart-Energy-Technologien und aktivem Lastmanagement zukünftig an Bedeutung gewinnen.

Im Folgenden sollen die einzelnen Smart-Energy-Bereiche (Smart Meter, Smart Home, Smart Grid) näher erläutert und deren aktueller Einsatz sowie mögliche Entwicklungen in Bezug auf ein aktives Lastmanagement dargestellt werden. Die Schaffung einer Smart-Energy-Infrastruktur wird in dieser Arbeit als Voraussetzung für das Ausschöpfen von Lastmanagementpotenzialen erachtet.

Smart Meter

Als Smart Meter werden „intelligente“ Energiezähler bezeichnet, die im Vergleich zu den bisher eingesetzten elektromechanischen Ferraris-Zählern nicht nur den Energieverbrauch innerhalb einer Abrechnungsperiode, sondern auch die Zeitpunkte der Nutzung aufzeichnen können. Die Messung und Anzeige des Stromverbrauchs erfolgt elektronisch und kann in Kombination mit einer Kommunikationsschnittstelle quasi simultan an die Netzbetreiber übertragen werden. Die Verbrauchsdaten werden in regelmäßigen Intervallen, bspw. im Viertelstunden-Takt, erfasst und gespeichert. Diese Zeitreihen bilden die individuellen Lastgänge der einzelnen Kunden und damit die Höhe und Dauer der Verbräuche ab. (VIRNICH 2013)

Neben der reinen Messung des Energieverbrauchs ist es durch Smart Meter theoretisch möglich, den Verbrauch automatisch auf Basis der angebotenen Tarifmodelle mithilfe einer beliebigen Anzahl virtueller Zählwerke zu steuern. Laut dem Berufsverband Deutscher Baubiologen sei es sinnvoll, diese virtuellen Zählwerke nicht lokal im Zähler, sondern zentral in einem Abrechnungssystem des Netzbetreibers zu berechnen. So ließen sich Anreize schaffen, genau dann Strom zu verbrauchen, wenn gerade besonders viel (erneuerbare) Energie im Netz verfügbar sei, und genau dann Strom zu sparen, wenn es einen hohen Bedarf oder Engpass in der Erzeugung gebe (keine Sonne, kein Wind). Für solche intelligenten Tarifmodelle sei es jedoch notwendig, die Übertragung der Zählerstände schnell, transparent und manipulationssicher zu gestalten. (STARZACHER 2013) Resultierend aus diesen technischen Möglichkeiten erschließt sich, dass Smart Metering die Basistechnologie für Smart Home und Smart Grid darstellt und damit die Voraussetzung für ein automatisiertes Lastmanagementsystem ist.

Der Nutzen der neuen Zähler basiert einerseits auf der Transparenz des Energieverbrauchs. Für die Endkunden entsteht die Möglichkeit, ihren tatsächlichen Energieverbrauch zu beobachten und zu analysieren. So können zum Beispiel stromintensive Geräte erkannt und ausgetauscht oder kostenintensives Verhalten verändert werden. Durch das möglicherweise entstehende Energiebewusstsein lassen sich aus Sicht der Kunden auf Grund lastvariabler Tarife Energiekosten einsparen. Auf Seiten der Energieversorgungsunternehmen birgt die Smart-Meter-Technologie andererseits die Chance, Kundenmehrwerte

im Energievertrieb zu schaffen, wodurch sich die Kundenzufriedenheit erhöhen und die Kundenbindung stärken lassen. Zudem können Energiebetriebe wie lokale Stadtwerke den Zugang der Konkurrenz zum Kunden erschweren, indem sie Smart Meter bei Kunden installieren, die in ihrem Eigentum bleiben. Der Aufwand für Konkurrenten erhöht sich damit um einen eigenen Zähler bzw. die Miete für die eingebaute Messstelle. (KÖHLER-SCHUTE 2009)

Als Teil des dritten Energiepakets der EU strebt die Richtlinie 2009/72/EG die Ausstattung von 80 % der Letztverbraucher in den Mitgliedsstaaten mit intelligenten Messsystemen bis 2020 an, Anhang I (2) RL 2009/72/EG. Die Bundesregierung hat dazu eine Kosten-Nutzen-Analyse durchführen lassen, deren Ergebnisse als Handlungsempfehlungen für die Einführung von Smart Metern in Deutschland im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende umgesetzt wurden. Die Einführung der Smart Meter im deutschen Energiemarkt soll laut Bundesregierung stufenweise und ohne geregelten Rollout erfolgen, damit Kosten und Nutzen in einem vernünftigen Verhältnis stehen. Ein 100 %-Rollout würde laut BMWi für Klein- und Durchschnittsverbraucher zu unzumutbaren Kostenbelastungen führen (BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE 2015a).

Zunächst werden intelligente Zähler als Basisinfrastruktur verbaut, die zu jedem Zeitpunkt über eine zusätzliche Kommunikationseinheit, dem sog. Smart-Meter-Gateway, zu einem intelligenten Messsystem erweitert werden können. Für den Einbau und den Betrieb gibt die Bundesregierung Preisobergrenzen vor, § 31 Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Während bisher genutzte einfache elektromechanische Zähler im Durchschnitt Kosten zwischen 10 und 15 € jährlich verursachten, liegt die Preisobergrenze für intelligente Zähler zwischen 23 € jährlich für Verbraucher unter 2.000 kWh und 100 € pro Jahr für Verbraucher zwischen 6.000 und 10.000 kWh. Diese Regelung soll gewährleisten, dass der Ausbau der Smart Meter aus volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten positiv verläuft.

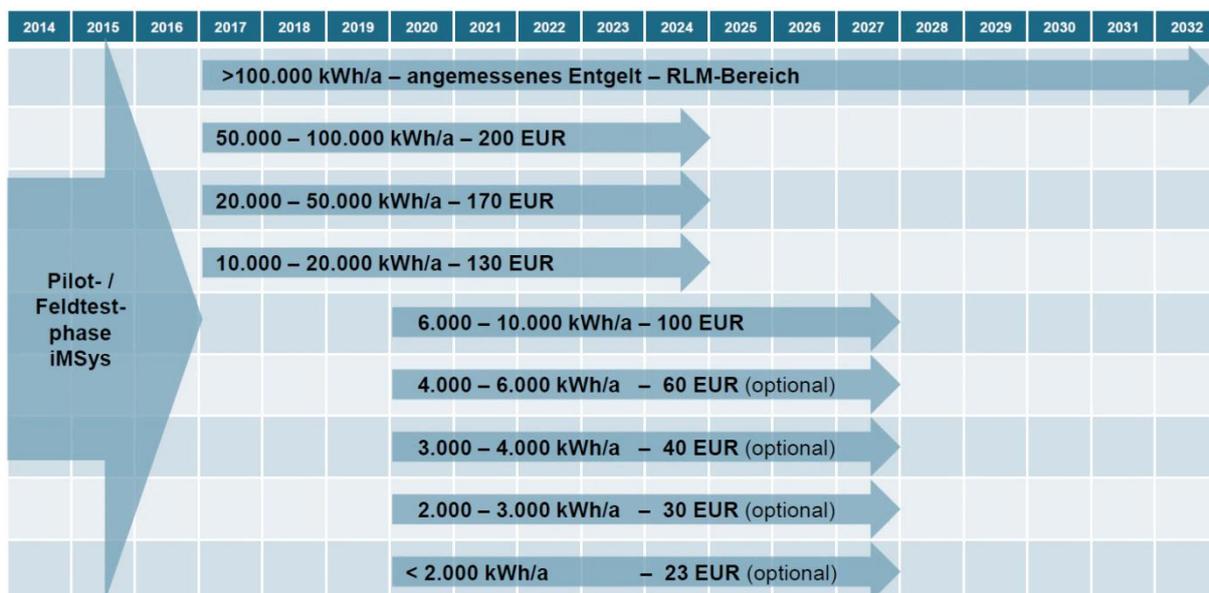


Abbildung 3-4: Smart-Meter-Rolloutplan – Verbrauchersicht
[BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE 2015]

Finanziert werden soll der Ausbau nicht über eine Umlage, sondern über die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb. (BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE 2015a) Den Zeitplan der Entwicklungsstufen, wie im Gesetz für die Digitalisierung der Energiewende festgelegt, zeigt Abbildung

3-4. Aus der Grafik geht hervor, dass der Zeitplan nach der Pilot- und Feldtestphase ab 2017 zunächst einen Einbau von Smart Metern bei Stromverbrauchern mit einem jährlichen Verbrauch größer 10.000 kWh vorsieht. Dabei sollen vorrangig Kunden berücksichtigt werden, die nicht bereits unter die registrierende Lastgangmessung fallen.

Die Einbaugrenze wird im zweiten Schritt gesenkt werden, wobei grundsätzlich die Untergrenze eines Stromverbrauchs von 6.000 kWh pro Jahr gilt. Bei einem Verbrauch unterhalb dieser Grenze ist der Einbau nicht verpflichtend, sondern optional für den jeweiligen Verbraucher.

Im Bereich der Erzeugungsanlagen werden Smart Meter ebenfalls ab dem Jahr 2017 bei EEG- sowie KWK-Anlagen mit einer Leistung von mindestens 7 kW eingebaut, was nach 10 Jahren der Abdeckung von 90 % der bundesweit installierten EE-Leistung mit intelligenten Messsystemen entspricht (BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE 2015a). Gesetzliche Grundlage für den Ausbau der Smart-Meter-Technologie sind insbesondere das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), die im Rahmen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende entsprechend angepasst wurden.

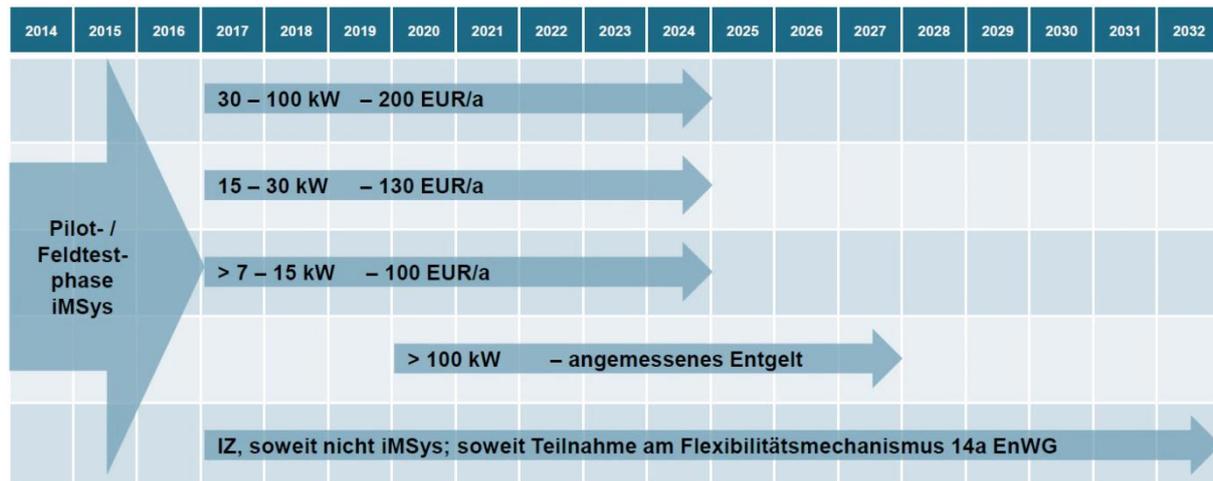


Abbildung 3-5: Smart-Meter-Rolloutplan – Erzeugersicht
[BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE 2015]

Smart Home

Verbraucherseitig spielt das Thema Smart Home zunehmend eine Rolle. Dabei muss unterschieden werden zwischen klassischen und vernetzten Smart-Home-Anwendungen. Der Begriff des intelligenten Hauses umfasst nicht nur den Bereich effiziente Energienutzung, sondern ebenso Themen wie Gebäudesicherheit, Unterhaltungselektronik und Gebäudeautomation. Mit klassischen Smart-Home-Anlagen kann das Haus nach den Bedürfnissen der Bewohner gesteuert werden. Beispielsweise ist es möglich, die Räume individuell dem gewünschten Temperaturniveau entsprechend der Ankunftszeit der Hausbewohner zu beheizen oder die Bewohner per Smartphone zu informieren, falls während ihrer Abwesenheit die Alarmanlage ausgelöst wird. (ARNOLD 2014)

Im Gegensatz zu den beschriebenen klassischen Anwendungen zielt der Ansatz von Smart Home zur Erhöhung der Energieeffizienz auf die Senkung von Lastspitzen und die Verlagerung des Stromverbrauchs in lastarme Zeiten ab, um eine gleichmäßigere Auslastung des Versorgungsnetzes zu garantieren. Dies kann zukünftig über das Zusammenspiel von Smart Home, Smart Meter und Smart Grid in Form eines Last- und Erzeugungsmanagements erfolgen. Dazu ist es notwendig, dass eine durchgängige

Integration von Smart Grid und Smart Home über die Smart Meter gewährleistet ist. (VIRNICH 2013) Nicht zeitkritische Verbraucher wie Waschmaschine, Wäschetrockner und Spülmaschine können so durch vernetzte Smart-Home-Technologien über lastvariable Tarife automatisch kosten- und lastoptimal ferngesteuert werden (VIRNICH 2013).

Smart Grid

Die vorangehenden Kapiteln zeigen, dass das Thema intelligente Energieversorgung ganzheitlich betrachtet werden muss und im intelligenten Stromnetz, dem Smart Grid, die Komponenten Smart Meter und Smart Home ineinander verzahnt werden. Das Smart Grid führt die intelligenten Technologien zusammen. Intelligente Stromnetze – insbesondere die Verteilnetze – sollen in Zukunft ein Last- und Erzeugungsmanagement ermöglichen, um auf die zeitlich stark schwankende Energieerzeugung reagieren zu können (FRIEDL et al. 2014). Dazu ist eine Feinabstimmung zwischen Erzeugung, Verbrauch und Speicherung nötig, die über die Komponenten Smart Meter und Smart Home erfolgen soll, die entsprechende Signale übertragen und empfangen. Abgeleitet aus verschiedenen Definitionen des Smart Grid der Bundesnetzagentur, des BDEW und der Deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) definiert KÖHLER-SCHUTE 2012 das Smart Grid als eine Aufrüstung des konventionellen Elektrizitätsnetzes um informations- und regeltechnische Erweiterungen. Laut ihr bedeutet „[...] ‚smart‘, dass Netzzustände in ‚Echtzeit‘ erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen [...]“ (KÖHLER-SCHUTE 2012).

Die Möglichkeiten der intelligenten Steuerung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch durch das Smart Grid lassen sich in Form eines Lastmanagements nutzen. Laut Berufsverband Deutscher Baubiologen könne zum Beispiel der angebotsabhängige Abruf der Leistung grundsätzlich auf zwei verschiedene Arten bewerkstelligt werden:

„1. Das Smart Grid des VNB [= Verteilnetzbetreiber] teilt über das Smart Meter dem Smart-Home-System des Kunden mit, wann Überkapazitäten mit einem günstigen Tarif vorhanden sind. Das Smart-Home-System entscheidet dann, ob die bereitstehenden Verbraucher eingeschaltet werden sollen oder nicht. 2. Das Smart Grid des VNB schaltet zu gegebener Zeit direkt die bereitstehenden Verbraucher beim Kunden ein.“ (VIRNICH 2013). Die Optionen zur Integration von Smart Home und Smart Grid über Smart Meter schätzt der Berufsverband Deutscher Baubiologen aktuell allerdings noch als sehr beschränkt ein. Die technische Entwicklung und das entsprechende Marktangebot blieben abzuwarten. (VIRNICH 2013) Im zukünftig funktionsfähigen Smart Grid, in das eine Vielzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen als virtuelles Kraftwerk integriert ist, ergeben sich folgende Vorteile im Vergleich zum Betrieb großer Kraftwerke: erhöhte Redundanz der Stromerzeugung, verbesserte Lastwechseleigenschaften, Entlastung der Netzinfrastruktur und verbessertes Teillastverhalten. (KARL 2012)

Dadurch können Smart Grids durch die Reaktionsmöglichkeit auf die stark schwankende Energieerzeugung laut Friedl et al. den relativ kapitalintensiven Netzausbau zumindest zeitlich nach hinten verschieben. (FRIEDL et al. 2014) Ebenso eröffnen Smart Grids den Marktakteuren einen uneingeschränkten Informationsaustausch untereinander, der im derzeitigen System gestört ist. Die bidirektionale Kommunikation bedingt, dass sich Marktpreise bilden, die Informations- und Lenkungenfunktionen übernehmen können. So werden Signale zur Steuerung an die Komponenten der Erzeugung, des Verbrauchs, des Netzes und der Speicherung gesendet. Indem sich Lasten und Netzleistung durch die exakte Messung und simultane Datenübertragung genauer prognostizieren lassen, eröffnet sich für die Netzbetreiber die

Chance, einen effizienteren Erzeugermix einzusetzen, wodurch sich Kosten einsparen lassen. Insgesamt werden durch eine flachere Lastkurve Investitionen in die Erzeugungskapazitäten durch eine gleichmäßigere Stromproduktion teilweise überflüssig bzw. in die Zukunft verlagert. Essentiell für den Umbau der Stromnetze zu Smart Grids ist eine stabile und sichere Informations- und Kommunikationsinfrastruktur, deren Kosten dem Einsparpotenzial gegenüberstehen. Kostenoptimierungspotenziale ergeben sich laut Haber und Staudigl aber auch durch eine funktionierende IuK-Infrastruktur, mit der sich die Wartung und Überprüfung von Anlagen, Geräten und Netzen vereinfachen ließe. Vor Ort könne Personal eingespart werden, da es möglich sei, die Zustandsüberprüfungen z. B. von Umspannwerken online durchzuführen (HABER & STAUDIGL 2012). Zusammenfassend lässt sich das Smart Grid als Strom-Drehschreibe beschreiben, die „ständig austariert werden muss zwischen dezentraler Einspeisung und lokalem Verbrauch“ (SERVATIUS et al. 2012).

3.4 Beispielregion & Praxispartner

Sprach man noch vor einiger Zeit von einem West-Ost-Gefälle in Deutschland, um regionale wirtschaftliche und soziodemografische Unterschiede innerhalb des Bundesgebietes zu beschreiben, die aus der Zeit der Teilung Deutschlands stammen, so tut man sich heute schwer, in derart großen Rastern zu denken. Die Prognos AG formuliert die Situation in Deutschland folgendermaßen: „[...] die Wirtschaftsmacht Deutschland gleicht, statt Merckels schmuckem Panoramafoto, eher einem Puzzle aus 402 Landkreisen, dessen Stücke nicht richtig zusammenpassen.“ (PROGNOS AG 2013)

Nicht nur in der Wirtschaftskraft, sondern auch bei Indikatoren wie dem Bevölkerungswachstum und dem demografischen Wandel sind signifikante Unterschiede in Deutschland anzutreffen, die keiner horizontalen oder vertikalen Achse folgen. Die Unterschiede bestehen auch innerhalb der einzelnen Bundesländer. Während beispielsweise in Bayern die Metropolregion München und deren sog. Speckgürtel floriert, spricht der Zukunftsatlas der Prognos AG bestimmten Landkreisen der nördlichen Oberpfalz und Oberfrankens hohe Zukunftsrisiken zu (PROGNOS AG 2013). Determinanten wie die Altersstruktur der Bewohner oder die Größe der Haushalte innerhalb eines Versorgungsgebietes haben einen entscheidenden Einfluss auf den Energieverbrauch der jeweiligen Region (TIMPE 2008).

Um konkrete und belastbare Ergebnisse zu generieren, wird die Untersuchung in der vorliegenden Arbeit auf der Ebene von Städten bzw. Landkreisen durchgeführt. Konkret wird das Versorgungsgebiet des Verteilnetzbetreibers Stadtwerke Neuburg an der Donau als Beispielregion ausgewählt und im weiteren Verlauf analysiert. Mit den Stadtwerken Neuburg steht dem Forschungsvorhaben ein Projektpartner zur Verfügung, der belastbare, reale Daten liefern kann. In Deutschland gibt es im Jahr 2016 875 Verteilnetzbetreiber (BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN & BUNDESKARTELLAMT 2019). Alle bewirtschaften das jeweilige Niederspannungsnetz, der Großteil auch das Mittelspannungsnetz und die Umspannebene dazwischen (SCHEFFLER 2016). Verteilnetzbetreiber lassen sich auf unterschiedliche Weise charakterisieren. Ein Merkmal ist die Anzahl der versorgten Zählpunkte. Aus dem Monitoringbericht Energie der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes geht hervor, dass mehr als drei Viertel der deutschen Verteilnetzbetreiber weniger als 30.000 Zählpunkte versorgt. Abbildung 3-6 stellt die Struktur der Verteilnetzbetreiber in Deutschland nach Anzahl der versorgten Zählpunkte dar. Rund 35 % der Verteilnetzbetreiber versorgen 1.001 bis 10.000 Zählpunkte. Ebenfalls rund 35 % versorgen zwischen 10.001 und 30.000

Zählpunkte. Mit rund 17.000 versorgten Zählpunkten liegen die Stadtwerke Neuburg a. d. Donau als Verteilnetzbetreiber im Mittelfeld. Ein weiteres Merkmal von Verteilnetzbetreibern ist die Stromkreislänge. 77 % der deutschen Verteilnetzbetreiber bewirtschaften bis zu 1.000 km Kabel bzw. Freileitungen, 16 % bewirtschaften zwischen 1.001 und 4.000 km und 7 % der Verteilnetzbetreiber bewirtschaften mehr als 4.000 km (BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN & BUNDESKARTELLAMT 2019).

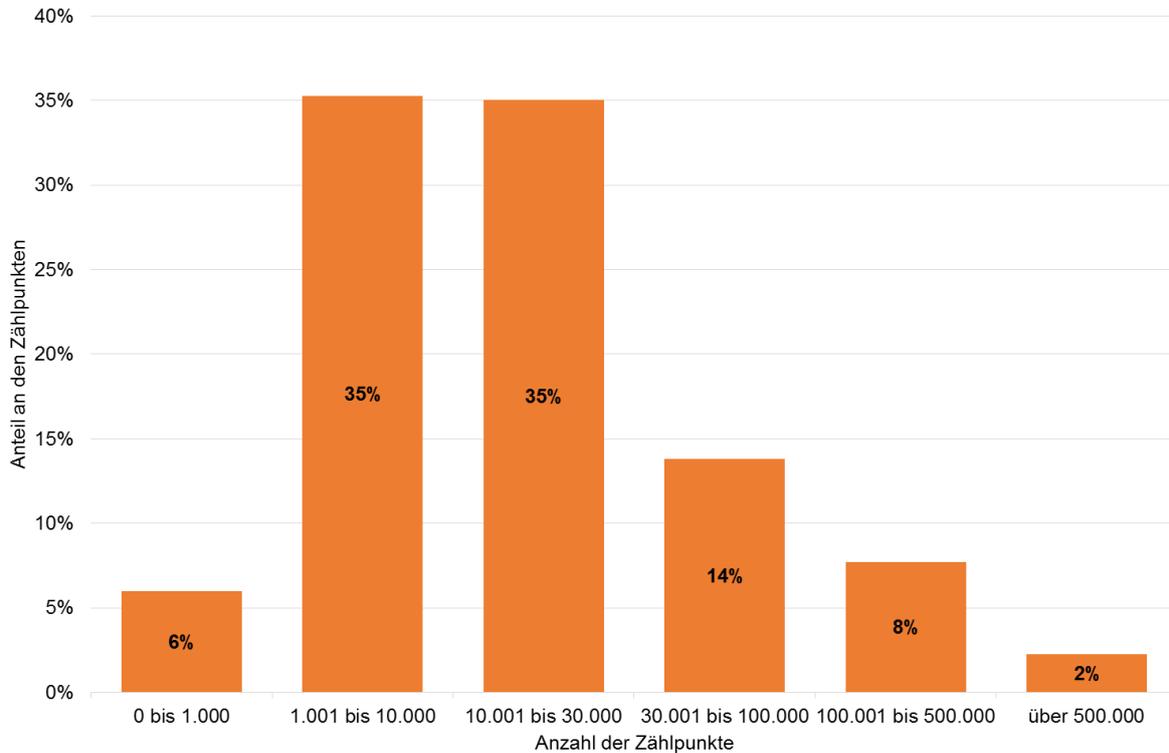


Abbildung 3-6: Struktur der Verteilnetzbetreiber in Deutschland nach Anzahl der versorgten Zählpunkte im Jahr 2017
[Eigene Darstellung nach BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN & BUNDESKARTELLAMT 2019]

Die Leitungslänge der Stadtwerke Neuburg a. d. Donau beträgt ca. 645 km und liegt damit in der Kategorie 501 bis 1.000 km Stromkreislänge, die für 20 % der Verteilnetzbetreiber gilt. Aufgrund der beiden Ausprägungen Stromkreislänge und versorgte Zählpunkte können die Stadtwerke Neuburg a. d. Donau als ausreichend repräsentativ für mittlere, deutsche Verteilnetzbetreiber angesehen werden. Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit lassen sich grundsätzlich auf den Großteil der Verteilnetzbetreiber in Deutschland übertragen – insbesondere da die Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft für das gesamte Bundesgebiet gleichermaßen gelten. Abweichungen können bei der Ausprägung der Ergebnisse der Kapitel 4 und 5 für die einzelnen Regionen bzw. Verteilnetzbetreiber auftreten, da die Netztarife auch von geografischen und strukturellen Ausprägungen abhängen. Indem die Charakteristika der Region und des Netzbetreibers beschrieben werden, lässt sich die Vergleichbarkeit mit einzelnen Regionen bei Bedarf bestimmen. In Kapitel 6 liegt der Fokus auf der Entwicklung des Gesteungskostenmodells, das für andere Regionen angewendet werden kann. Die Ergebnisse daraus gelten grundsätzlich für die Beispielregion und alle Regionen Deutschlands, deren Charakteristika denen der Beispielregion ähneln. Ob das für einzelne Regionen der Fall ist, kann anhand der im Folgenden beschriebenen Merkmale und der in Kapitel 6 dargestellten Rahmenbedingungen überprüft werden.

Die untersuchte Beispielregion umfasst das Versorgungsgebiet, das die Stadtwerke Neuburg an der Donau als Verteilnetzbetreiber bedienen, mit rund 30.000 Einwohnern. Wie aus Abbildung 3-7 hervorgeht ist die Gemeindegrößenklasse mit 20.000 bis 50.000 Einwohnern die Kategorie mit dem größten Anteil (18,4 %) an der deutschen Bevölkerung (STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER 2018). Die Beispielregion ist folglich ein für Deutschland typisches Versorgungsgebiet mittlerer Größe. Weitere Charakteristika der Beispielregion werden im folgenden Kapitel in Form von Nutzergruppen und deren Ausprägungen dargestellt. Die Stadtwerke Neuburg als Praxispartner sind ein typischer städtischer Verteilnetzbetreiber mit rund 17.000 Netzkunden, der die Netzebenen 5 bis 7 (Mittelspannung, Umspannung, Niederspannung) bewirtschaftet. Insgesamt schließt die geographische Fläche des Versorgungsgebietes 74,81 km² ein. Die Netzlänge des Mittelspannungsnetzes (20 kV) beträgt im Jahr 2014 rund 130 km, das Niederspannungsnetz (0,4 kV) weist eine Länge von ca. 515 km auf. Der überwiegende Teil des Stromnetzes ist in Form von Kabeln verbaut, ein kleiner Teil als Freileitungen (ca. 6,5 %). In der Leistungsspitze werden rund 40 MW von der vorgelagerten Netzebene (NE 4) bezogen, die Gesamtstromabgabe umfasst etwa 250 GWh. 180 Trafostationen sind für die Übertragung der Leistung eingesetzt. Aktuell sind Photovoltaikanlagen mit einer Spitzenleistung von 18 MW im Netzgebiet der Stadtwerke Neuburg installiert. (GROSSMANN 2016)

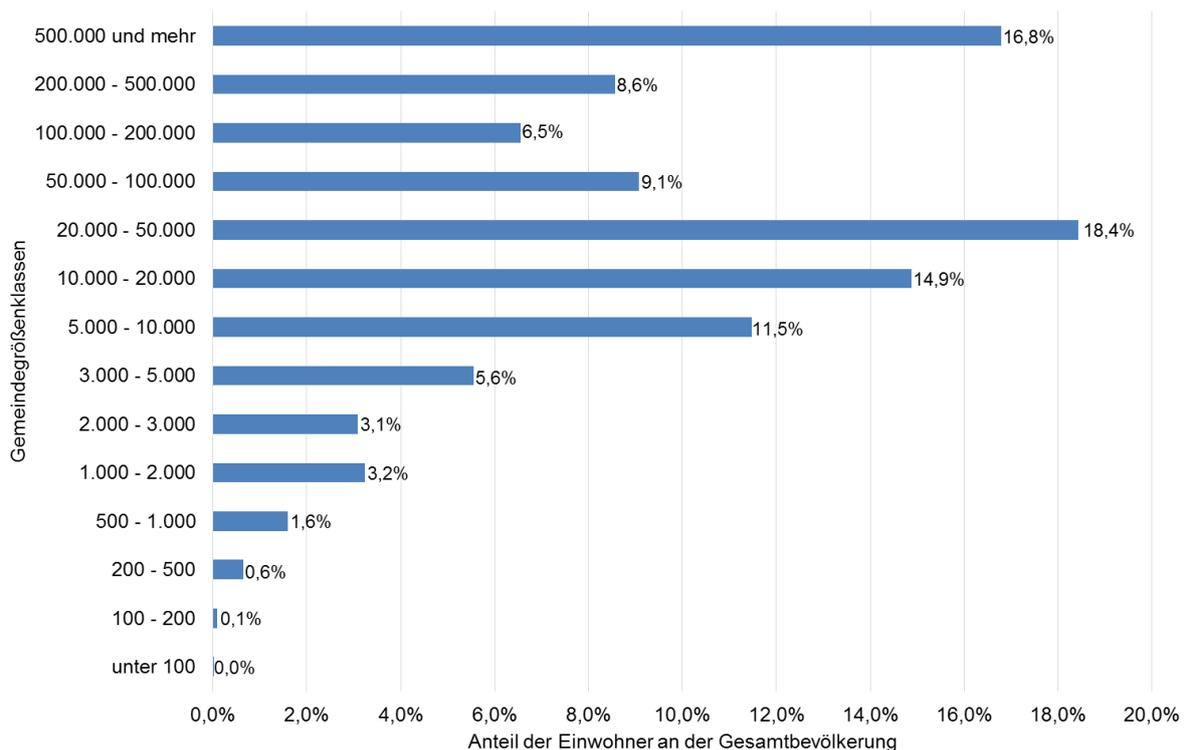


Abbildung 3-7: Verteilung der Einwohner in Deutschland nach Gemeindegrößenklassen (Stand: 31.12.2017)
[Eigene Darstellung nach STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER 2018]

Der gesamten vorliegenden Arbeit liegt der Netzlastgang des Neuburger Versorgungsgebiets sowie die bezogenen Strommengen und Höchstlasten der angeschlossenen Verbraucher aus dem Jahr 2014 zugrunde, da diese und die Gewinn- und Verlustrechnung desselben Jahres nach § 4 Abs. 2 StromNEV als Berechnungsgrundlage für die Netzentgelte 2016 dienen. Das Jahr 2016 war zu Beginn des Forschungs-

projektes das aktuellste Jahr. Es wurde bewusst darauf verzichtet, Lastgänge von anderen Verteilnetzbetreibern zu verwenden, da für aussagekräftige Ergebnisse das Zusammenspiel aus den jeweiligen Netzkosten, Netzcharakteristika sowie Abnehmerstrukturen notwendig ist. Vom Praxispartner wurden eben diese Daten zur Verfügung gestellt, weswegen die Ergebnisse dieser Arbeit der Realität im Versorgungsgebiet Neuburg und in allen ähnlichen Versorgungsgebieten entsprechen.

Ebenfalls wurde darauf verzichtet, aus Neuburger Lastgängen unterschiedlicher Jahre einen synthetischen Lastgang zu modellieren. Erst seit dem Jahr 2014 wird der Netzlastgang gemessen. In den Jahren zuvor wurde dieser auf Basis der Standardlastprofile geschätzt. Abgesehen davon hat sich die Struktur des Lastgangs des Praxispartners in den vergangenen Jahren nicht signifikant verändert. Zwar variieren die Bezugsmengen der Verbraucher, die Struktur bleibt im Zeitverlauf aber konstant. Leidglich das Hinzukommen bzw. Wegfallen von Großverbrauchern wie Industriebetrieben hätte einen signifikanten Einfluss auf den Lastverlauf. Diese Nutzergruppe hat sich aber in der jüngeren Vergangenheit nicht verändert.

Tabelle 3.1 zeigt die Übersicht der Verteilnetzstrukturdaten aus den Jahren 2013 bis 2017, wobei die Homogenität der Jahreshöchstlasten und Abgabemengen über den Zeitverlauf deutlich wird. Deshalb wird der Netzlastgang aus dem Jahr 2014 als ausreichend repräsentativ für die Bewertung des Einsparpotenzials (Kapitel 4) und die Entwicklung eines Netztarifmodells (Kapitel 5) angesehen. Im Fokus des Gesteungskostenmodells in Kapitel 6 steht die Modellentwicklung. Die Daten des Praxispartners werden als Anwendungsbeispiel verwendet, es kann aber auch jeder andere Lastgang eingesetzt werden.

Tabelle 3.1: Verteilnetzstrukturdaten des Praxispartners von 2013 bis 2017
[Eigene Darstellung]

Jahr	2013	2014	2015	2016	2017
Jahreshöchstlast	Keine Daten verfügbar	39.953 kW	41.488 kW	40.040 kW	41.379 kW
<i>Entnommene Jahresarbeit (nur Letztverbraucher ohne Netzverluste)</i>					
Netzebene 5	175.599.223 kWh	164.047.866 kWh	162.820.983 kWh	167.743.276 kWh	170.169.607 kWh
Netzebene 6	22.280.215 kWh	23.093.827 kWh	22.546.432 kWh	21.830.859 kWh	21.348.314 kWh
Netzebene 7	62.994.331 kWh	60.036.286 kWh	59.557.431 kWh	59.620.660 kWh	61.489.976 kWh

3.5 Abgrenzung von Nutzergruppen und Beispielkunden

In der Beispielregion werden rund 17.000 Netzkunden vom Praxispartner versorgt, wovon ca. 12.000 ebenfalls Stromkunden desselben Unternehmens sind. Für die Analyse in den folgenden Kapiteln werden die Netzkunden betrachtet, die nach ihrem Anschluss an die jeweilige Spannungsebene in repräsentative Nutzergruppen aufgeteilt werden, damit die Vergleichbarkeit zu anderen Regionen sichergestellt werden kann. Zudem werden innerhalb der einzelnen Netzebenen Beispielkunden beschrieben, die zur

wirtschaftlichen Bewertung der Ergebnisse herangezogen werden. Als übergeordnete Einteilung in Nutzergruppen werden die drei verschiedenen Netzebenen definiert, die der Praxispartner im Versorgungsgebiet bewirtschaftet.

Die Beispielkunden dienen dazu, die Ergebnisse der einzelnen Kapitel zu verdeutlichen. Zur Bewertung können nur die lastgemessenen Kunden (RLM-Kunden) verwendet werden, da nur bei diesen Kunden die abgerechnete Jahreshöchstlast bekannt ist. Für die wirtschaftliche Bewertung ist allerdings nicht nur die Jahreshöchstlast, sondern auch die abgenommene Strommenge entscheidend. Um über reale Auswirkungen sprechen zu können, wird darauf verzichtet Mittelwerte über beide Parameter zu bilden. Stattdessen wird die Jahreshöchstlast als entscheidender Parameter definiert und für jede Netzebene für die RLM-Kunden der Mittelwert der abgerechneten Jahreshöchstlasten gebildet. Anschließend wird derjenige Kunde als Beispielkunde ausgewählt, dessen Jahreshöchstlast am nächsten zum Mittelwert der Netzebene liegt. Zur weiteren Beschreibung der spezifischen Charakteristika der Netzebenen wird über die Minima und Maxima außerdem die Bandbreite der jeweiligen Jahreshöchstlasten dargestellt. Unberücksichtigt als Entscheidungskriterium bleibt die jährliche Benutzungsdauer.

3.5.1 Netzebene 5

Die Netzebene 5 entspricht der Mittelspannungsebene, in der fast alle Kunden lastgemessen abgerechnet werden (§ 12 StromNZV). Darin wird eine durchschnittliche jährliche Strommenge bezogen auf die Jahre 2013 – 2017 von rund 168.000.000 kWh abgesetzt, bei einer Jahreshöchstlast der Verbraucher von 26.300 kW. Abgesehen von einigen dezentralen Einspeiseanlagen, die im weiteren Verlauf nicht betrachtet werden, sind ausschließlich Großverbraucher der Industrie, des Gewerbes und öffentliche Einrichtungen wie Krankenhäuser und Verwaltungsinstitutionen an die Mittelspannungsebene angeschlossen. Die 16 Kunden der Netzebene 5 werden als Industriekunden zusammengefasst. Um die Anonymität der Verbraucher zu wahren, werden die Sonderkunden im Sinne des § 19 Abs. 3 StromNEV, die ein singuläres Netzentgelt bezahlen, nicht explizit betrachtet. Die mittels Standardlastprofil gemessenen Kunden (SLP-Kunden) der unterschiedlichen Gewerbesektoren können aufgrund der fehlenden Lastmessung ebenfalls nicht einzeln bewertet werden. Der Mittelwert der Jahreshöchstlasten der 14 RLM-Kunden beträgt 1.157 kW. Der repräsentative Beispielkunde der Netzebene 5, dessen Jahreshöchstlast dem Mittelwert am nächsten liegt, bezieht eine Jahreshöchstlast von 1.210 kW bei einer Jahresstrommenge von 959.207 kWh. Das Minimum der Jahreshöchstlasten in Netzebene 5 liegt bei 71 kW, das Maximum bei 4.788 kW.

3.5.2 Netzebene 6

Als Umspannebene zwischen Mittel- und Niederspannung wird die Netzebene 6 ebenfalls zum Großteil lastgemessen, da die Kunden überwiegend einen Stromverbrauch von mindestens 100.000 kWh pro Jahr aufweisen (§ 12 StromNZV). Die 65 Kunden dieser Spannungsebene sind insbesondere dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) zuzurechnen sowie öffentlichen Einrichtungen wie Schulen und Kommunalverwaltungen. Die durchschnittliche Jahresbezugsmenge (2013 – 2017) der Netzebene liegt bei rund 22.000.000 kWh bei einer Jahreshöchstlast der Verbraucher von 5.300 kW. Der Mittelwert der Jahreshöchstlasten der 50 RLM-Kunden beträgt 291 kW. Als repräsentativer Beispielkunde aus dem GHD-Sektor wird deshalb ein Abnehmer mit einer Jahreshöchstlast von 285 kW

und einem Stromverbrauch von 563.244 kWh pro Jahr definiert. Die Auswahl erfolgt analog zur Netzebene 5. Das Minimum der Jahreshöchstlasten in Netzebene 6 liegt bei 7 kW, das Maximum bei 4.839 kW.

3.5.3 Netzebene 7

Im Gegensatz zu den Netzebenen 5 und 6 werden an die Niederspannungsebene insbesondere auch Kleinkunden angeschlossen, die nicht unter die verpflichtende registrierende Leistungsmessung (RLM) nach § 12 StromNZV fallen. Deshalb werden für die nicht leistungsgemessene Kundengruppe der Netzebene 7 Standardlastprofile für Haushaltskunden (H0) zur Abschätzung des Lastverlaufs verwendet, nach deren Vorbild die Jahresverbräuche der jeweiligen Kunden über den Jahresverlauf ausgerollt werden. Die Gruppe der SLP-Kunden erbringt beim Beispiel-Netzbetreiber 88 % der Netzerlöse aus der Niederspannungsebene. Lediglich 12 % der Netzerlöse aus der Netzebene 7 entfallen auf die RLM-Kunden. Dies entspricht ebenfalls der Aufteilung der Jahresbezugsmenge in der Niederspannungsebene auf die RLM- und SLP-Kunden. Insgesamt werden in der Netzebene 7 pro Jahr durchschnittlich rund 61.000.000 kWh (2013 – 2017) bei einer Jahreshöchstlast der Verbraucher von 13.350 kW bezogen. Abbildung 3-8 stellt die Aufteilung der Kundengruppen innerhalb der SLP-Kunden bezogen auf die abgenommene Jahresstrommenge dar. Mit knapp 70 % sind die Haushaltskunden die dominierende Nutzergruppe, gefolgt von Gewerbebetrieben mit 23 % der Strommenge. Lediglich 1 % bzw. 2 % machen die Landwirtschaft und die öffentliche Beleuchtung aus. Die Strommenge, die für Speicherheizungen verwendet wird, beträgt 5 %.

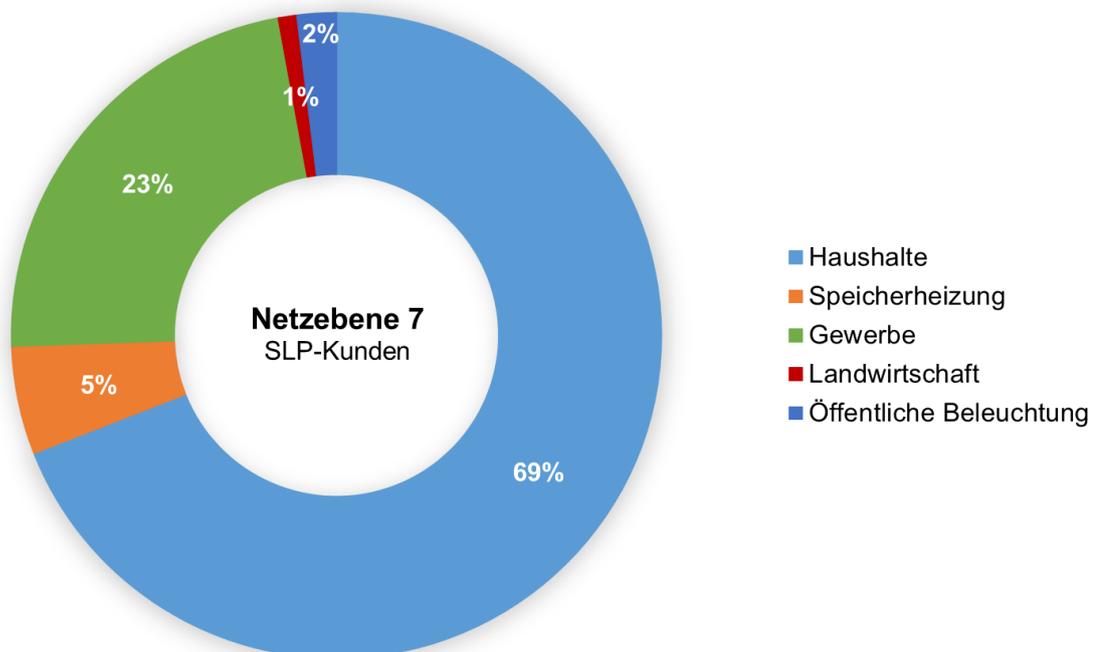


Abbildung 3-8: Aufteilung der SLP-Kunden der Netzebene 7 im Modellgebiet
[Eigene Darstellung]

Die 37 an die Netzebene 7 angeschlossenen RLM-Kunden sind Abnehmer aus dem GHD-Sektor sowie wiederum öffentliche Einrichtungen, deren Jahresstromverbrauch 100.000 kWh übersteigt oder die freiwillig lastgemessen sind. Der Mittelwert der Jahreshöchstlasten der RLM-Kunden in der Netzebene 7 beträgt 111 kW. Analog zu den vorgelagerten Netzebenen erfolgt die Definition des Beispielkunden. Dessen durchschnittliche Jahreshöchstlast beträgt 110 kW bei einer Jahresstrommenge von 143.680 kWh. Das Minimum der Jahreshöchstlasten in Netzebene 7 liegt bei 31 kW, das Maximum bei 347 kW.

3.6 Rahmenbedingungen der deutschen Energiewirtschaft im Kontext Lastmanagement

Als Basis für die Modellentwicklung sollen nachfolgend die rechtlichen Rahmenbedingungen abgesteckt werden, die aktuell in Deutschland gelten und insbesondere im Hinblick auf das Lastmanagement relevant sind.

3.6.1 Deutsche Energie- und Klimaziele

Die deutsche Politik hat sich in den vergangenen Jahren für eine Energiewende entschieden. Konkret wird der Ausstieg aus der Atomkraft bis zum Jahr 2022 (§ 7 Atomgesetz) und der Umbau des Energiemarktes mit zunehmendem Einsatz erneuerbarer Energien forciert. In diesem Zusammenhang hat sich die Bundesregierung ehrgeizige Ziele im Hinblick auf Klimaschutz, Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch und Energieeffizienz für die Jahre 2020 bis 2050 gesteckt. Im Vergleich zum Basisjahr 1990 sollen die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 schrittweise um 80 % bis 95 % gesenkt werden. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch soll dagegen bis zum selben Jahr um 60 % gesteigert werden.

	Klima	Erneuerbare Energien			KWK	Energieeffizienz			
	THG Basis 1990	Anteil Strom	Anteil Wärme	Gesamt EEV	Anteil Strom	Primärenergie	Strom	Energieproduktivität	Gebäude-sanierung
2020	-40 %	35 %	14 %	18 %	25 %	-20 %	10 %	Steigern auf 2,1 % pro Jahr	-20 %
2030	-55 %	50 %		30 %					Sanierungsrate auf 2 % pro Jahr erhöhen
2040	-70 %	60 %		45 %					
2050	-80 - 95 %	80 %		60 %		-50 %	25 %		-80 % PEV sowie EE

Abbildung 3-9: Klimaschutzziele Bundesregierung
[Eigene Darstellung nach BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE 2010]

Mit der Erreichung dieses Ziels geht die weitere Erhöhung der Volatilität der Stromerzeugung in Deutschland einher. Durch die Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität um 2,1 % pro Jahr ist eine Senkung des Primärenergieeinsatzes um 50 % möglich, deren Umsetzung ebenfalls bis

zum Jahr 2050 vorgesehen ist. Einen Überblick der gesetzten Ziele zu den jeweiligen Kontrollzeitpunkten stellt Abbildung 3-9 dar. (BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE 2010)

Für die Modellentwicklung in den weiteren Kapiteln gilt die Annahme, dass die Energie- und Klimaschutzziele der Bundesregierung im Betrachtungszeitraum 2020 bis 2050 jeweils erfüllt werden können, um den Zielvorgaben der Politik Rechnung zu tragen.

3.6.2 Gesetze zum Strommarkt 2.0 und zur Digitalisierung der Energiewende

Seit Bearbeitungsbeginn der vorliegenden Dissertation im Februar 2015 hat sich die Gesetzgebung in der Energiewirtschaft deutlich verändert, was auf die Aktualität der Arbeit hindeutet. Im Sommer 2016 wurden die Gesetze zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) und zur Digitalisierung der Energiewende von Bundestag und Bundesrat beschlossen.

Das Strommarktgesetz beinhaltet einige Änderungen bereits bestehender Gesetze und Verordnungen, u. a. des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) als derart reformierend beschrieben wie die Liberalisierung des Strommarktes in den 1990er Jahren (BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE 2017). Im Fokus des Strommarktgesetzes stehen insbesondere die freie Preisbildung am Markt, die Flexibilisierung des Strommarktes bei Erzeugung, Nachfrage und Speicherung, der Aufbau von Kapazitätsreserven und die Regelung zur Stilllegung von Kraftwerken (BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE 2017). Die gewachsene Bedeutung des Lastmanagements innerhalb der Energiewirtschaft zeigt unter anderem die Einführung eines Monitorings für Lastmanagementmaßnahmen, um dessen Beitrag zur Netzstabilisierung evaluieren zu können, Artikel 1 Nr. 16 Strommarktgesetz. Für Betreiber von Stromspeichern sieht der Gesetzgeber durch die Änderung des § 19 StromNEV ein individuelles Netzentgelt vor. Angesetzt werden darf lediglich ein Leistungspreis, der den Teil des bezogenen Stroms abrechnet, der nicht wieder in das Netz eingespeist wird, Artikel 3 Nr. 1 Strommarktgesetz. Damit ändert sich die Rentabilität von Stromspeicheranlagen signifikant, was der Intention der Flexibilisierung des Strommarktes Rechnung trägt. Artikel 1 Nr. 28 des Strommarktgesetzes ergänzt das EnWG um den § 111e, der die Einrichtung eines Marktstammdatenregisters vorsieht.

Die Verordnung über das zentrale elektronische Verzeichnis energiewirtschaftlicher Daten (Marktstammdatenregisterverordnung – MaStRV) regelt die Erfassung aller Energieerzeugungs- und Speicheranlagen und bestimmter Verbraucheranlagen sowie deren jeweilige Betreiber, der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und der Bilanzkreisverantwortlichen zur Verbesserung der Datenlage und der Transparenz in der Energiewirtschaft, § 111e EnWG. Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende beinhaltet wie in Kapitel 3.3 beschrieben die Einführung und den Betrieb von intelligenter Messtechnik sowie deren Kommunikationseinheiten, den sog. Smart-Meter-Gateways im Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG), Artikel 1 Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende.

Mit der Digitalisierung der Verbrauchsdaten, die künftig in Echtzeit im Viertelstundentakt von Verbraucher, Erzeuger und Speicher über Smart-Energy-Technologien aufgezeichnet und an zentrale Stellen übermittelt werden sollen, geht die Frage nach dem Datenschutz einher. Besonders Smart Meter als

Basistechnologie für weitere Smart-Energy-Anwendungen stehen vor der Herausforderung, die Sicherheit der Daten zu gewährleisten, die aufgrund ihrer hohen Aussagekraft ein erhöhtes Angriffspotenzial aufweisen. Aufgrund dessen wurden vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) technische Richtlinien und Schutzprofile erarbeitet, die mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende in Kraft treten (BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE 2015b). Die Wirkung der rechtlichen Vorgaben wird sich in den kommenden Jahren zeigen. Je nach Effektivität kann die Gesetzesinitiative zu einem entscheidenden Schritt in Richtung sinnvolles Lastmanagement im intelligenten Energienetz werden.

3.6.3 Regulierungsbedarf am deutschen Strommarkt

Insbesondere die Analysen in den Kapiteln 4 und 5 werden im Rahmen des regulierten Strommarktes durchgeführt. Für das Verständnis der Ergebnisse ist es notwendig, die entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und Mechanismen zu kennen. Um Elektrizität vom Erzeuger zum Kunden zu transportieren, bedarf es Leitungen, die den Strom verteilen. Aus Kostenminimierungsaspekten ist es dabei ineffizient, parallel mehr als ein Netz zu diesem Zweck für dasselbe Gebiet aufzubauen und zu betreiben. Durch diese Eigenschaft zählt das Stromnetz zu den klassischen Beispielen für ein natürliches Monopol, bei dem Wettbewerber marktwirtschaftlich nicht effizient sind (BÖTTCHER 2014). Aufgrund dessen besteht ein staatlicher Regulierungsbedarf in diesem Teil des Strommarktes sowie grundsätzlich in jedem leitungsgebundenen Markt. Der Regulierungsbedarf am Elektrizitätsmarkt lässt sich in drei Aufgaben untergliedern: Netzzugangsregulierung, Entflechtung und Netzentgeltregulierung. Überwacht werden die Regulierungsmaßnahmen von der Bundesnetzagentur bzw. den zuständigen Landesregulierungsbehörden. Die Netzzugangsregulierung soll gewährleisten, dass Wettbewerbern, die Strom in das Netz einspeisen wollen, ein diskriminierungsfreier Zugang zur Verfügung steht. Dadurch wird verhindert, dass monopolistische Netzbetreiber ihren Konkurrenten den Zugang verwehren und damit den Wettbewerb in den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen einschränken. (HOFFJAN 2015)

Im Gegensatz zum Stromtransport ist auf den vor- und nachgelagerten Märkten, sprich der Erzeugung und dem Handel sowie dem Vertrieb und dem Messwesen, eine wettbewerbliche Organisation möglich (BÖTTCHER 2014). Um eine Wettbewerbssituation sicherzustellen, wurde in Deutschland zur Umsetzung der Liberalisierung des Strommarktes die sog. Entflechtung eingeführt und die entsprechenden Vorschriften in das Energiewirtschaftsgesetz (§§ 6 – 10 EnWG) aufgenommen. Mit der Entflechtung, dem sog. Unbundling, ist die strikte Trennung zwischen Netzbetrieb und dem Vertrieb als Wettbewerbsbereich gemeint, § 6 EnWG. Im Vergleich zu Mitbewerbern am Markt könnte ein vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen Vorteile aus dem gleichzeitigen Netzbetrieb und Energievertrieb ziehen wie beispielsweise Informationsvorsprünge in Bezug auf Kunden oder günstigere bzw. kostenfreie Durchleitung der Energie. Durch die Entflechtung sollen folglich Wettbewerbsverzerrungen, Diskriminierungen und Quersubventionierungen ausgeschlossen werden. Das Unbundling erfolgt auf buchhalterischer, informationeller, organisatorischer und gesellschaftsrechtlicher Ebene, §§ 6, 6b EnWG. Ausnahmen bilden Netzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden, für die die Entflechtungsvorschriften nicht gelten.

Der Praxispartner liegt deutlich unter der De-minimis-Grenze und ist somit nicht verpflichtend von den Entflechtungsregelungen betroffen. Keine Ausnahmeregelung gibt es dagegen bei der Regulierung des

Netzentgelts im Sinne der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Begründet liegt das staatliche Eingreifen in der Gefahr eines Marktversagens auf Grund der Generierung höherer Gewinne durch den monopolistischen Netzbetreiber. Der Betrieb eines Stromleitungsnetzes verursacht bei Planung, Bau und Wartung hohe Investitions- bzw. Betriebskosten, die die Netzbetreiber, wie in Kapitel 3.7.2 genauer beschrieben, durch die Netzentgelte decken. Somit besteht grundsätzlich die Gefahr, dass Netzbetreiber nicht in die Instandhaltung bzw. den Ausbau und die Optimierung ihrer Netze investieren, sondern stattdessen mit den veralteten, bereits abgeschriebenen Netzen und überhöhten Netzentgelten ihre Gewinne maximieren. Um dem entgegenzuwirken, trat am 06.11.2007 die Anreizregulierungsverordnung (ARegV²) in Kraft, deren Ziel die Schaffung von Anreizen für Netzbetreiber zur Kostensenkung und Produktivitätssteigerung ist (BÖTTCHER 2014). Dies geschieht über die Einführung einer Erlösobergrenze (EOG) mit einer Regulierungsperiode von jeweils fünf Jahren. Die erste Regulierungsperiode im Bereich Strom startete am 01.01.2009. Die festgesetzte Erlösobergrenze soll verhindern, dass die Verteilnetzbetreiber ihre Netzentgelte künstlich überhöht ansetzen. Durch das jährliche Absenken der Erlösobergrenze sollen zudem Anreize zur Effizienzsteigerung gesetzt werden (BÖTTCHER 2014). Abbildung 3-10 zeigt den Mechanismus der Anreizregulierung. Die Erlösobergrenze legt fest, welchen Betrag die Verteilnetzbetreiber durch das Einfordern von Netzentgelten erwirtschaften dürfen. Gelingt es einem Netzbetreiber, seine Kosten unter die Erlösobergrenze zu senken, so erzielt er Gewinne wie in Jahr 5 in Abbildung 3-10 dargestellt. Decken die Erlöse in Höhe der EOG die Kosten nicht, entsteht ein Verlust in Höhe der Differenz für den Netzbetreiber (siehe Jahr 2). Durch diesen Mechanismus soll ein Anreiz zur Kostensenkung durch Effizienzsteigerung geboten werden.

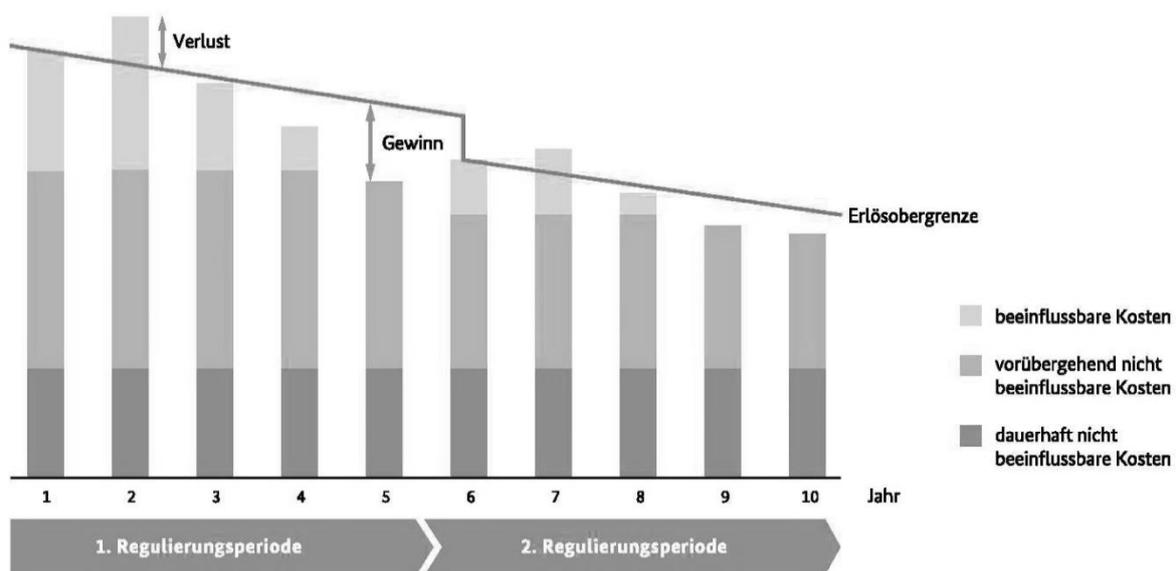


Abbildung 3-10: Die Wirkung der Anreizregulierung
[BNETZA 2015b]

² Den Berechnungen in den folgenden Kapiteln liegt die Anreizregulierungsverordnung in der Fassung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529) zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 14. September 2016 (BGBl. I S. 2147) zugrunde. Die jeweils verwendeten Fassungen der Gesetze und Verordnungen sind in Anhang C – Abkürzungsverzeichnis definiert.

Die Festsetzung der Erlösobergrenze erfolgt im sog. Fotojahr, jeweils im dritten Jahr vor Start der Regulierungsperiode für den Zeitraum von fünf Jahren auf Basis von genehmigten Netzkosten. Der Berechnung zugrunde liegt folgende Formel nach Anlage 1 ARegV:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) * EF_t + QE_t + (VK_t - VK_0) + S_t \quad (3.1)$$

Mit

EO_t	Erlösobergrenze aus Netzentgelten [€/a], die im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode Anwendung findet,
$KA_{dnb,t}$	dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Jahr t [€/a],
$KA_{vnb,0}$	vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr [€/a],
V_t	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen für das Jahr t,
$KA_{b,0}$	beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr [€/a], der den Ineffizienzen entspricht,
VPI_t	Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t [%],
VPI_0	Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr [%],
PF_t	genereller sektoraler Produktivitätsfaktor im Jahr t,
EF_t	Erweiterungsfaktor im Jahr t (nur relevant für Verteilnetzbetreiber),
QE_t	Qualitätselement, das zu Erhöhung oder Reduzierung der Erlösobergrenze im Jahr t führt (erst ab zweiter Regulierungsperiode für Strom, für Gas noch nicht spezifiziert) [€/a],
VK_t	volatiler Kostenanteil im Jahr t (außer Beschaffungskosten für den Eigenverbrauch von Gas hat die BNetzA keine weiteren Kosten dieser Kategorie) [€/a],
VK_0	volatiler Kostenanteil im Basisjahr [€/a],
S_t	1/5 des Saldos des Regulierungskontos, Jahr t (nur relevant ab der zweiten Regulierungsperiode) [€/a].

Die genehmigten Netzkosten, die als Basis für die Berechnung dienen, setzen sich aus drei Hauptkategorien zusammen: dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten, die als effizient angesehen werden, sowie beeinflussbare Kosten, die den ineffizienten Kostenanteil darstellen (BÖTTCHER 2014). Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (KA_{dnb}) fließen vollständig in die zulässigen Erlöse ein und beinhalten u. a. Konzessionsabgaben, Betriebssteuern und Kosten aus vermiedenen Netzentgelten, § 11 ARegV. Die restlichen Kosten werden aufgeteilt in vorübergehend nicht beeinflussbare und beeinflussbare Kosten. Als vorübergehend nicht beeinflussbar gelten unter anderem der Personalaufwand, sonstiger betrieblicher Aufwand, Materialaufwand und bezogene Leistungen (BÖTTCHER 2014). Die Aufteilung geschieht über die Multiplikation der Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten mit einem Effizienzwert, der angibt, welcher Anteil der Kosten in der folgenden Regulierungsperiode gesenkt werden kann.

Der Effizienzwert wird von der Bundesnetzagentur jeweils vor Beginn der Regulierungsperiode in Form eines bundesweiten Effizienzvergleichs der Verteilnetzbetreiber ermittelt, § 12 Abs. 1 ARegV. Anlage 3 der Anreizregulierungsverordnung legt zwei verschiedene mögliche Vorgehensweisen des Benchmarks fest: die Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA) und die Stochastische

Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA). Die Gesamtkosten eines Netzbetreibers werden abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten mit dem Effizienzwert des bundesweiten Benchmarks vergleichbarer Netzbetreiber multipliziert. Wird einem Netzbetreiber beispielsweise ein Effizienzwert von 80 % zugewiesen, gelten 20 % seiner Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten als ineffizient und damit als beeinflussbar (KA_b). 80 % werden somit als vorübergehend nicht beeinflussbar eingeschätzt (KA_{vnb}). Beim maximal möglichen Effizienzwert von 100 % bestehen folglich keine Ineffizienzen. § 12 Abs. 4 ARegV legt fest, dass 60 % als Mindestwert der Effizienz angesetzt werden müssen, auch wenn der Benchmark eine geringere Effizienz ergeben würde.

Um kleine Netzbetreiber vor hohen bürokratischen Kosten zu schützen, gibt es die Möglichkeit, am vereinfachten Verfahren bei der Effizienzbeurteilung teilzunehmen. Voraussetzung dafür ist, dass die Kundenzahl des jeweiligen Netzbetreibers unter 30.000 liegt (§ 24 Abs. 1 ARegV). Im vereinfachten Verfahren werden die genehmigten Kosten im Verhältnis 45:55 in dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und beeinflussbare bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten aufgeteilt. Für die erste Regulierungsperiode wurde ein pauschaler Effizienzwert von 87,5 % angesetzt. (HOFFJAN 2015)

Die beeinflussbaren Kosten, die abgeschmolzen werden sollen, werden anhand eines Verteilungsfaktors (V_t) proportional über den Zeitraum einer Regulierungsperiode aufgeteilt und fließen entsprechend in die Erlösobergrenze ein. Dieser Mechanismus stelle laut Böttcher einen Anreiz für die Netzbetreiber dar, ihre Kosten analog den Effizienzvorgaben zu reduzieren (BÖTTCHER 2014). Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten sowie die beeinflussbaren Kosten werden für das jeweilige Jahr anhand der allgemeinen Geldwertentwicklung (VPI_t/VPI_0) und des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors (PF_t) angepasst, §§ 8,9 ARegV.

Das Ausgangsniveau der Erlösobergrenze wird jeweils im dritten Jahr vor Beginn der Regulierungsperiode ermittelt. Als Datengrundlage dient das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr. Für die im Jahr 2014 begonnene zweite Regulierungsperiode war also das Jahr 2011 das Basisjahr. Im Sinne der ursprünglichen Anreizregulierungsverordnung (Fassung vom 29.10.2007) bedeutete dies, dass Anfangsinvestitionen, die nach dem Basisjahr getätigt wurden, erst in der übernächsten Regulierungsperiode durch die Erhöhung der Erlösobergrenze ausgeglichen werden konnten. Böttcher beschreibt die Situation folgendermaßen: „Aufgrund der Zeitverzugsproblematik in der Anreizregulierung übt der Zeitpunkt einer Investition einen starken Einfluss auf deren Rentabilität aus. Investitionen, die im Jahr vor dem Basisjahr aktiviert werden, besitzen die höchste Rendite, während Investitionen nach dem Basisjahr die geringste Rendite aufweisen. Zur Renditemaximierung ist somit eine basisjahrorientierte Investitionsstrategie grundsätzlich sinnvoll.“ (BÖTTCHER 2014).

Um nachhaltigen Änderungen in der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber während der Regulierungsperiode Rechnung zu tragen und so den Zeitverzug beim Investitionsverhalten des Netzbetreibers zu kompensieren, sieht die Berechnungsformel der Erlösobergrenze den sogenannten Erweiterungsfaktor (EF_t) als Instrument zur Anpassung vor (BÖTTCHER 2014). Ändert sich die Fläche des versorgten Gebietes, die Anzahl der Anschlusspunkte im Stromversorgungsnetz oder die Jahreshöchstlast in erheblichem Umfang, kann die Erlösobergrenze durch den Erweiterungsfaktor entsprechend erhöht werden, § 10 Abs. 2 ARegV. Allerdings deckt dieser laut Böttcher Umstrukturierungsmaßnahmen nicht und Ersatzinvestitionen nur unzureichend ab, was im Hinblick auf die Energiewende und die damit verbun-

dene notwendige Umrüstung von Netzteilen zu nicht gedeckten Anfangsinvestitionen für die Netzbetreiber während der Regulierungsperiode und dem oben beschriebenen Zeitverzug führt. „Außerdem wird der Erweiterungsfaktor bei der Ermittlung der Erlösobergrenze mit der Kostenbasis des jeweiligen Netzbetreibers multipliziert. Damit erhalten alte Netze, die bereits zu einem Großteil abgeschrieben sind, einen geringeren Zuschuss als neuere Netze, was zu einer ineffizienten Verteilung der Gelder führt“ (BÖTTCHER 2014), beschreibt Böttcher weiter.

Um diese Probleme zu beheben, die von Seiten der Bundesnetzagentur in ihrem Monitoringbericht (BNETZA 2015b) beschrieben wurden, kam es im August 2016 unter anderem zur Novellierung der Anreizregulierungsverordnung. Die Novelle sieht die Abschaffung des Erweiterungsfaktors und stattdessen die Einführung des Kapitalkostenabgleichs vor und gilt ab der dritten Regulierungsperiode, die 2019 für Stromnetze beginnt. Der Kapitalkostenabgleich berücksichtigt jahresscharf die tatsächlichen Investitionen der Verteilnetzbetreiber und eliminiert damit den Zeitverzug (SCHRÖDER 2017). Anlage 1 zu § 7 der Anreizregulierungsverordnung in der Fassung vom 29. Oktober 2007, zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 14. September 2016, beschreibt die ab der dritten Regulierungsperiode anzuwendende Formel zur Berechnung der Erlösobergrenze. Für die nachfolgenden Kapitel gilt die in Formel (3.1) dargestellte Berechnungsmethode, die für die zweite Regulierungsperiode gültig ist, da bei der Modellerstellung die Änderung der Formel nicht absehbar war und geänderte Parameter auf die Ergebnisse keinen Einfluss haben.

Ein weiteres Element der Anreizregulierungsformel ist das Qualitätselement (Q_t) als Anreiz zur Verbesserung der Versorgungssicherheit. Der „Q-Faktor“ führt entsprechend der §§ 18–20 ARegV zur Erhöhung oder Reduzierung der EOG, je nachdem wie die Netzzuverlässigkeit und die Netzleistungsfähigkeit eines Versorgungsnetzes im Vergleich zu einem von den Regulierungsbehörden ermittelten Referenzwert abweichen. Positive Abweichungen führen zu einem Bonus, negative entsprechend zu einem Malus. Bewertet werden bei der Netzzuverlässigkeit beispielsweise die Dauer der Unterbrechung der Energieversorgung und die Häufigkeit der Unterbrechungen, § 20 ARegV.

Die volatilen Kosten (VK) entsprechen den Beschaffungskosten der Treibenergie für den Eigenbedarf. Da die Kosten stark schwanken können und somit nicht gewährleistet wäre, dass der Ansatz im Basisjahr den realen Kosten während der Regulierungsperiode entspricht, geht die Differenz zwischen den Beschaffungskosten im Ausgangsjahr (VK_0) und den geschätzten Kosten für die folgenden Jahre der Regulierungsperiode (VK_t) in die EOG-Formel ein, § 11 Abs. 5 ARegV.

Das letzte Element der EOG-Formel ist der Saldo des Regulierungskontos S_t . Für jeden Netzbetreiber besteht ein sog. Regulierungskonto, auf dem jährlich der Saldo (S_t) zwischen den zulässigen und den tatsächlich erwirtschafteten Erlösen sowie der Saldo aus bestimmten Kostenanteilen verbucht wird, § 5 Abs. 1 ARegV. Der durchschnittlich gebundene Betrag als Differenz zwischen Jahresanfangs- und Jahresendbestand wird jährlich mit dem „auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten“ verzinst, § 5 Abs. 2 ARegV. Weicht der Saldo um mehr als 5 % von der in der Erlösobergrenze festgesetzten Höhe ab, ist der Netzbetreiber zur Anpassung seiner Netzentgelte nach oben bzw. unten berechtigt, mitunter sogar verpflichtet, § 5 Abs. 3 ARegV.

Das Verständnis für den Mechanismus der Erlösobergrenze ist für den weiteren Verlauf dieser Arbeit relevant, da es zu Wechselwirkungen zwischen den Investitionen eines Netzbetreibers in ein Lastmanagementsystem, den daraus resultierenden Erlösen durch die erzielten Einsparungen und der staatlich

regulierten Erlösobergrenze kommen kann. Im weiteren Verlauf wird deshalb auch die Frage beantwortet, ob die Anreizregulierung in ihrer aktuell gültigen Form ein Hindernis für den Ausbau des Lastmanagements in Deutschland darstellt, da dieser für Kunden und Netzbetreiber möglicherweise unrentabel wird.

3.7 Strompreiskomponenten in Deutschland

Im anreizregulierten Strommarkt Deutschlands sind die Komponenten des Strompreises (zum Großteil) gesetzlich geregelt. Dieser setzt sich grundsätzlich aus drei Teilen zusammen: Kosten für Strombeschaffung und Vertrieb, Kosten für die Nutzung der Netze sowie Steuern und Abgaben. Die Besonderheit des deutschen Strompreises ist dabei, dass er für Haushaltskunden im Jahr 2016 durchschnittlich zu über 54 % aus Steuern und Abgaben bestand. Der Anteil der Netzkosten betrug mit 24,6 % knapp ein Viertel des Strompreises. Lediglich der Teil der Strombeschaffung und des Vertriebs wird mit 21,3 % relativ marktwirtschaftlich bestimmt. (BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. 2016) Abbildung 3-11 zeigt die Komponenten des durchschnittlichen Strompreises für Haushaltskunden im Jahr 2016 in Deutschland. Nachfolgend werden die einzelnen Bestandteile und deren gesetzliche Grundlagen näher erläutert, um im weiteren Verlauf der Arbeit auf die Einsparpotenziale der einzelnen Strompreiskomponenten durch den Einsatz von Lastmanagementmaßnahmen eingehen zu können.

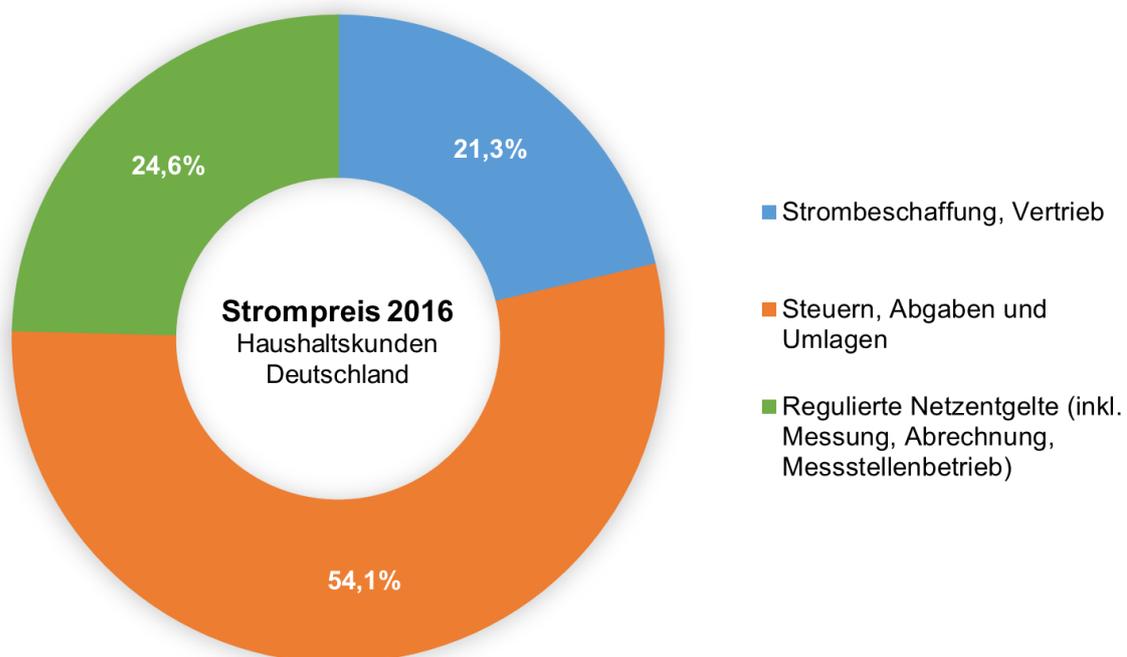


Abbildung 3-11: Zusammensetzung des deutschen Strompreises für Haushaltskunden im Jahr 2016 [nach BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. 2016]

3.7.1 Wettbewerbsanteil

Der sog. Wettbewerbsanteil unterliegt nicht der Regulierung, sondern wird von den Stromlieferanten bestimmt und umfasst die Kosten für die Energiebeschaffung, den Vertrieb sowie sonstige Kosten und Margen. Dennoch gibt es Besonderheiten bei der Strompreisbildung. Zum einen haben die Stromlieferanten eine Versorgungspflicht den Abnehmern gegenüber, wohingegen die Kunden ihren Stromanbieter frei wählen dürfen. Außerdem unterliegt die Strompreisbildung einer besonderen Aufsicht durch die Landesbehörden, da die Stromversorgung unter die Daseinsfürsorge in der modernen Gesellschaft fällt. (NICKEL & WALTER 2005, SCHUMACHER & WÜRFEL 2015) Zum anderen ist kaum eine andere Branche derart von politischen Entscheidungen beeinflusst wie die Stromerzeugung. Die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung wirken sich zum Beispiel in Form von Förderungen, wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz, oder von auslaufenden Betriebsgenehmigungen durch das Atom-Gesetz stark auf die Art und damit auch auf die Kosten der Stromerzeugung aus.

Der Wettbewerbsanteil des Strompreises wird sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite von verschiedenen Determinanten beeinflusst. Während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Wettereinflüssen wie der Sonneneinstrahlung (Solarenergie), dem Windaufkommen (Windenergie) oder dem Niederschlag (z. B. Laufwasserkraftwerke) ausgesetzt ist, beeinflussen die Gesteungskosten für Strom aus fossil betriebenen Wärmekraftanlagen die Brennstoffmärkte für Gas, Rohöl, Kohle, aber auch die CO₂-Preise. Zudem wirken Revisionen der Kraftwerksanlagen, technische Auslastungen und Verfügbarkeiten kostenbeeinflussend. Auf der Nachfrageseite ist das Verbraucherverhalten ein Einflussfaktor des Strompreises. Ein variierendes Nutzerverhalten aufgrund von Werk- oder Feiertagen, Schulferien oder tageszeitlichen Schwankungen führt zu veränderten Verhältnissen zwischen Angebot und Nachfrage und damit zu divergierenden Strompreisen. Wie auch auf der Angebotsseite wirkt das Wetter preisbeeinflussend, z. B. durch Temperaturunterschiede, die Heizung bzw. Klimatisierung nach sich ziehen. (NICKEL & WALTER 2005)

Zur Versorgung der Abnehmer mit Strom beschaffen Energieversorgungsunternehmen die benötigten Mengen entweder über den Energiehandel, erzeugen über eigene Anlagen selbst oder beziehen Strom aus Erzeugungsanlagen in ihrem Versorgungsgebiet. Der Großhandel für Strom erfolgt zum einen außerbörslich über den sog. OTC-Markt (Over-the-Counter), auf dem Anbieter und Nachfrager Geschäfte bilateral abwickeln. Zum anderen werden standardisierte Produkte am Börsenmarkt gehandelt. Unterschieden wird grundsätzlich in Termin- und Spotmarkt. Während am Terminmarkt längerfristige Kontrakte zur Deckung der vorhersehbaren Bezugsmengen abgewickelt werden, dient der Spotmarkt insbesondere zur Deckung der kurzfristigen Bedarfe. Terminkontrakte (sog. Futures) werden in Deutschland an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig tages-, wochenend-, wochen-, monats-, quartals- und jahresweise gehandelt, wobei für sechs Jahre im Voraus eingekauft und damit gegen Preisrisiken abgesichert werden kann.

Neben den Marktgebieten und der zeitlichen Befristung unterscheiden sich die am Terminmarkt gehandelten Strommengen in Base- und Peak-Produkte. Peak Futures decken die Lieferung zu Zeiten hohen Strombedarfs an den Werktagen jeweils von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr ab. Base Futures hingegen liefern das Jahresgrundlastband und werden im Vergleich zu Peak-Produkten zu einem geringeren Preis gehandelt. Der Spotmarkt wird von der in Paris ansässigen European Power Exchange (EPEX) Spot durchge-

führt und bietet den Marktteilnehmern die Möglichkeit, bis zu 30 Minuten vor der Lieferung ihre Beschaffung zu optimieren bzw. auf Unter- oder Überdeckungen zu reagieren. Die Kontrakte werden entweder am selben (Intraday) oder am nächsten Tag (Day-Ahead) physisch erfüllt. (EUROPEAN ENERGY EXCHANGE AG 2017) Die Kontrakte des Day-Ahead-Handels werden für die 24 einzelnen Stunden des jeweiligen Folgetages abgeschlossen. Im Intradaymarkt wird kontinuierlich nach Menge und Preislimit rund um die Uhr gehandelt. Als kleinste Einheit können Viertelstundenkontrakte abgewickelt werden, um kurzfristige Fahrplanabweichungen zu vermeiden. (KONSTANTIN 2013)

Der Strom-Future-Kontrakt mit der höchsten Liquidität in Europa ist der Physical Electricity Index (Phelix) Power Future, der im Marktgebiet Deutschland/Österreich finanziell abgewickelt wird. Mit 2.665 TWh im Jahr 2016 stieg das Transaktionsvolumen um rund 53 % im Vergleich zum Vorjahr an (EUROPEAN ENERGY EXCHANGE AG 2017). Die Phelix Futures werden unterschieden in Baseload-, Peakload- und Off-Peak-Kontrakte. Da der OTC-Handel intransparent ist, gilt der Börsenmarkt als Referenzmarkt für die Entwicklung des Strompreises.

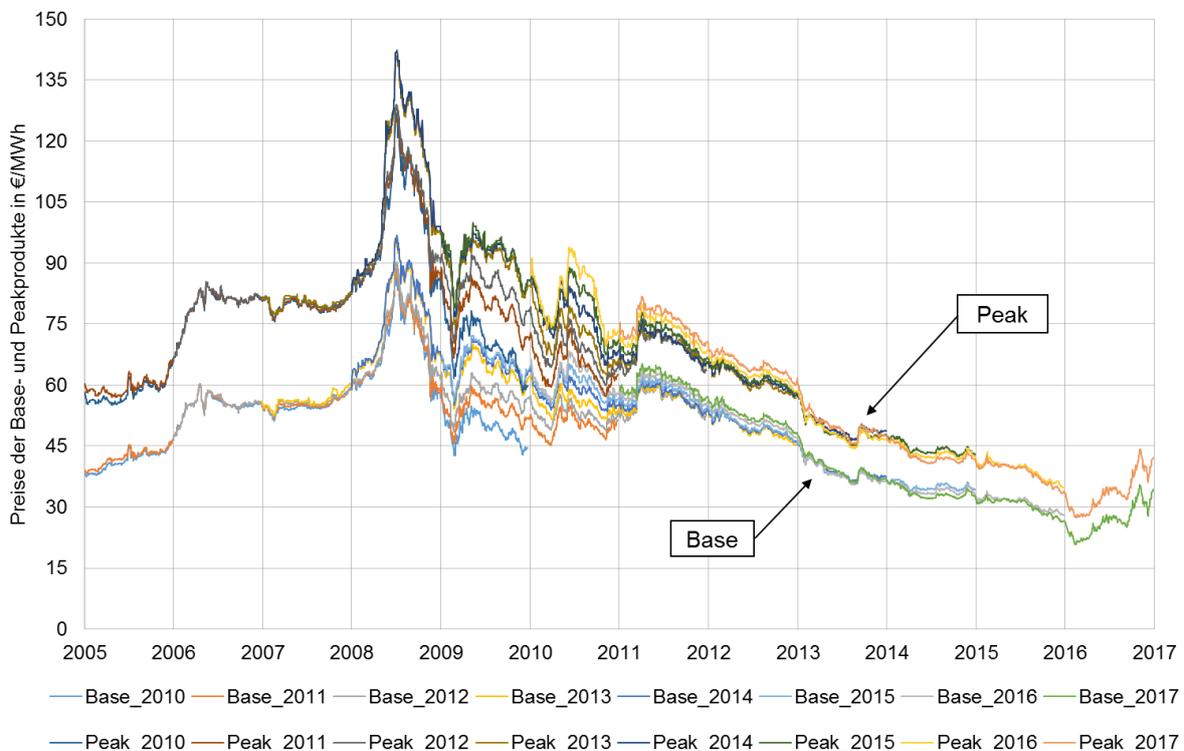


Abbildung 3-12: Entwicklung der Phelix Futures Base und Peak Year zwischen 2010 und 2017
[Eigene Darstellung nach EUROPEAN ENERGY EXCHANGE AG 2017]

Die Entwicklung des Preises für die Phelix Base Year und Phelix Peak Year Futures zwischen 2010 und 2017 ist in Abbildung 3-12 dargestellt. Aus der Grafik geht hervor, dass die Preisveränderungen der beiden Kontraktarten parallel verlaufen. Der Peak-Preis rangiert dabei stets auf einem höheren Niveau als der Base-Preis. Ein deutlicher Anstieg des Strompreises auf über 140 €/MWh für Peak Futures bzw. 96 €/MWh für Base Futures ist in den Jahren vor dem Höhepunkt der Finanz- und Bankenkrise Mitte des Jahres 2008 zu erkennen. Danach sinkt der Preis mit einigen Ausnahmen kontinuierlich auf ein Niveau unter dem Ausgangsjahr 2005. Ende des Jahres 2016 lag der Base-Preis bei 34 €/MWh, der Peak-Preis bei 42 €/MWh.

Die Beschaffungs- und Vertriebskosten, die in den Endkundenstrompreis einfließen, werden nicht allein von der Entwicklung des Börsenstrompreises bzw. des Strompreises im Allgemeinen beeinflusst. Ein entscheidender Faktor ist die Beschaffungsstrategie des Energieversorgungsunternehmens, die sich darin ausdrückt, welche Strommengen zu welchen Zeitpunkten und Preisen beschafft werden. (KONSTANTIN 2013)

Strompreisschwankungen treten nicht nur im Verlauf von Jahren bzw. Jahrzehnten auf, sondern sind vor allem innerhalb von Stunden bzw. Tagen und Wochen deutlich zu erkennen. Abbildung 3-13 zeigt den Verlauf der Spotmarktpreise für verschiedene Kalenderwochen des Jahres 2016. Zum einen lassen sich erhöhte Strompreise in den Winterwochen erkennen. Zum anderen steigen die Strompreise von Montag bis Freitag im Vergleich zu den Wochenenden deutlich an. In mehreren Wochen kommt es zu negativen Strompreisen. Diese entstehen, wenn das Stromangebot größer als die Nachfrage ist, also ein Stromüberschuss herrscht.

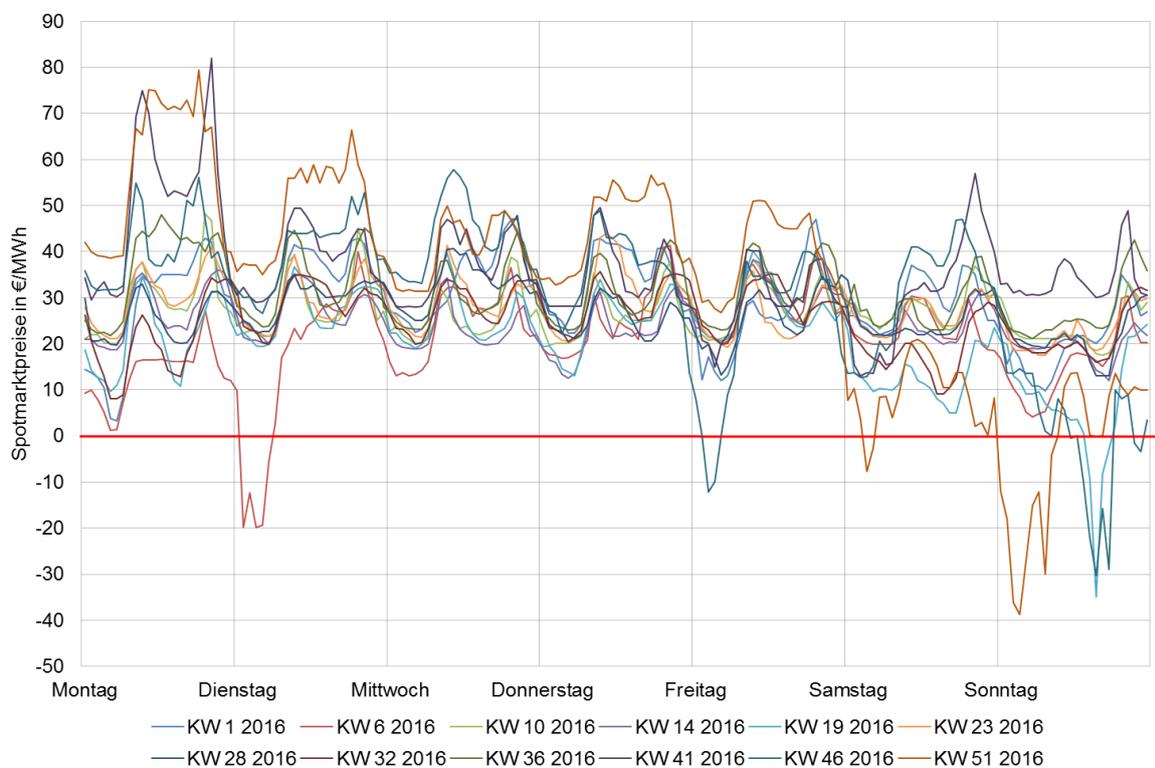


Abbildung 3-13: Spotmarktpreise im Wochenverlauf – verschiedene Wochen im Kalenderjahr 2016
[Eigene Darstellung nach EUROPEAN ENERGY EXCHANGE AG 2017]

Der Einsatz von Lastmanagementmaßnahmen zur Verschiebung von Strombedarf in Zeiten günstiger bzw. zuweilen negativer Strompreise kann betriebswirtschaftliche Vorteile für die entsprechenden Nachfrager haben. Grundvoraussetzung ist, dass die günstigen Strompreise vom EVU an die Endkunden weitergegeben werden oder dass der Endkunde selbst am Strommarkt teilnimmt. Beispielsweise können Stromspeicher zu Zeiten günstiger Preise geladen und zu Zeiten erhöhter Strompreise entladen werden. Der vermehrte Einsatz von erneuerbaren Energien führt zu einer steigenden Volatilität des Stromangebots. Das Nutzen von Lastmanagementpotenzialen auf der Nachfrageseite kann zum einen zur verstärkten Integration erneuerbarer Energien in die Stromproduktion führen und zum anderen Kostenreduktionspotenziale heben, die im weiteren Verlauf der Arbeit geklärt werden.

3.7.2 Netzkosten

Die von den Stromanbietern an die Netzbetreiber zu entrichtenden Netzentgelte stellen die Entschädigung für die Kosten dar, die von den Netzbetreibern für die Stromleitungen und alle damit zusammenhängenden Kosten aufzuwenden sind. Als Anteil am Strompreis reichen die Stromanbieter die Kosten für die Netznutzung an die Endkunden weiter. Die gesetzlichen Regelungen dazu liefert die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) vom 25.07.2005. Daraus geht hervor, dass die Höhe der Netzentgelte auf Basis der Daten über die Netzkosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres ermittelt wird, § 3 Abs. 1 StromNEV. Anzusetzen sind ausgehend von der Gewinn- und Verlustrechnung aufwandsgleiche Kostenpositionen, kalkulatorische Abschreibungen, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung sowie kalkulatorische Steuern, §§ 4 – 11 StromNEV. Über die festgesetzten Netzentgelte wird „die Nutzung der Netz- oder Umspannebene des jeweiligen Betreibers des Versorgungsnetzes, an die der Netznutzer angeschlossen ist, und aller vorgelagerter Netz- und Umspannebenen abgegolten“, § 3 Abs. 2 StromNEV. Das heißt, dass sich die Netzentgelte der verschiedenen Spannungsebenen anteilig entsprechend der Kostenstellen auf die jeweiligen Netzbetreiber aufteilen.

Von den Letztverbrauchern erhoben werden ein vom Verbrauch unabhängiger Jahresleistungspreis, der mit der Jahreshöchstleistung in Kilowatt multipliziert wird (siehe Formel (4.1)), und ein verbrauchsgebundener Arbeitspreis in Cent pro entnommener Kilowattstunde, § 17 Abs. 2 StromNEV. Im Bereich der nicht leistungsgemessenen Kunden im Niederspannungsnetz wird in der Regel nur ein Arbeitspreis und zum Teil ein Grundpreis angesetzt, § 17 Abs. 6 StromNEV. Des Weiteren regelt die Stromnetzentgeltverordnung, dass für jede Entnahmestelle Entgelte für die Strommessung, die Abrechnung und den Messstellenbetrieb getrennt nach Netz- und Umspannebenen zu erheben sind, § 17 Abs. 7 StromNEV. Speist ein Erzeuger dezentral in eine Netzebene ein, werden in den vorgelagerten Netzebenen gewälzte Kosten vermieden. Die vermiedenen Netzentgelte haben die Verteilnetzbetreiber an die Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlagen in Form eines Entgelts auszuzahlen, dem die „tatsächliche Vermeidungsarbeit in Kilowattstunden, die tatsächliche Vermeidungsleistung in Kilowatt und die Netzentgelte der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene“ zugrunde liegen, § 18 StromNEV.

Die errechneten Netzkosten müssen der zuständigen Regulierungsbehörde vorgelegt und unter Anwendung der Anreizregulierungsverordnung genehmigt werden. In Form der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sorgt der Gesetzgeber dafür, dass der monopolistische Netzbetreiber keine überteuerten Netzentgelte erheben kann, sondern lediglich einen festgesetzten maximalen Erlös zur Deckung seiner Kosten und Erzielung einer angemessenen Rendite aus den Netzentgelten generieren darf und darüber hinaus einen Anreiz hat, Investitionen in das Stromnetz z. B. zur Effizienzsteigerung zu tätigen.

Die so von der Regulierungsbehörde genehmigten Netzkosten werden anschließend von den Netzbetreibern in Grund- (GP), Leistungs- (LP) und Arbeitspreis (AP) für die jeweiligen Netzebenen aufgeteilt. Abbildung 3-15 stellt die Aufteilung der Tarifkomponenten des Netzentgelts der untersuchten Netzebenen des Praxispartners schematisch dar. Aus der Abbildung geht hervor, dass lediglich in der Netzebene 7, der Niederspannungsebene, ein Grundpreis erhoben wird. In derselben Netzebene ist der Anteil der Netzentgelte, die aus dem Arbeitspreis generiert werden, am höchsten. Dagegen spielt der Leistungspreis in dieser Spannungsebene eine untergeordnete Rolle. In den beiden Netzebenen darüber ist das Verhältnis zwischen Arbeits- und Leistungspreis umgekehrt.

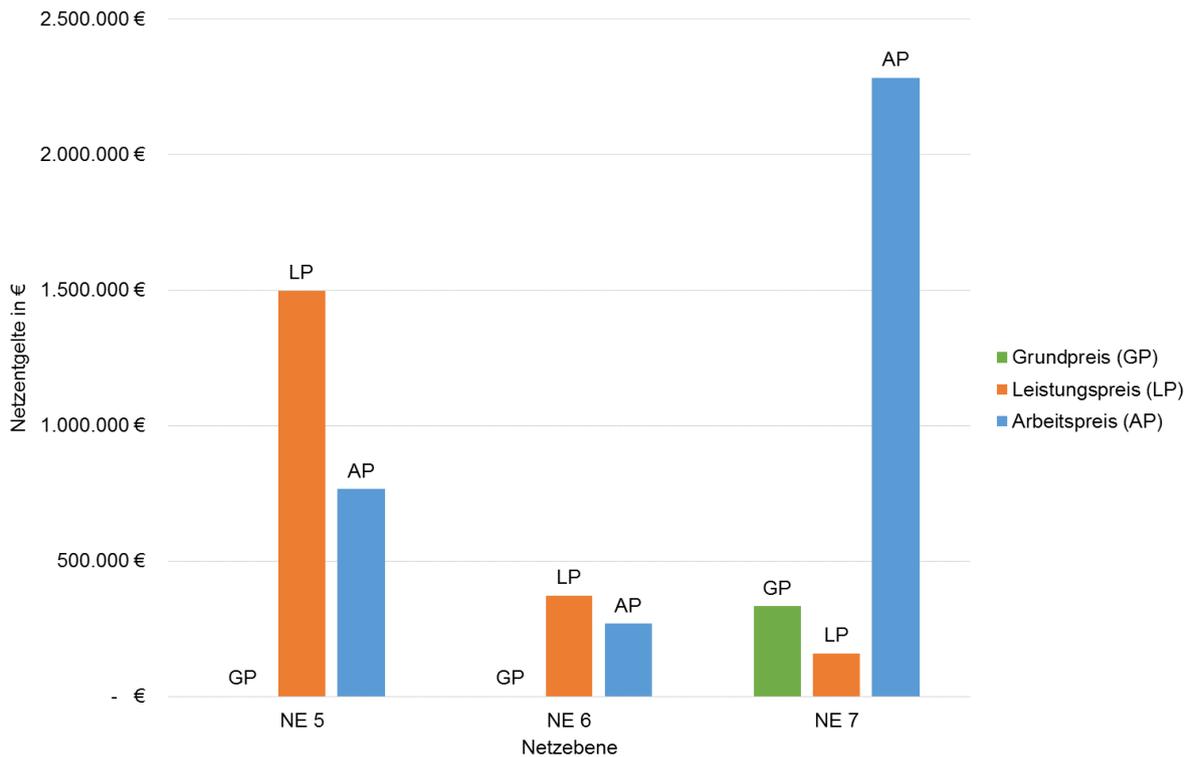


Abbildung 3-15: Aufteilung der Netztarifkomponenten des untersuchten Verteilnetzbetreibers [Eigene Darstellung]

Das durchschnittliche Netznutzungsentgelt pro Kilowattstunde lag in Deutschland im Jahr 2017 im Sektor der Haushaltskunden bei 7,30 Cent, Gewerbekunden zahlten im Bundesdurchschnitt 6,19 Cent/kWh. Im Gegensatz dazu lag das Stromnetzentgelt für Industriekunden mit 2,26 Cent/kWh deutlich unter den Gebühren der beiden anderen Sektoren.

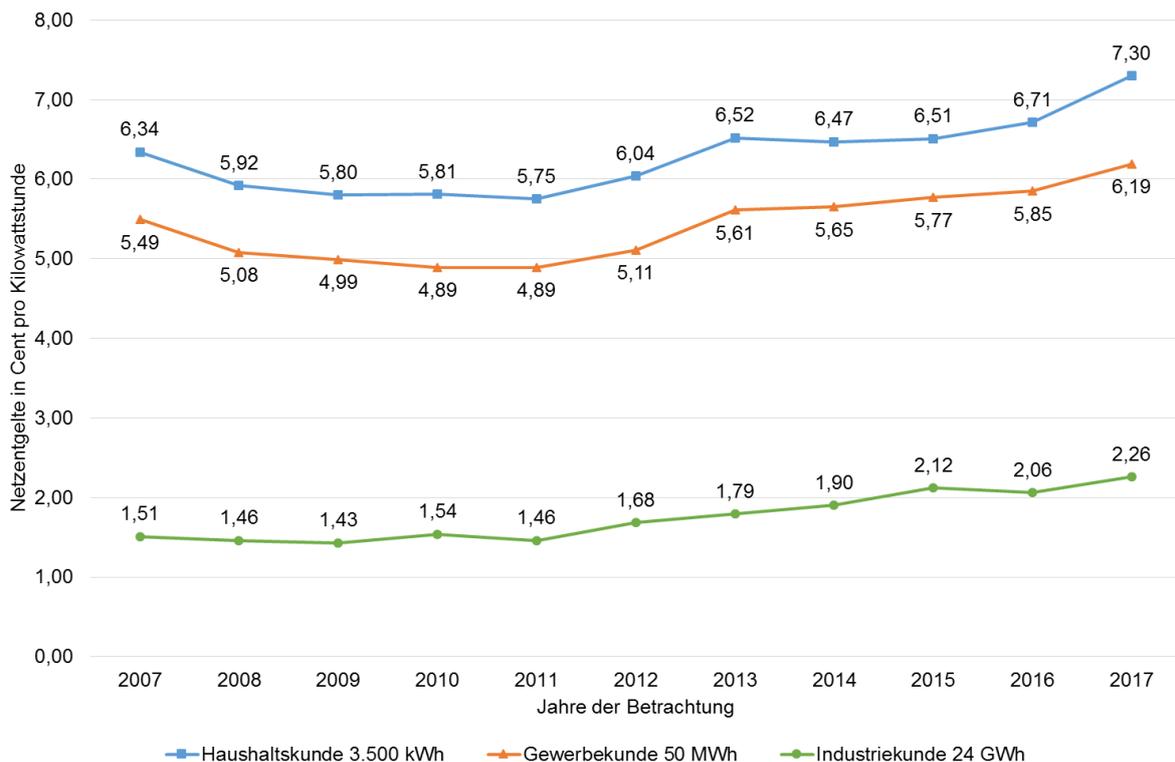


Abbildung 3-14: Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland [Eigene Darstellung nach BNETZA & BUNDESKARTELLAMT 2017]

Die Entwicklung des Netzentgelts in Deutschland zwischen 2007 und 2017 wird in Abbildung 3-14 ersichtlich. Es zeigt sich, dass die Preissenkung durch die Einführung der Anreizregulierung in den ersten Jahren von einer Zeit stabiler Netzentgelte abgelöst wird. Nach einem Anstieg in den Jahren 2012/13 zeichnete sich wiederum eine Stabilisierung ab. Die durchschnittlichen Netzentgelte der Industriekunden stiegen ab 2011 leicht, aber stetig an. Von 2016 auf 2017 stiegen die durchschnittlichen Netzentgelte der drei verschiedenen Kundengruppen deutlich an. Am stärksten im Bereich der Haushaltskunden. Aufgrund der unterschiedlichen Netzbetreiber und Netzstrukturen in Deutschland variiert die Höhe der Netzentgelte regional über das Bundesgebiet. Höhere Netzentgelte werden in den Gebieten der neuen Bundesländer, vor allem aber in ländlich geprägten, bevölkerungsarmen Regionen erhoben. (BNETZA & BUNDESKARTELLAMT 2017)

3.7.3 Steuern & Umlagen

Der größte Anteil am Strompreis sind Steuern und Abgaben. Zusätzlich zu der gesetzlich üblichen Umsatzsteuer in Höhe von 19 % erhebt der Bund die Stromsteuer, die im Jahr 2016 2,05 Ct/kWh beträgt, § 3 StromStG. Ebenfalls von den Endkunden zu zahlen ist die Konzessionsabgabe, die als Entschädigung für das Wegerecht an die jeweiligen Gemeinden und Landkreise zu sehen ist, § 1 Konzessionsabgabenverordnung (KAV). In den Strompreis fließen fünf verschiedene Umlagen ein, durch die bestimmte Kosten auf die Gesamtheit der Endverbraucher aufgeteilt werden.

Zur Förderung der erneuerbaren Energien trat im Jahr 2000 das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) in Kraft, das die festgelegte Vergütung von Strom aus regenerativen Erzeugungsanlagen regelt. Zum Ausgleich der entstehenden Kosten durch die Vergütung der Anlagenbetreiber und als Entschädigung für den Aufwand der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die nicht durch entsprechende Erlöse gedeckt werden können, wurde die sog. EEG-Umlage eingeführt (MAYER & BURGER 2014). Den Zahlungsanspruch erheben Übertragungsnetzbetreiber gegenüber Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, § 60 Abs. 1 EEG. Über den Strompreis wird die Umlage an den Endkunden durchgereicht. Außerdem dürfen ÜNB die EEG-Umlage anteilig von Letztverbrauchern für die Eigenversorgung erheben, § 61 Abs. 1 EEG. Bei Eigenversorgern entfällt die Umlage, sofern der Strom für den Kraftwerkseigenverbrauch bezogen wird, der Eigenversorger nicht an ein Netz angeschlossen ist und keine EEG-Vergütung für den überschüssigen Strom in Anspruch nimmt oder der Strom aus einer Erzeugungsanlage mit einer Leistung von maximal 10 kW für höchstens 10 MWh selbstverbrauchten Stroms pro Jahr stammt, § 61 Abs. 2 EEG.

Ausgenommen von der EEG-Umlage sind außerdem Bestandsanlagen, die vor dem 01. August 2014 an das Netz angeschlossen wurden und als Eigenverbrauchsanlage betrieben werden, § 61 Abs. 3 EEG. Die Höhe der EEG-Umlage wird nach § 3 der Verordnung zum EEG-Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) ermittelt. Eine besondere Ausgleichsregelung besteht auf Antrag für Strom, der von stromkostenintensiven Unternehmen sowie von Schienenbahnen selbst verbraucht wird, § 63 EEG. Als stromkostenintensiv werden beispielsweise Unternehmen bestimmter Branchen bezeichnet, die an einer Entnahmestelle mehr als eine Gigawattstunde Strom verbrauchen bzw. deren Stromkostenintensität mindestens 16 % im Kalenderjahr 2015 oder 17 % ab dem Jahr 2016 betragen hat, § 64 EEG. Die Unternehmen, die unter die besondere Ausgleichsregelung fallen, zahlen eine geringere EEG-Umlage, § 64

EEG. Die aufgrund des Ausgleichs fehlenden Kosten werden den übrigen Letztverbrauchern in Rechnung gestellt.

Einen weiteren Aufschlag auf den Strompreis stellt die Umlage nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz dar. Bis 2020 soll die erzeugte Strommenge aus KWK-Anlagen 110 Terrawattstunden, bis 2025 120 Terrawattstunden betragen, § 1 KWKG. Zur Erreichung dieses Ziels setzt der Gesetzgeber bestimmte Vergütungen als Anreiz zum Betrieb von KWK-Anlagen ein, deren Refinanzierung über die Umlage nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz sichergestellt werden soll, § § 4, 5 KWKG. Den Anspruch auf Zahlung des finanziellen Belastungsausgleichs kann der Netzbetreiber, der die Vergütungszuschläge an den Anlagenbetreiber auszuzahlen hat, bei dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber geltend machen, bis ein Ausgleich der Kosten erreicht wurde, § 9 KWKG. Wie die EEG-Umlage reicht der Netzbetreiber die entstehenden Kosten an den Endkunden über den Strompreis weiter. Die Höhe des KWK-Zuschlags wird nach § 26a KWKG von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegt und teilt sich in drei Gruppen auf. Für Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von maximal 100.000 kWh (Gruppe A) beträgt die Umlage im Jahr 2016 0,445 Cent pro Kilowattstunde, für Letztverbraucher mit einer Abnahme von mehr als 100.000 kWh (Gruppe B) 0,040 Ct/kWh und für Endkunden des „Produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr 4 Prozent des Umsatzes überstiegen“ (§ 9 Abs. 7 KWKG), für Lieferungen ab 100.000 kWh (Gruppe C) 0,030 Ct/kWh (AMPRION GMBH 2017).

Die Offshore-Haftungsumlage nach § 17f Abs. 5 EnWG stellt die dritte durch den Strompreis von den Endkunden zu zahlende Umlage dar, die ebenfalls als Aufschlag auf die Netzentgelte angerechnet wird. Die Kosten ermitteln sich aus der Differenz zwischen den prognostizierten wälzbaren Entschädigungszahlungen, die an die Betreiber von Offshore-Windparks gezahlt werden, und den tatsächlich wälzbaren Kosten des dem Vorjahr vorausgehenden Jahres abzüglich der tatsächlichen Erlöse aus der Offshore-Haftungsumlage desselben Jahres. Für das Jahr 2016 ergeben sich für dieselben Verbrauchergruppen, wie bei der KWK-Umlage beschrieben, folgende Zuschläge: Gruppe A = 0,040 Ct/kWh, Gruppe B = 0,027 Ct/kWh und Gruppe C = 0,025 Ct/kWh. (BNETZA 2016b)

Die sog. § 19-Umlage wird auf Basis des § 19 Abs. 2 StromNEV erhoben, der besagt, dass für Großverbraucher individuelle Netzentgelte anzusetzen sind. In den Geltungsbereich fallen Endverbraucher, deren Jahresverbrauch an einer Entnahmestelle mehr als 10 Gigawattstunden und deren Benutzungsstunden mindestens 7.000 betragen. Abhängig von der Anzahl der Benutzungsstunden verringert sich das zu zahlende Netzentgelt auf 20 %, 15 % oder 10 % des veröffentlichten Wertes, § 19 Abs. 2 StromNEV. Refinanziert wird die Ermäßigung für Großverbraucher über die Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV.

Die fünfte Umlage ist die Umlage für abschaltbare Lasten. Wie in Kapitel 3.1 beschrieben werden Anlagenbetreiber entlohnt, wenn sie ihre Stromproduktion zur Stabilisierung der Netzfrequenz im Bedarfsfall über eine gewisse Zeitspanne als Abschaltleistung zur Verfügung stellen. Nach § 18 AbLaV haben die Übertragungsnetzbetreiber die dadurch entstehenden Aufwendungen untereinander auszugleichen, analog zur Umlage nach § 9 KWKG. Im Jahr 2016 betrug die AbLaV-Umlage 0,00 Ct/kWh (50 HERTZ TRANSMISSION GMBH et al. 2017).

Im weiteren Verlauf der Arbeit werden die Komponenten Netzentgelt und Wettbewerbsanteil auf ihr Einsparpotenzial durch Lastmanagement untersucht. Die erhobenen Steuern und Umlagen werden im Gegensatz dazu nicht analysiert, da eine Beeinflussung der Gesetzgebung durch die Verteilnetzbetreiber

als höchst unwahrscheinlich angesehen wird und es aufgrund dessen in diesem Bereich voraussichtlich nicht zu Einsparpotenzialen durch Lastmanagement für die Nutzer(-gruppen) und Netzbetreiber kommen wird.

3.8 Bewertung der Wirtschaftlichkeit

In den Kapiteln 4 bis 6 wird die Wirtschaftlichkeit von Lastmanagement auf Verteilnetzebene aus unterschiedlichen Blickwinkeln betrachtet. Im Fokus steht jeweils die Fragestellung, wie hoch die Anfangsinvestition in ein Lastmanagementsystem maximal sein darf. Die methodische Vorgehensweise wird jeweils zu Anfang des Kapitels ausführlich erläutert. Kapitel 4 beinhaltet die statistische Modellierung des Einsparpotenzials innerhalb der Netzkosten, wobei als Bewertungsinstrument die Berechnung des Kapitalwerts Anwendung findet. Diese Methodik liegt ebenso Kapitel 5 zugrunde, in dem auf Basis der Ergebnisse aus dem vorangehenden Abschnitt ein Netztarifmodell entwickelt wird, das Anreize zum Einsatz von Lastmanagementmaßnahmen bietet und die Netzkosten verursachergerecht aufteilt. Mithilfe der Kapitalwertmethode werden die maximal möglichen Investitionsbeträge der in Kapitel 3.5 vorgestellten Beispielkunden ermittelt und in den Kontext von möglichen Lastmanagementmaßnahmen gesetzt. Kapitel 6 betrachtet die Stromerzeugerseite. Zur wirtschaftlichen Bewertung wird die Methode der Stromgestehungskosten verwendet. Um die kapitalgebundenen Kosten zu bewerten, findet in allen drei Kapiteln die Annuitätenmethode Anwendung.

Als Berechnungsprogramm wurde jeweils Microsoft Excel eingesetzt. Das Stromgestehungskostenmodell wurde zusätzlich in Visual Basics.Net programmiert, um automatisierte Rechenvorgänge mit einer hohen Rechenleistung durchführen zu können. Durch das mögliche Austauschen der Kostenstrukturen und elektrischen Lastgänge ist die Übertragbarkeit auf alle Regionen Deutschlands gewährleistet.

4 Lastmanagement auf Verteilnetzebene: eine statistische Modellierung des Einsparpotenzials

Welches Einsparpotenzial der bezogenen Leistung durch Lastmanagement in Deutschland erschlossen werden kann, wurde in den vergangenen Jahren von verschiedenen Stellen untersucht. Quaschnig und Hanitsch stuften das Potenzial in Haushalten im Jahr 1999 mit etwa 40 % als besonders hoch ein. Deutlich geringere Verlagerungspotenziale schrieben sie der Industrie, dem Kleinverbrauch und dem Sektor Verkehr zu. (QUASCHNING & HANITSCH 1999) Das Handbuch Lastmanagement der Deutschen Energie-Agentur bestätigt diese Einschätzung und nennt konkrete Zahlen für das technische Lastmanagementpotenzial der einzelnen Sektoren in Deutschland. Der Industrie schreibt das Handbuch 5,8 GW zu, Gewerbe und Handel könnten 2,1 GW erschließen und die Haushalte 7,1 GW. Damit liegt das technische Lastmanagementpotenzial in Deutschland insgesamt bei 15,2 GW. (DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH 2012)

Im Gegensatz dazu bewerten APEL et al. (2012) die Lastmanagementpotenziale, wie in Kapitel 2 beschrieben, mit 25 GW als deutlich höher. Allerdings ist es notwendig, zwischen technischem Potenzial und tatsächlich wirtschaftlich erschließbarem Potenzial zu unterscheiden. So seien die Bereitstellungskosten für die Flexibilität im privaten Bereich laut dena deutlich höher als in der Industrie, da hier viele

kleine Einzellasten erschlossen werden müssten (DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH 2012). Im Gegensatz dazu sind die Potenziale in Gewerbe und Industrie eher greifbar, da in diesen Sektoren vergleichsweise große Einzellasten vorliegen (SEIDL 2015).

Dieses Kapitel befasst sich mit der Frage, wie hoch das monetäre Einsparpotenzial durch Lastmanagement im Bereich der Netzkosten in der Beispielregion in den Netzebenen 5 bis 7 unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist. Dazu werden die realen Daten des Netzbetreibers statistisch modelliert und die Veränderung verschiedener Parameter simuliert. Ziel ist es, die maximal möglichen Anfangsinvestitionen in ein Lastmanagementsystem zu berechnen, das durch die erzielten Einsparungen an Netzentgelten gedeckt werden kann. Anschließend werden die Ergebnisse in der Diskussion in den Kontext bestehender Studien über technisch erschließbare Lastmanagementpotenziale eingeordnet.

4.1 Statistische Modellierung der Tarifkomponenten

Laut Stachowiak sind Modelle eine Konstruktion der Wirklichkeit, die sich jeweils danach definieren lassen, wovon sie ein Modell für wen zu welcher Zeit und zu welchem Zweck sind (STACHOWIAK 1983). Pittioni führt die Definition weiter aus und beschreibt Modelle als ganzheitliche Beziehungsgefüge, die sich auf ein Objekt als Original beziehen, das der Modellerschaffer zu seinem Zweck formt. Als Vorlage dient das Original, das im Vergleich zum Modell aber praktische Nachteile bei der Untersuchung aufweist. (PITTIONI 1983)

Die Berechnungsmodelle der vorliegenden Arbeit dienen der Abbildung bzw. Veranschaulichung fundamentaler Zusammenhänge im System der Energiewirtschaft. Konkret werden eine Beispielregion und die örtlichen Stadtwerke als Netzbetreiber und damit die Stromverteilung als Bindeglied zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch ihres Versorgungsgebietes als ein konkreter Teil der deutschen Energiewirtschaft untersucht. Die Rahmenbedingungen entsprechen denen der Realität, aber mit der Prämisse, dass es während der Betrachtungsdauer zu keinen regulatorischen Änderungen kommt. Im Gegensatz zur Wirklichkeit werden enge Systemgrenzen definiert, um den Untersuchungsgegenstand klar zu beschränken. Die Systemgrenzen schließen das Versorgungsgebiet des kommunalen Netzbetreibers mit den Netzebenen 5 bis 7 ein. Abgebildet wird einerseits die Netzlast der jeweiligen Netzebene inklusive Einspeisung aus derselben und der vorgelagerten Netzebene, Rückspeisung aus der nachgelagerten Netzebene abzüglich der Übergabe an die nachgelagerte Netzebene und der Netzverluste. Andererseits werden die Netzkosten des Netzbetreibers sowie deren Aufteilung auf die Netzentgelte der jeweiligen Netzebenen dargestellt. Durch die Verknüpfung der Netzlasten mit Tarifstrukturen lassen sich deren Interdependenzen klären.

Als praktischer Vorteil des Berechnungsmodells wird die einfache, kostengünstige Veränderbarkeit von Eingabeparametern angesehen, deren Auswirkungen speziell analysiert werden sollen. Im Vergleich zum Modell wäre die umfassende Untersuchung der Wirtschaftlichkeit eines kommunalen Lastmanagements in der Praxis zum aktuellen Zeitpunkt zu kostenintensiv und würde im Fall einer nicht gegebenen Rentabilität zu irreversiblen Kosten führen.

Folgende Fragestellungen bzw. Kausalzusammenhänge werden deshalb im Berechnungsmodell theoretisch analysiert:

- Wie groß ist das monetäre Einsparpotenzial der jeweiligen Netzebenen und der definierten Nutzergruppen der Beispielregion, das durch die verschiedenen Formen des Lastmanagements erzielt werden kann?
- Wie verhält sich das Einsparpotenzial im Zeitverlauf?
- Welche Netzebenen bzw. Kundengruppen haben einen Anreiz, Lastmanagement zu betreiben?
- Welche Auswirkungen hat das Lastmanagement auf die Kunden und den Netzbetreiber?
- Wie wirkt sich die Erlösobergrenze der Anreizregulierung auf das Einsparpotenzial durch Lastmanagement von vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen aus?

Welche technischen Lastmanagement-Maßnahmen eingesetzt werden, ist für die Berechnung des Einsparpotenzials zunächst unerheblich. Die eingesparten Kosten werden im weiteren Verlauf als maximal zur Verfügung stehende Investitionsmittel angesehen, um technische Maßnahmen umsetzen zu können.

Das Ziel der statistischen Modellierung der Tarifkomponenten ist es, die Auswirkungen der Veränderungen der Jahreshöchstlasten auf die Netzentgelte für die einsparenden Kunden (-gruppen), den Netzbetreiber und die Gesamtheit der Netzentgeltzahler im Versorgungsgebiet sichtbar zu machen.

Grundsätzlich gelten diese Zusammenhänge:

$$X_{LP,n} = P_{\max,n} * LP_z \quad (4.1)$$

Dabei sind

X_{LP} die Kosten für die Bereitstellung der elektrischen Leistung [€],
 P_{\max} die vom Kunden bezogene elektrische Jahreshöchstlast [kW],
 n der Netzkunde n ,
 LP der Leistungspreis der entsprechenden Netzebene [€/kW],
 z die Netzebene.

$$X_{AP,n} = Q_n * AP_z \quad (4.2)$$

Dabei sind

X_{AP} die Kosten für die bezogene elektrische Arbeit [€],
 Q die vom Kunden bezogene Menge elektrischer Arbeit eines Jahres [kWh],
 n der Netzkunde n ,
 AP_z der Arbeitspreis der entsprechenden Netzebene [€/kWh],
 z die Netzebene.

Gegenstand der Untersuchung sind die Netzentgelte 2016 der Netzebenen 5 bis 7 eines typischen Verteilnetzbetreibers in Deutschland sowie die bezogenen Strommengen und Höchstlasten der angeschlossenen Verbraucher aus dem Jahr 2014, da diese und die Gewinn- und Verlustrechnung desselben Jahres nach § 4 Abs. 2 StromNEV als Berechnungsgrundlage für die Netzentgelte 2016 dienen.

Der Netzbetreiber stellt die Lastverläufe der einzelnen Netzebenen bzw. verschiedener Kunden(-gruppen) und deren Tarifsystem als reale Daten zur Verfügung. Diese werden als Modell abgebildet und die

Veränderungen der einzelnen Parameter simuliert. Dabei wird davon ausgegangen, dass nicht die bezogene Arbeit, sondern die geforderten Jahreshöchstlasten reduziert werden. Grund dafür ist die Annahme, dass der Stromverbrauch aufgrund neuer Technologien und der Elektrifizierung des Verkehrssektors trotz Effizienzgewinnen zukünftig gleich bleiben bzw. ansteigen wird (FRAUNHOFER IWES 2015). Die Lastmanagementbemühungen zielen folglich primär auf Maßnahmen zur Reduktion der kumulativen Lastspitze durch teilweise Verschiebung der Last (Loadshifting) ab, um Leistungsspitzen zu vermeiden. Untersucht werden die Netzebenen 5 bis 7 als Ganzes sowie einzelne Beispielskunden, die auffällige Charakteristika aufweisen bzw. als Modellkunden für Vergleichsrechnungen dienen können. Dazu wird das jeweilige Einsparpotenzial eines Kunden mit der Kapitalwertmethode wirtschaftlich bewertet. Der Kapitalwert wird folgendermaßen definiert:

$$C_0 = -A_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(E_t - A_t)}{(1+i)^t} \quad (4.3)$$

Dabei ist

- C_0 der Kapitalwert zum Kalkulationszeitpunkt [€],
- A_0 die Anfangsinvestition zum Kalkulationszeitpunkt [€],
- E alle Einzahlungen im Rahmen der Investition [€],
- A alle Auszahlungen im Rahmen der Investition [€],
- i der Kalkulationszinssatz [%],
- t das jeweilige Jahr der Betrachtung.

Der Betrachtungshorizont beträgt 10 Jahre in die Zukunft, mit der Prämisse, dass es währenddessen keine regulatorischen Änderungen gibt. Der Kalkulationszinssatz wird aufgrund der aktuellen Niedrigzinsphase mit 2,5 % p. a. angesetzt, da davon ausgegangen wird, dass die Investitionen von privaten Haushalten getätigt werden. In der anschließenden Sensitivitätsanalyse werden weitere Zinssätze angesetzt, um den Einfluss des Zinsniveaus auf die Ergebnisse auszuwerten und damit die Ergebnisse für die Investition von Unternehmen darzustellen. Für dieses Kapitel wird der Zinssatz von 2,5 % p. a. als fix angenommen. Die Anfangsinvestition in ein Lastmanagementsystem ist nicht bekannt. Stattdessen soll als Ergebnis hervorgehen, wie hoch die maximale Investitionssumme sein darf, damit der Kapitalwert größer gleich Null und die Investition vorteilhaft ist.

Wie in Kapitel 3.6.3 beschrieben, findet die Analyse der Einsparpotenziale im Kontext des regulierten Strommarktes Deutschlands statt. Die Anreizregulierungsverordnung gibt vor, wie hoch die Erlöse der Netzbetreiber aus den Stromnetzentgelten sein dürfen, damit ihre Kosten gedeckt sind und eine angemessene Rendite erzielt wird. Die Berechnung der maximal genehmigten Erlöse ist in Anlage 1 ARegV durch die Formel der Erlösobergrenze definiert (Formel (3.1)).

Eine Reduzierung der bezogenen Jahreshöchstlast auf Kundenseite wirkt sich für den Netzbetreiber zunächst negativ auf die Erlöse aus den Netzentgelten aus. Laut der Formel zur Berechnung der Erlösobergrenze wird diese Differenz jedoch über den Saldo des Regulierungskontos (S_t) kompensiert. Weicht der Saldo um mehr als 5 % von der in der Erlösobergrenze festgesetzten Höhe ab, ist der Netzbetreiber nach § 5 Abs. 3 ARegV zur Anpassung seiner Netzentgelte nach oben bzw. unten berechtigt, bzw. verpflichtet. Die Auswirkungen, die aus den Einsparungen einzelner Kunden(-gruppen) für die Gesamtheit

der Netznutzer des Versorgungsgebietes resultieren, werden ebenfalls bei der statistischen Modellierung eruiert.

Aus den Ergebnissen lassen sich Strategien einerseits für die Endkunden und andererseits für den Netzbetreiber ableiten und die Fragen klären, welche Nutzergruppen Anreize haben, Lastmanagement zu betreiben, und welche maximalen Investitionsbeträge für den Aufbau eines entsprechenden Systems investiert werden können.

4.2 Datengrundlage für die Modellberechnung

Als Ausgangsbasis für die Bewertung des netzseitigen Einsparpotenzials durch Lastmanagement auf Verteilnetzebene werden die von der Bundesnetzagentur für die 2. Regulierungsperiode (Jahre 2014 bis 2018) genehmigten Netzkosten eines typischen städtischen Verteilnetzbetreibers angesetzt.

Die in der Erlösobergrenze festgelegten Kosten werden als Netzentgelte auf die vom Praxispartner versorgten Kunden umgelegt. Die gesetzlich festgelegte Verfahrensweise zur Umsetzung der Netzkosten in Netzentgelte wird in Kapitel 5 erläutert. Datengrundlage zur Untersuchung des Einsparpotenzials sind die Netzlastgänge der Netzebenen 5 bis 7 sowie einzelner Kunden(-gruppen) und die entsprechenden Netzentgelte des Netzbetreibers.

Tabelle 4.1 stellt die Netztarife für das Jahr 2016 dar. Unterschieden wird grundsätzlich zwischen der Entnahme mit und ohne Leistungsmessung, zwischen den verschiedenen Netzebenen und der Jahresbenutzungsdauer. Für Kunden der Netzebene 7 mit Elektro-Speicherheizungen wird ein Sondertarif mit lediglich 2,16 Ct/kWh als Arbeitspreis abgerechnet. In der Analyse werden die Endkunden mit einem individuellen Netzentgelt aufgrund § 19 StromNEV nicht mitbetrachtet, weil diese das Ergebnis verfälschen würden. Sowohl deren Leistungsbezug als auch ihre Netzkosten werden in den Berechnungen abgezogen.

Tabelle 4.1: *Netztarife eines typischen städtischen Verteilnetzbetreibers für das Jahr 2016*
[Eigene Darstellung]

Leistungspreissystem für Entnahme mit Leistungsmessung				
Spannungsebenen	Jahresbenutzungsdauer			
	< 2500 h/a		≥ 2500 h/a	
	Leistungspreis (LP 1)	Arbeitspreis (AP 1)	Leistungspreis (LP 2)	Arbeitspreis (AP 2)
	€/ kW	Ct / kWh	€/ kW	Ct / kWh
NE 5: Mittelspannung (MS)	3,30	3,61	77,82	0,62
NE 6: Umspannung MS/NS	5,15	3,69	83,59	0,55
NE 7: Niederspannung (NS)	5,88	3,68	79,79	0,73
Leistungspreissystem für Entnahme ohne Leistungsmessung				
Spannungsebene	Grundpreis		Arbeitspreis	
	€/ a		Ct / kWh	
NE 7: Niederspannung (NS)	20,00		4,11	

Die reale Netzlast ist die Gesamtnetzlast einer Netzebene abzüglich der Netzverluste, der Differenz aus der Übergabe an die nachgelagerte Netzebene und der Rückspeisung aus der nachgelagerten Netzebene. Netzkunden der Niederspannung sind wie in Kapitel 3.5.3 beschrieben hauptsächlich Haushalts- und kleinere Gewerbekunden. In der Abbildung 4-1 ist der im Sommer geringere Strombedarf der Niederspannungskunden zu erkennen. Die Leistungsspitze liegt bei rund 15.000 kW am Montag, den

14.04.2014 um 12:45 Uhr. Dargestellt sind außerdem beispielhafte Reduktionen der kumulierten Jahreshöchstlast von 5 %, 10 % und 20 %. Je nach Verhältnis zwischen Arbeitspreis und Leistungspreis an den Netzentgelten ergeben sich unterschiedliche Auswirkungen auf die Gesamteinnahmen durch eine Lastreduktion. Wie in Abbildung 3-15 zu sehen, müssen die einzelnen Netzebenen individuell betrachtet werden. Ebenso muss bei leistungsgemessenen Kunden zwischen einer Jahresbenutzungsdauer von kleiner 2.500 Stunden und einer Jahresbenutzungsdauer von größer gleich 2.500 Stunden differenziert werden. Wie in Tabelle 4.1 ersichtlich, unterscheiden sich die dafür angesetzten Tarife. Abbildung 4-1 stellt beispielhaft die reale Netzlast der Spannungsebene 7 über das Jahr 2014 des Praxispartners dar.

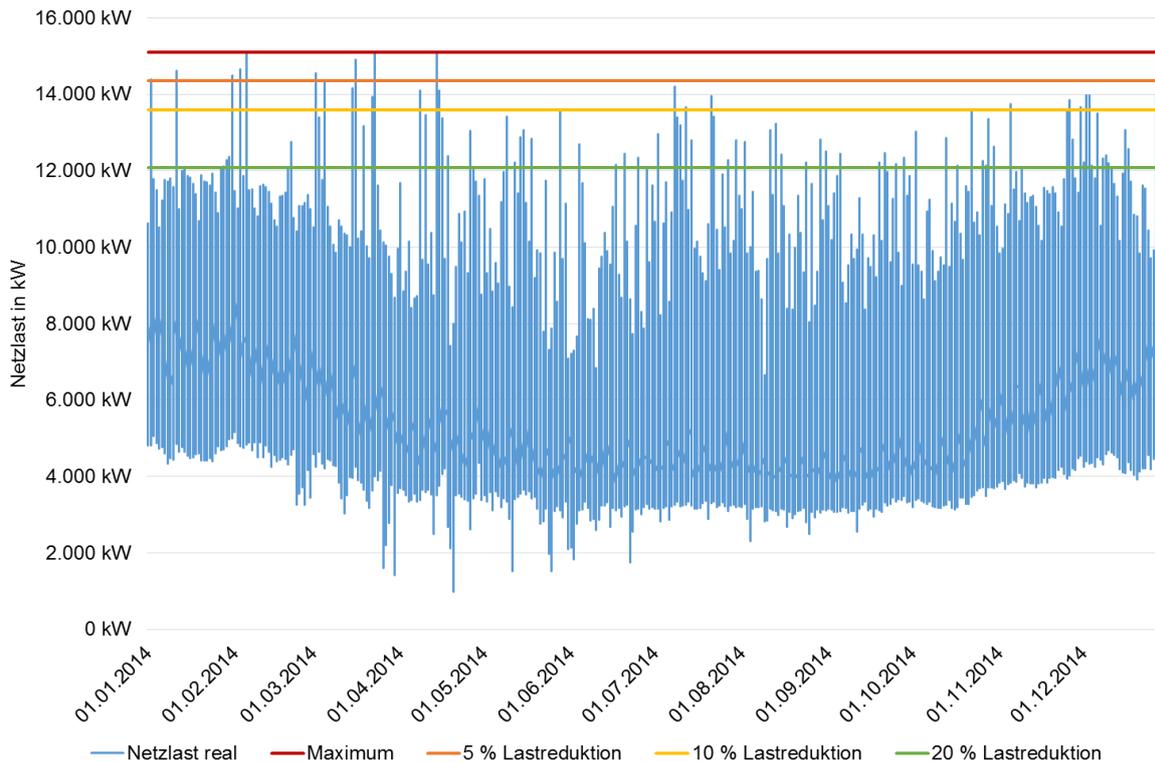


Abbildung 4-1: Realer Netzlastgang der Netzebene 7 des Praxispartners für das Jahr 2014 [Eigene Darstellung]

4.3 Ergebnisse: Einsparpotenzial & maximale Anfangsinvestition

Unterstellt man für jede Netzebene die in der Abbildung 4-1 angenommenen, anteiligen Leistungseinsparungen, ergeben sich folgende Erlösreduzierungen für den Netzbetreiber bzw. Einsparpotenziale für die Kunden der Netzebenen.

4.3.1 Netzebene 5

Die kumulierte Jahreshöchstlast der Kunden mit einer Jahresbenutzungsdauer von weniger als 2.500 Stunden beträgt 4.000 kW, die der Kunden mit einer höheren Jahresnutzungsdauer 19.000 kW. Die Reduktion der Jahreshöchstlast durch Loadshifting entspricht einer eingesparten Spitzenlast von 200 kW bzw. 950 kW bei einer Senkung um 5 %. Multipliziert mit dem dafür zu zahlenden Leistungspreis ergibt die jeweilige monetäre Einsparung.

Beispielberechnung:

Leistungseinsparung prozentual * Jahreshöchstlast_{NE 5, <2.500 h} = Leistungseinsparung_{NE 5, <2.500 h} absolut
 5 % * 4.000 kW = 200 kW
 200 kW (A) * 3,30 €/kW (B) = 660 € (C)

Analog zur Beispielberechnung werden die Einsparpotenziale aller untersuchten Netzebenen und Kundengruppen ermittelt. Folgende Tabelle zeigt die Übersicht der entsprechenden absoluten Leistungsreduktionen und der jeweils dazugehörigen monetären Einsparung in der Mittelspannungsebene.

Tabelle 4.2: *Einsparpotenzial der Netzebene 5*
 [Eigene Darstellung]

Einsparpotenzial Netzebene 5						
Leistungsreduktion prozentual	Jahresbenutzungsdauer					
	< 2500 h/a			≥ 2500 h/a		
	Leistungsreduktion (A)	LP 1 (B)	Einsparung (A * B = C)	Leistungsreduktion (A)	LP 2 (B)	Einsparung (A * B = C)
0%	0 kW	3,30 €/kW	0 €	0 kW	77,82 €/kW	0 €
5%	200 kW	3,30 €/kW	660 €	950 kW	77,82 €/kW	73.929 €
10%	400 kW	3,30 €/kW	1.320 €	1.900 kW	77,82 €/kW	147.858 €
20%	800 kW	3,30 €/kW	2.640 €	3.800 kW	77,82 €/kW	295.716 €

Deutlich zu sehen ist der signifikante Unterschied zwischen den Einsparpotenzialen aufgrund der unterschiedlichen Jahresbenutzungsdauern. 83 % der Jahreshöchstlast in der Netzebene 5 werden von Kunden mit einer Jahresbenutzungsdauer von mehr als 2.500 Stunden bezogen. In dieser Kundengruppe ist das Einsparpotenzial mit 77,82 €/kW 23,6 Mal höher als in der Kundengruppe mit einer Jahresbenutzungsdauer unter 2.500 Stunden. Der Leistungspreis beträgt hier lediglich 3,30 €. Werden 20 % der Jahreshöchstlast der Mittelspannungsebene eingespart, können die einsparenden Kunden ihre Netzkosten um 295.716 € im Jahr der Leistungsersparnis reduzieren. Entsprechend weniger Erlöse erhält der städtische Netzbetreiber aus den Netzentgelten zur Deckung seiner Kosten und Erzielung einer Rendite. Insgesamt reduzieren sich die Netzerlöse der Spannungsebene um 13 % ceteris paribus.

Für einen typischen Kunden der Netzebene 5 mit einer durchschnittlichen Jahreshöchstlast von 1.210 kW und einer Jahresbenutzungsdauer ab 2.500 Stunden besteht folglich ein Anreiz ein Lastmanagementsystem zu installieren, um Netzkosten einzusparen. Gelingt es ihm beispielsweise durch Loadshifting, seine Jahreshöchstlast um 10 % zu reduzieren, spart sich der Kunde 9.416 € an Netzkosten ein. Zur Bewertung der maximalen Anfangsinvestition in ein Lastmanagementsystem wird die in Kapitel 4.1 beschriebene Kapitalwertformel (4.3) angewendet.

Beispielberechnung:

$$C_0 = -A_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(E_t - A_t)}{(1+i)^t}$$

Zur Berechnung der maximalen Anfangsinvestition wird der Kapitalwert gleich Null gesetzt und nach A_0 aufgelöst.

$$A_0 = \sum_{t=1}^n \frac{(E_t - A_t)}{(1+i)^t}$$

Der Betrachtungshorizont beträgt 10 Jahre, der Kalkulationszinssatz 2,5 % p. a. Zur Berechnung des Kapitalwerts wird davon ausgegangen, dass die jährliche Lastreduzierung über die 10 Jahre gleich bleibt und es nicht zu regulatorischen Änderungen kommt.

$$A_0 = 9.416 \text{ €} * (1,025)^{-1} + 9.416 \text{ €} * (1,025)^{-2} + 9.416 \text{ €} * (1,025)^{-3} + 9.416 \text{ €} * (1,025)^{-4} + 9.416 \text{ €} * (1,025)^{-5} + 9.416 \text{ €} * (1,025)^{-6} + 9.416 \text{ €} * (1,025)^{-7} + 9.416 \text{ €} * (1,025)^{-8} + 9.416 \text{ €} * (1,025)^{-9} + 9.416 \text{ €} * (1,025)^{-10} = 82.409 \text{ €}$$

Insgesamt darf die Investition (A_0) in den Aufbau des Lastmanagementsystems des Beispielkunden also maximal 82.409 € betragen. Die Berechnung der maximalen Anfangsinvestition der weiteren Kundengruppen und Netzebenen erfolgt analog.

Ist die Jahresbenutzungsdauer desselben Kunden geringer als 2.500 Stunden, spart er lediglich 399 € pro Jahr bei einer Leistungsreduktion von ebenfalls 10 %. Setzt man den Kapitalwert (C_0) wiederum gleich Null, beträgt die maximale Investition 3.492 € unter denselben Rahmenbedingungen. Der Kunde mit der minimalen Jahreshöchstlast in der Netzebene 5 (71 kW) hat unter denselben Rahmenbedingungen je nach Jahresbenutzungsdauer ein jährliches monetäres Einsparpotenzial von 23 bzw. 553 €. Der Kunde mit der maximalen Jahreshöchstlast (4.788 kW) ein jährliches monetäres Einsparpotenzial von 1.580 bzw. 37.260 €.

4.3.2 Netzebene 6

Die abgerechnete Jahreshöchstlast in der Umspannebene zwischen Mittel- und Niederspannung betrug im Jahr 2014 insgesamt 7.500 kW, wobei 60 % auf die Kunden mit einer Jahresnutzungsdauer ab 2.500 Stunden entfielen. Die absoluten Leistungsreduktionen und deren monetäre Auswirkungen sind in Tabelle 4.3 dargestellt.

Wie in Netzebene 5 ist der Leistungspreis bei einer Jahresnutzungsdauer ab 2.500 Stunden signifikant höher als bei einer geringeren Jahresnutzungsdauer. Aufgrund der niedrigen Kundenanzahl und der damit verbundenen minimalen Gesamtbezugslast ist das Einsparpotenzial in der Umspannebene deutlich geringer als in der Mittelspannungsebene.

Tabelle 4.3: *Einsparpotenzial der Netzebene 6*
[Eigene Darstellung]

Einsparpotenzial Netzebene 6						
Leistungsreduktion prozentual	Jahresbenutzungsdauer					
	< 2500 h/a			≥ 2500 h/a		
	Leistungsreduktion (A)	LP 1 (B)	Einsparung (A * B = C)	Leistungsreduktion (A)	LP 2 (B)	Einsparung (A * B = C)
0%	0 kW	5,15 €/kW	0 €	0 kW	83,59 €/kW	0 €
5%	150 kW	5,15 €/kW	773 €	225 kW	83,59 €/kW	18.808 €
10%	300 kW	5,15 €/kW	1.545 €	450 kW	83,59 €/kW	37.616 €
20%	600 kW	5,15 €/kW	3.090 €	900 kW	83,59 €/kW	75.231 €

Der Durchschnittskunde der Netzebene 6 des städtischen Verteilnetzbetreibers bezieht eine Jahreshöchstlast von 285 kW. Ist seine Jahresbenutzungsdauer größer oder gleich 2.500 Stunden, kann er bei einer Leistungsreduktion um 10 % im Jahr 2.382 € an Netzkosten einsparen. Die maximale Anfangsinvestition in ein Lastmanagementsystem darf 20.850 € betragen, um eine Amortisation in 10 Jahren si-

cherzustellen. Im Vergleich dazu darf die maximale Anfangsinvestition eines Kunden mit einer geringeren Jahresbenutzungsdauer 1.285 € nicht übersteigen, da dessen Einsparpotenzial bei einer Leistungsreduktion um 10 % lediglich bei 147 € pro Jahr liegt.

Der Kunde mit der minimalen Jahreshöchstlast in der Netzebene 6 (7 kW) hat unter denselben Rahmenbedingungen je nach Jahresbenutzungsdauer ein jährliches monetäres Einsparpotenzial von 4 bzw. 59 €. Der Kunde mit der maximalen Jahreshöchstlast (4.839 kW) ein jährliches monetäres Einsparpotenzial von 2.492 bzw. 40.449 €.

4.3.3 Netzebene 7

In den Netzebenen der Mittel- und der Umspannung muss der Stromverbrauch der Endkunden leistungsgemessen werden. Das ist in der Netzebene 7 nicht der Fall. Die Stromlieferung an Letztverbraucher wird erst ab einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh Strom, wie in § 12 StromNZV geregelt, über die registrierende Lastgangmessung (RLM) abgerechnet. Deshalb werden für die nicht leistungsgemessene Kundengruppe der Netzebene 7 sog. Standardlastprofile (SLP) zur Abschätzung des Lastverlaufs verwendet. Die Gruppe der SLP-Kunden erbringt beim Beispiel-Netzbetreiber 88 % der Netzerlöse aus der Niederspannungsebene. Lediglich 12 % der Netzerlöse aus der Netzebene 7 entfallen auf die RLM-Kunden.

Da die bezogene Jahreshöchstlast bei SLP-Kunden nicht gemessen wird, kann kein Leistungspreis angesetzt werden. Stattdessen werden die Netzentgelte, wie in Kapitel 3.7.2 aufgeführt, in Form eines Arbeitspreises und eines Grundpreises abgerechnet. Das heißt, dass für die meisten Kunden der Netzebene 7 eine Lastreduktion aktuell keine Auswirkung hat, da diese Kundengruppe mit einem Mischpreis pro Kilowattstunde abgerechnet wird, der sich lediglich auf die bezogene Arbeit, nicht aber auf die bezogene Leistung bezieht. Lastmanagement auf Niederspannungsebene wird voraussichtlich erst mit der flächendeckenden Einführung von Smart Metern und einer veränderten Preisstruktur interessant.

Für die leistungsgemessenen Kunden der Niederspannung gelten die Einsparpotenziale, die in Tabelle 4.4 dargestellt sind.

Tabelle 4.4: *Einsparpotenzial der RLM-Kunden in der Netzebene 7*
[Eigene Darstellung]

Einsparpotenzial Netzebene 7 - RLM-Kunden						
Leistungsreduktion prozentual	Jahresbenutzungsdauer					
	< 2500 h/a			≥ 2500 h/a		
	Leistungsreduktion (A)	LP 1 (B)	Einsparung (A * B = C)	Leistungsreduktion (A)	LP 2 (B)	Einsparung (A * B = C)
0%	0 kW	5,88 €/kW	0 €	0 kW	79,79 €/kW	0 €
5%	75 kW	5,88 €/kW	441 €	100 kW	79,79 €/kW	7.979 €
10%	150 kW	5,88 €/kW	882 €	200 kW	79,79 €/kW	15.958 €
20%	300 kW	5,88 €/kW	1.764 €	400 kW	79,79 €/kW	31.916 €

Beispielsweise bezieht ein RLM-Kunde der Netzebene 7 eine Jahreshöchstlast von 110 kW. Bei einer Jahresbenutzungsdauer von größer gleich 2.500 Stunden spart er bei einer Lastreduktion um 10 % 878 € im Jahr ein. Die maximale Anfangsinvestition in ein Lastmanagementsystem beträgt 7.682 € bei einer Amortisationszeit von 10 Jahren. Liegt die Jahresbenutzungsdauer desselben Kunden unter 2.500 Stunden, beträgt das jährliche Einsparpotenzial 65 €, der entsprechende maximale Investitionsbetrag 566 €.

Der Kunde mit der minimalen Jahreshöchstlast in der Netzebene 7 (31 kW) hat unter denselben Rahmenbedingungen je nach Jahresbenutzungsdauer ein jährliches monetäres Einsparpotenzial von 18 bzw. 247 €. Der Kunde mit der maximalen Jahreshöchstlast (347 kW) ein jährliches monetäres Einsparpotenzial von 204 bzw. 2.769 €.

4.4 Auswirkungen der Einsparung auf das Tarifsysteem

Wie in Kapitel 3.6.3 erläutert, garantiert § 5 ARegV dem Netzbetreiber die Deckung der genehmigten Netzkosten im Rahmen der Erlösbergrenze. Sinken die Erlöse aus den Netzentgelten beispielsweise aufgrund der in den vorangegangenen Kapiteln angenommenen Lastverschiebungen insgesamt um mehr als 5 %, ist der Netzbetreiber berechtigt, seine Netzentgelte nach oben zu korrigieren. Bei gleichbleibenden Gesamtkosten für den Netzbetreiber wird sich das Tarifsysteem aufgrund dessen ändern. Die in Kapitel 4.3 berechneten Einsparpotenziale der Beispielpkunden gelten folglich nur unter der Prämisse, dass die gesamte Lastreduktion des Jahres zu einer Senkung der Netzerlöse um weniger als 5 % führt. Der Fehlbetrag muss ansonsten auf die Tarifkomponenten verteilt werden, die infolgedessen ansteigen. Für die Gesamtheit der Endverbraucher steigen die Netzentgelte; das Kostenreduktionspotenzial der Einsparer sinkt entsprechend der Verteilung des Fehlbetrags auf den Arbeits- oder Leistungspreis. Abbildung 4-2 veranschaulicht die Vorgehensweise bei der Verteilung des Fehlbetrags auf die Tarifkomponenten Arbeitspreis (AP), Leistungspreis (LP) und Grundpreis (GP). Bei der Netzebene 7 wird aufgrund der bestehenden Tarifstruktur des Praxispartners zusätzlich zwischen Tarifkunden (TK) und Kunden mit Elektro-Speicherheizungen (ESH) unterschieden.

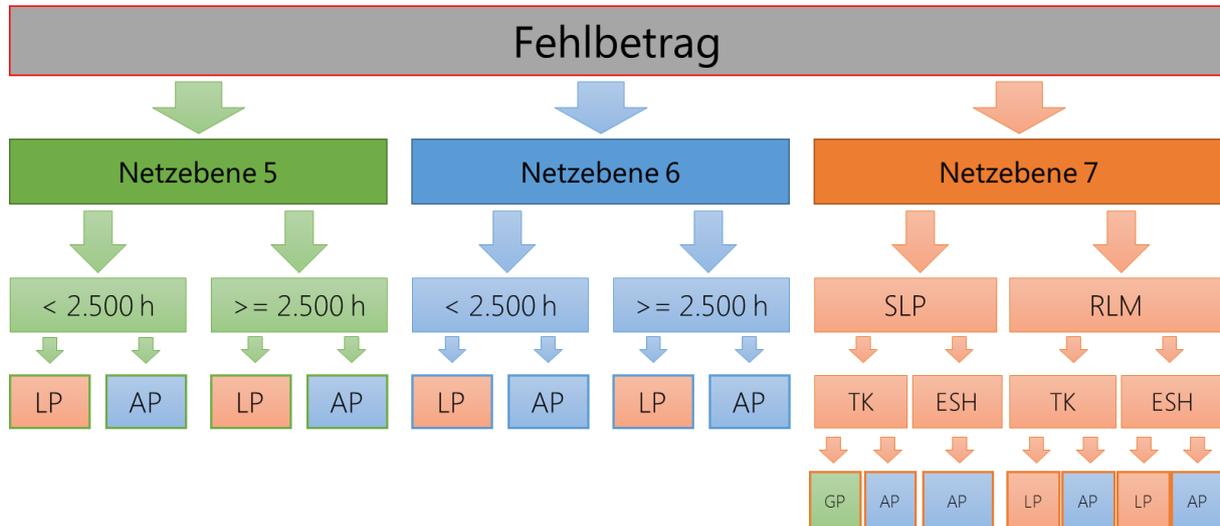


Abbildung 4-2: Verteilung des Fehlbetrags auf die Tarifkomponenten [Eigene Darstellung]

Die Reduktion der Erlöse aus den Netzkosten um insgesamt 5 % entspricht einem Betrag von ca. 283.000 €. Wie aus Tabelle 4.2, Tabelle 4.3 und Tabelle 4.4 hervorgeht, ist diese Grenze in den verschiedenen Netzebenen und Kundengruppen unterschiedlich leicht erreichbar. Zur Beurteilung der Auswirkungen des Lastmanagements auf die Tarifkomponenten wird deshalb der im Jahr 2014 durchschnittlich erlöste Leistungspreis von 60,12 € angesetzt, um die Reduktion der Last zu berechnen, die eine prozentuale Senkung der Netzerlöse jeweils verursacht.

Im Weiteren wird die Einsparung der Gesamtnetzerlöse um 1 % bis 20 % modelliert, um die Auswirkungen auf die Tarifkomponenten und damit auf das Einsparpotenzial der Kunden darzustellen. Der entstehende Fehlbetrag wird prozentual nach der derzeitigen Erlösverteilung auf die unterschiedlichen Tarifkomponenten aufgeteilt, um die Erhöhung der Netztarife bewerten zu können. Zur Verdeutlichung der Auswirkungen der Tarifveränderungen sei folgendes Beispiel gewählt: Ein Kunde der Netzebene 5 mit einer Jahreshöchstlast von 950 kW reduziert seinen Leistungsbedarf um 5 %, 10 % bzw. 20 %. Zusätzlich senken weitere Kunden ihren Leistungsbezug, der in Form der Gesamtnetzerlöse dargestellt wird. Der ausgewählte Beispielskunde entspricht dem Median der RLM-Kunden der Netzebene 5. Die Aussage bleibt jedoch dieselbe, egal welcher Kunde ausgewählt wird. Lediglich die Ausprägung der Auswirkung unterscheidet sich. Abbildung 4-3 macht deutlich, dass das jährliche Einsparpotenzial des einzelnen Kunden durch Lastmanagement mit der Reduktion der gesamten Bezugsleistung sinkt. Reduzieren mehrere bzw. alle Endkunden ihren Leistungsbezug, geht die Einsparung für den Einzelnen gegen Null bzw. kann sogar negativ werden. Außerdem steigen die Netztarife für die Endkunden ohne Leistungseinsparung bei gleichbleibenden Kosten des Netzes an. Abbildung 4-3 stellt den Zusammenhang der modellierten Veränderungen dar. Das Ziel des Einzelnen ist folglich, sich besserzustellen als die Gesamtheit aller Endkunden.

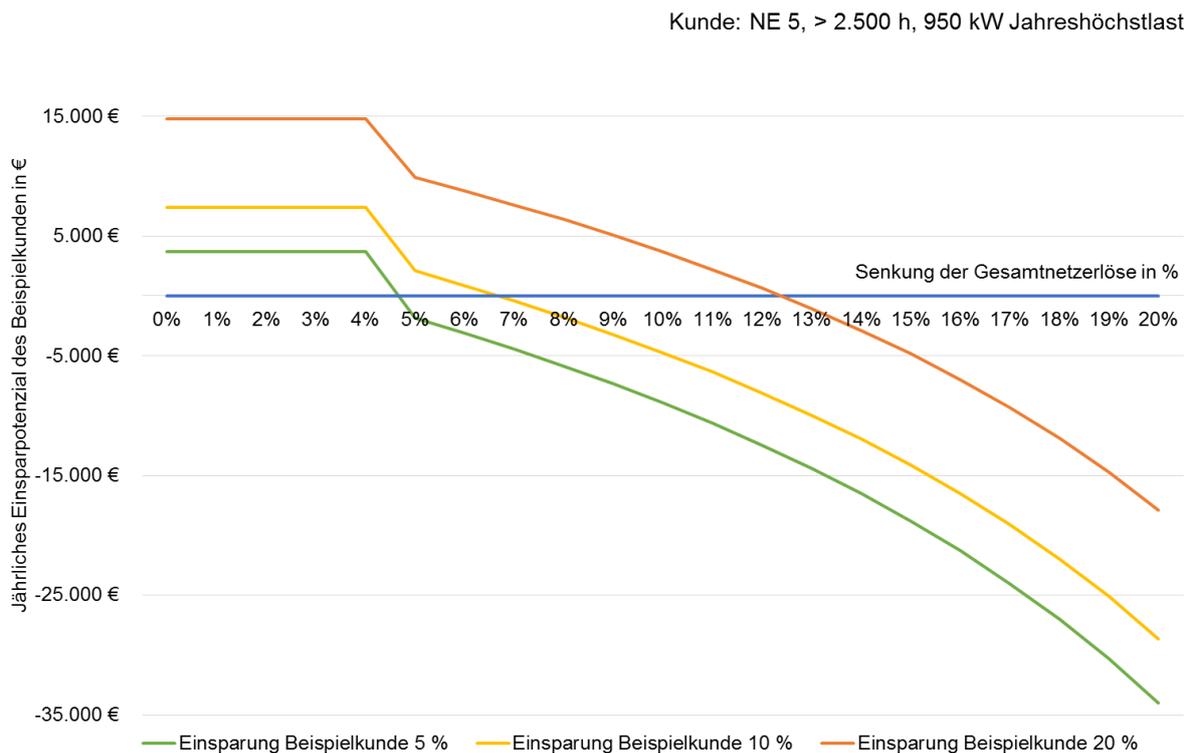


Abbildung 4-3: Veränderung des Einsparpotenzials des Beispielskunden bei Senkung der Netzerlöse [Eigene Darstellung]

Derselbe Zusammenhang gilt für die Verteilnetzbetreiber im Gesamtsystem. Reduziert ein Verteilnetzbetreiber innerhalb seines Versorgungsgebietes den Leistungsbezug aus der vorgelagerten Netzebene (NE 4), ist das lediglich bis zu einer bestimmten Grenze vorteilhaft. Reduzieren auch die anderen Verteilnetzbetreiber ihren Leistungsbezug aus der Netzebene 4, sinken für alle die Einsparpotenziale, weil sich auch hier das Tarifsystem ändert und dadurch die vorhandenen Netzkosten kompensiert werden müssen.

4.5 Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter

Im weiteren Fortgang werden ausgewählte Parameter auf ihre Sensitivität gegenüber verschiedenen Veränderungen untersucht. Zunächst wird der Zinssatz, der im Rahmen der Kapitalwertmethode zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit eingesetzt wird, als Einflussfaktor analysiert. Die Berechnung der maximalen Anfangsinvestitionen bezieht sich mit einem angenommenen Zinssatz von 2,5 % auf Haushaltskunden als potenzielle Investoren in Lastmanagementsysteme. Nimmt man Geschäftskunden als mögliche Investoren an, gilt es, deutlich höhere Renditeerwartungen zu betrachten. Auch ein Ende der aktuell anhaltenden Niedrigzinsphase würde zu erhöhten Zinssätzen und damit zu einer Veränderung der potenziellen Anfangsinvestitionen führen.

Um den Einfluss des Zinssatzes auf die maximalen Anfangsinvestitionen auszuwerten, werden die Berechnungen der im Kapitel 4.3 untersuchten Beispielpkunden der drei verschiedenen Netzebenen nochmals mit Zinssätzen von bis zu 15 % durchgeführt. Die einzelnen Ergebnisse für die in Kapitel 3.5 definierten Beispielpkunden sowie die jeweiligen Minima und Maxima sind in Anhang 1 dargestellt. Der Beispielpkunde der Netzebene 5 bezieht eine Jahreshöchstlast von 1.210 kW. Die Jahreshöchstlast des Beispielpkunden der Netzebene 6 beläuft sich auf 285 kW und die des Beispielpkunden aus der Netzebene 7 auf 110 kW. Bei der Sensitivitätsanalyse wird von einer Lastreduktion um 10 % ausgegangen, der Kalkulationszeitraum umfasst weiterhin 10 Jahre.

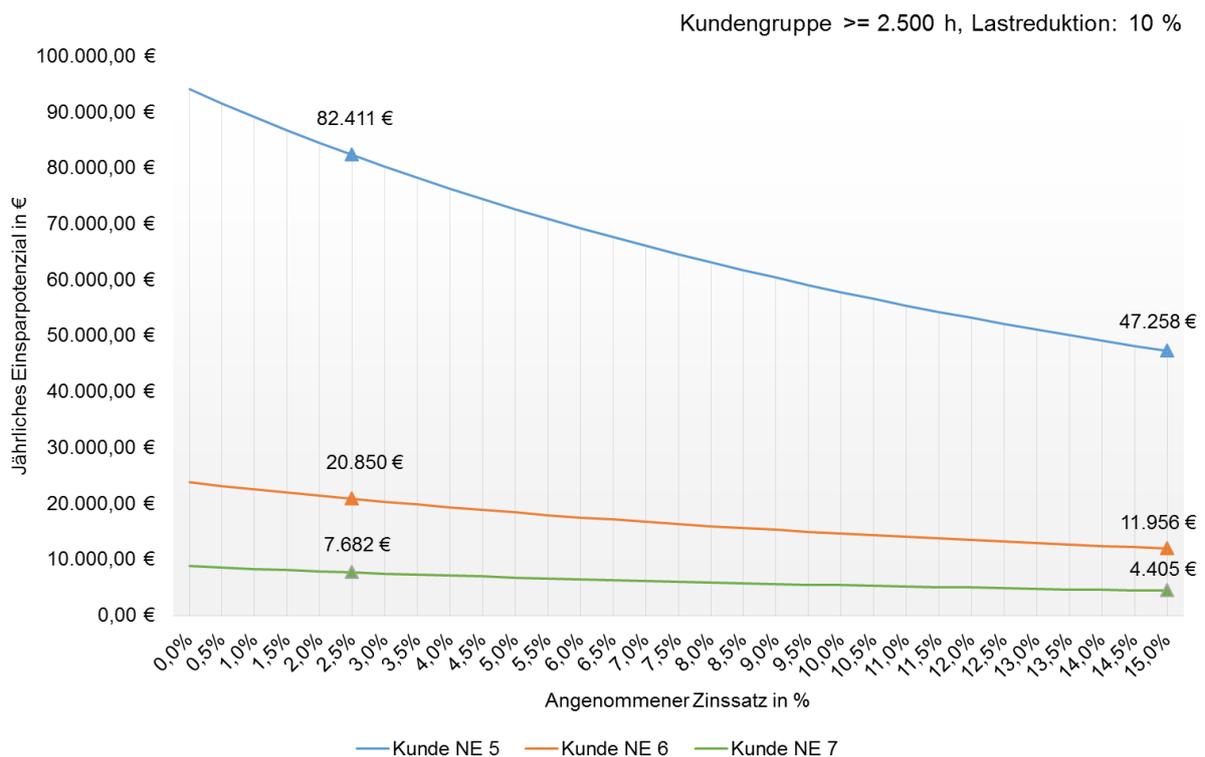


Abbildung 4-4: Sensitivitätsanalyse: Einfluss des Zinssatzes auf die max. Anfangsinvestition ausgewählter Beispielpkunden mit mindestens 2.500 jährlichen Benutzungsstunden [Eigene Darstellung]

Im ersten Fall handelt es sich um Kunden mit einer jährlichen Benutzungsdauer von mindestens 2.500 Stunden, weswegen jeweils die Leistungspreise 2 der Netzebenen aus dem aktuellen Tarifmodell ange-

setzt werden (NE 5: 77,82 €/kW, NE 6: 83,59 €/kW, NE 7: 79,79 €/kW). Abbildung 4-4 zeigt die Entwicklung der maximalen Anfangsinvestitionen für die drei verschiedenen Beispielkunden durch die Veränderungen des angenommenen Zinssatzes.

Aufgrund des höchsten Einsparpotenzials im Vergleich zu den nachgelagerten Netzebenen wirkt sich die Erhöhung des Kalkulationszinssatzes in der Netzebene 5 auf den Absolutbetrag am stärksten aus. Während bei einem Kalkulationszinssatz von 2,5 % ein Betrag von 82.411 € in ein Lastmanagementsystem investiert werden kann, sinken die maximalen Anfangsinvestitionen bei einer Renditeerwartung von 15 % auf 47.258 €, was einer Reduzierung von 43 % entspricht. Sinkt der Zinssatz hingegen auf unter 2,5 %, so steigt die mögliche Anfangsinvestition an. Mit derselben prozentualen Reduktion wirkt sich die Veränderung des Zinssatzes auf die Kunden der Netzebenen 6 und 7 aus. Während der Beispielkunde der NE 6 bei einem Zinssatz von 2,5 % 20.850 € investieren kann, stehen ihm bei einer Zinssteigerung auf 15 % noch 11.958 € zur Verfügung. Die maximal möglichen Investitionen des Beispielkunden der Netzebene 7 sinken bei denselben Entwicklungen von 7.682 € auf 4.405 €.

Im zweiten Fall werden dieselben Beispielkunden unter den gegebenen Rahmenbedingungen untersucht, jedoch wird davon ausgegangen, dass die jährliche Benutzungsdauer 2.500 Stunden pro Jahr unterschreitet. Aufgrund dessen gilt jeweils der Leistungspreis 1 der unterschiedlichen Netzebenen im Rahmen des aktuellen Tarifmodells (NE 5: 3,30 €/kW, NE 6: 5,15 €/kW, NE 7: 5,88 €/kW).

Abbildung 4-5 veranschaulicht wiederum die Veränderung der maximalen Anfangsinvestitionen durch die Steigerung des Kalkulationszinssatzes auf bis zu 15 %.

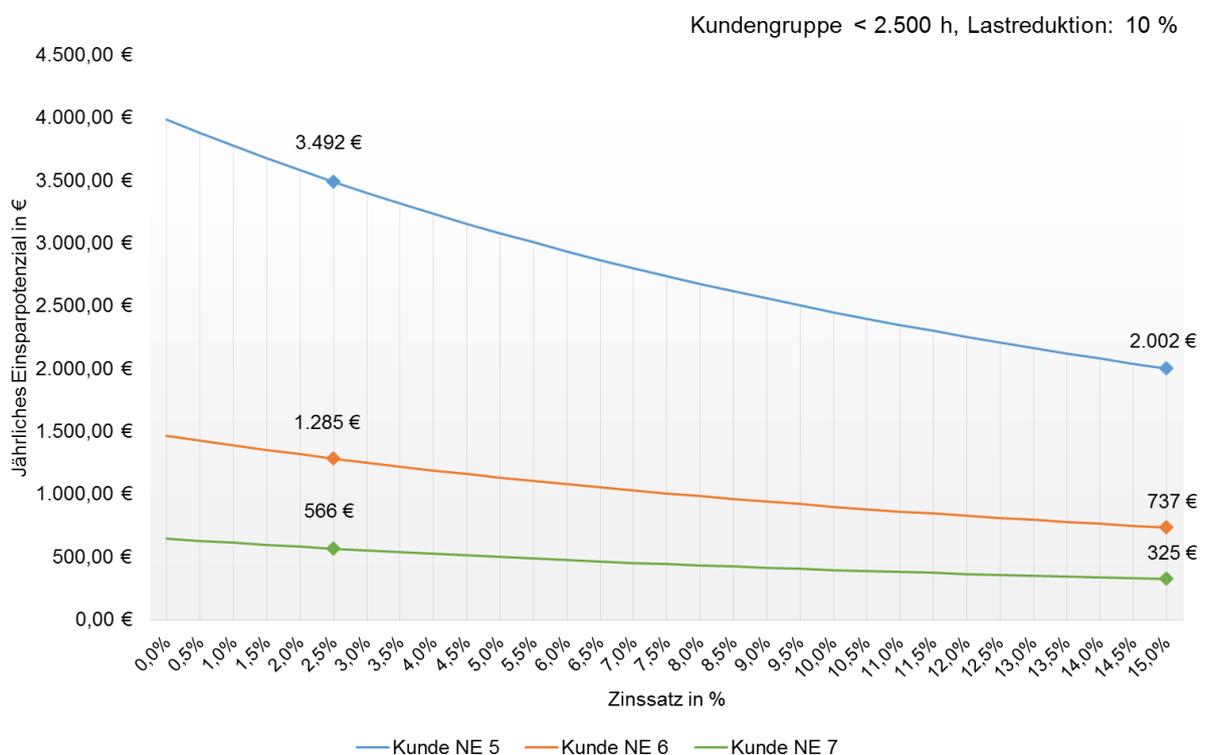


Abbildung 4-5: Sensitivitätsanalyse: Einfluss des Zinssatzes auf die max. Anfangsinvestition ausgewählter Beispielkunden mit weniger als 2.500 jährlichen Benutzungsstunden [Eigene Darstellung]

Wie bereits in den vorangehenden Kapiteln beschrieben, liegt die maximal mögliche Anfangsinvestition jeweils deutlich unter dem Niveau der Kundengruppe mit einer höheren jährlichen Benutzungsdauer

(mindestens 2.500 h/a). Bei einem Kalkulationszinssatz von 2,5 % kann der Beispielkunde der Netzebene 5 in dieser Kundengruppe maximal 3.492 € in ein Lastmanagementsystem investieren. Bei einer Steigerung des Zinssatzes auf 15 % ergibt sich eine Senkung des Investitionsbetrags um 43 % auf 2.002 €. Die mögliche Anfangsinvestition des Beispielkunden NE 6 sinkt von 1.285 € auf 737 €, die des Beispielkunden NE 7 von 566 € auf 325 €.

Insgesamt lässt sich sagen, dass der Einfluss des Zinssatzes auf die maximal möglichen Anfangsinvestitionen in allen Netzebenen signifikant ist. Die deutliche Reduktion der möglichen Anfangsinvestition kann dazu führen, dass Lastmanagementmaßnahmen aufgrund zu hoher Kosten nicht getätigt werden können. Gerade in der Phase, in der Lastmanagementsysteme und die entsprechenden Komponenten noch keine hohe Marktdurchdringung erreicht haben, sind die dafür anzusetzenden Kosten erfahrungsgemäß relativ hoch. Vergleicht man beispielsweise Preise für Haushaltsstromspeicher, die aktuell zwischen 361 €/kWh und 1.705 €/kWh liegen (NYKVIST & NILSSON 2015, SETZERMANN 2017, SCHMIDT et al. 2017) und zum Lastmanagement eingesetzt werden können, mit den zur Verfügung stehenden maximalen Anfangsinvestitionen, zeigt sich, dass die derzeitigen Marktpreise für eine Kilowattstunde Speicherkapazität teilweise über den Einsparpotenzialen der Kunden liegen. Die Berechnung der Einsparpotenziale bezieht sich allerdings ausschließlich auf die Netzkosten. Durch Bedarfsverschiebungen lassen sich möglicherweise auch günstigere Strombezugskosten und dadurch weitere Einsparpotenziale auf Seiten der Stromkunden erschließen.

Im Folgenden wird der Einfluss des Ausgangspreisniveaus auf das monetäre Einsparpotenzial des ausgewählten Kunden der Netzebene 5 mit 950 kW und mindestens 2.500 Benutzungsstunden pro Jahr begutachtet. Die Lastreduktion des Kunden beträgt 10 %, der Kalkulationszinssatz 2,5 % p. a. und der Betrachtungshorizont weiterhin 10 Jahre. Während sich die Einsparung der Netzebene in Bezug auf die Netzerlöse zwischen 0 % und 20 % bewegt, bleibt die Reduktion des Beispielkunden über die Betrachtung gleich. Abbildung 4-6 zeigt die Veränderung des monetären Einsparpotenzials des Beispielkunden bei unterschiedlicher Reduktion der Gesamtnetzerlöse. Die blaue Linie entspricht den Preisen des aktuellen Netztarifmodells, die grüne Linie der Erhöhung des Ausgangstarifs um 10 % und die gelbe der Senkung des Ausgangstarifs um 10 %. Solange die Reduktion der Gesamtnetzerlöse 5 % unterschreitet, bleibt das monetäre Einsparpotenzial gleich und steigt bzw. sinkt proportional mit der Erhöhung bzw. Senkung der Ausgangstarife. Bei Erhöhung der Netztarife, die der Netzbetreiber nach § 5 ARegV bei einer Abweichung ab 5 % durchführen darf, sinken die monetären Einsparpotenziale – allerdings nicht proportional zu den Ausgangswerten des Beispielkunden (blaue Linie). Je mehr die gesamte Netzebene einspart, desto geringer fallen die Einsparmöglichkeiten des Beispielkunden aus. Ist der Ausgangswert des Netztarifs um 10 % höher, sinken die Einsparpotenziale weniger stark als beim ursprünglichen Preis. Bei einer Reduktion der Gesamtnetzerlöse um 15 % sind die Einsparpotenziale des Beispielkunden um 13 % höher als im Fall des aktuellen Netztarifs. Bei einer Reduktion der Gesamtnetzerlöse um 20 % ist das Einsparpotenzial des Beispielkunden um 14 % höher als beim aktuellen Tarifansatz. Ist der Ausgangswert des Netztarifs 10 % geringer, sinken die Einsparpotenziale stärker. Betrachtet man wiederum den Fall der Gesamtnetzerlöseinsparung um 15 %, sind die Einsparpotenziale des Beispielkunden um 14 % geringer als beim ursprünglichen Netztarif. Der Effekt verstärkt sich, je weiter die Gesamtnetzerlöse sinken. Bei einer Reduktion um 20 % ist das Einsparpotenzial des Beispielkunden um 17 % geringer. Währenddessen steigt in jedem Fall der Preis pro Einheit an, was den Anreiz zum Lastmanagement für die einzelnen Kunden erhöht.

Kunde: NE 5, > 2.500 h, 950 kW Jahreshöchstlast

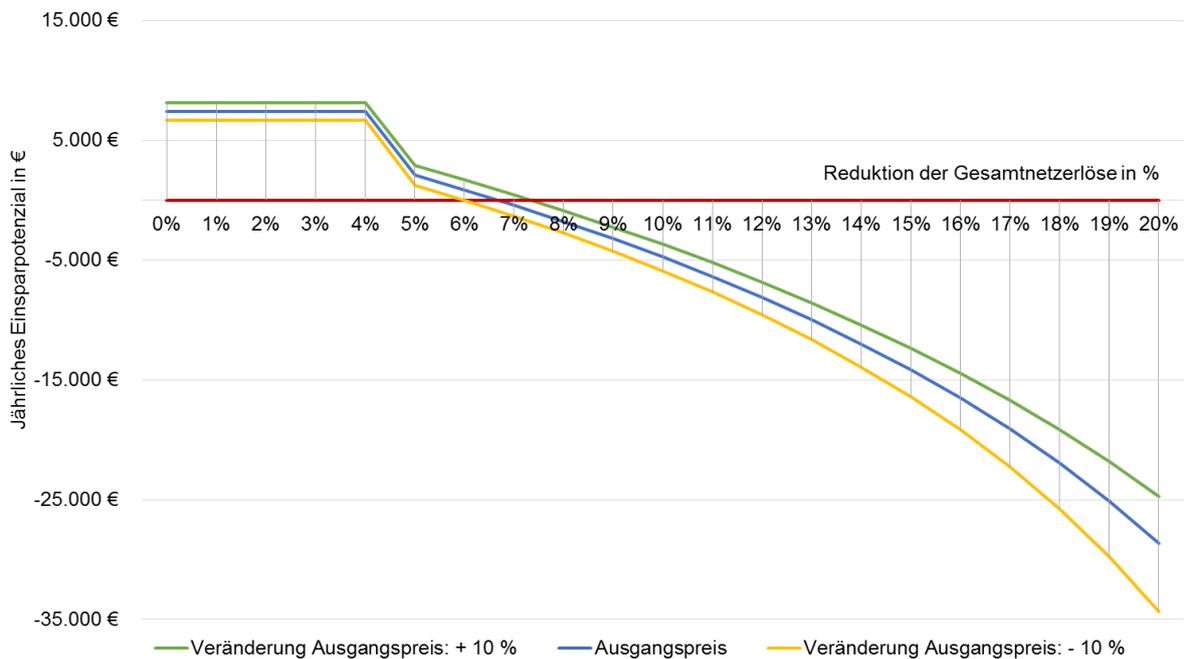


Abbildung 4-6: Sensitivitätsanalyse: Einfluss des Ausgangsnetztarifs auf das Einsparpotenzial des Beispielkunden bei Senkung der Gesamtnetzerlöse [Eigene Darstellung]

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass ein höheres Preisniveau des gültigen Tarifmodells zwar den Effekt der sinkenden Einsparpotenziale aufgrund der Reduktion der Gesamtnetzerlöse abschwächt, höhere Kosten pro Einheit für die Kunden jedoch einen höheren Anreiz zur Reduktion der Jahreshöchstlast bedeuten. Dadurch beschleunigt sich wiederum die Reduktion der Gesamtnetzerlöse. Je stärker die Gesamtnetzerlöse sinken, desto deutlicher wird der Unterschied zwischen den Einsparpotenzialen aufgrund der verschiedenen Preisniveaus.

4.6 Fazit aus der Bewertung der Einsparpotenziale

Das Potenzial für Kunden durch Lastmanagement Netzentgelte einzusparen, ist unter Berücksichtigung der reduzierten Leistung sehr unterschiedlich auf die Kundengruppen verteilt. Vor allem für leistungsgemessene Endverbraucher mit einer Jahresbenutzungsdauer ab 2.500 Stunden besteht in den Netzebenen 5 bis 7 ein monetäres Einsparpotenzial, das sich durch Lastmanagementmaßnahmen realisieren lässt. Einsparbemühungen nicht leistungsgemessener Kunden, beispielsweise durch Loadshifting, wirken sich voraussichtlich erst mit einer flächendeckenden Einführung von Smart Metern für alle Letztverbraucher und der damit verbundenen Möglichkeit der Abrechnung nach bezogener Leistung monetär aus. Der maximale Investitionsbetrag in ein Lastmanagementsystem ist zum einen abhängig von der vom Kunden bezogenen Jahreshöchstlast und der erzielten Leistungsreduktion und zum anderen von der Reduktion der gesamten Netzerlöse des Netzbetreibers, die durch die Gesamtheit der Kunden herbeigeführt wird.

Wie eingangs festgestellt, bietet das schlichte Vorhandensein eines Einsparpotenzials noch keinen Anreiz, dieses zu realisieren. Aufgrund dessen wird in den folgenden Kapiteln ein Tarifmodell entwickelt,

das unter der Prämisse der Einführung von Smart Metern für alle Letztverbraucher Anreize für die Kunden zum Lastmanagement schafft. Verteilnetzbetreiber haben so ihrerseits die Möglichkeit, Kosten für den Bezug von Strom aus den vorgelagerten Netzebenen einzusparen und durch die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle Mehrwerte für ihre Kunden zu schaffen, wodurch die Kundenbindung gefestigt und die Kundengewinnung angeregt werden kann.

Ziel der Entwicklung eines Tarifmodells ist neben der kollektiven Reduktion von elektrischer Leistung (bezogen auf die Last) die verursachergerechte Aufteilung der Netzkosten auf die Letztverbraucher. Entscheidend für die Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze ist der Zeitpunkt des Leistungsbezugs. Der Einbau von Stromspeichern durch den Verteilnetzbetreiber in Liegenschaften des Versorgungsgebiets kann ein Ansatz für ein neues Geschäftsmodell sein, wenn dieses die Leistungsspitzen im Netz reduziert. So lassen sich Leistungsverschiebungen realisieren, ohne dass Kunden ihr Nutzerverhalten signifikant ändern müssen. Das Einsparpotenzial des Einzelnen nimmt, wie in Kapitel 4.3 erläutert, mit der Einsparung der Gesamtheit der Netzkunden ab.

Publikation:

Gruber, M., Röder, H., Haber, A., Mayer, W. (2017): Lastmanagement auf Verteilnetzebene: Einsparpotenzial für Kunden und Netzbetreiber? Ein Beispiel in Deutschland. *10. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU Wien, 15. – 17.02.2017, Wien, Österreich*

5 Entwicklung eines Tarifmodells für Verteilnetzbetreiber nach dem Verursacherprinzip

Die in Kapitel 4 dargelegten Ergebnisse zeigen, dass auf Seiten der Netzkunden durchaus Einsparpotenziale durch den Einsatz von Lastmanagement zu heben sind. Jedoch birgt das aktuelle Tarifmodell des deutschen Verteilnetzbetreibers keine (effektiven) Anreize, die Lastmanagementpotenziale auszuschöpfen. Wie einleitend beschrieben, sieht sich die Energiewirtschaft in Deutschland seit einigen Jahren tiefgreifenden Veränderungen gegenüber. Die Treiber hinter den Entwicklungen sind unter anderem der fortschreitende Klimawandel, der die Lebensgrundlage der zukünftigen Generationen bedroht, die Gefahren der Atomkraftnutzung und die noch immer ungeklärte Frage der Endlagerung. Der Ausstieg aus der Atomenergie und das Ziel der Dekarbonisierung des Energiesektors bewirken die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung. Massive Veränderungen im Einspeise- und Lastverhalten gehen mit dem Anstieg fluktuierender Energieerzeugung einher. Infolgedessen kommt es vermehrt zu einem Ungleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage, das es auszugleichen gilt. Maßnahmen wie Netzerweiterungen müssen unternommen werden, um Herausforderungen wie Netzüberlastungen entgegenzuwirken. Höhere Spitzenlasten auf Verteilnetzebene führen außerdem zu höheren Kosten für die Nutzung der vorgelagerten Netzebenen. Die dadurch entstehenden Kosten müssen von der Gesamtheit der Netzkunden getragen werden.

Lastmanagement wird grundsätzlich als ein Lösungsansatz zur Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze angesehen (EID et al. 2016, AUER & HAAS 2016). Die Entwicklung und Einführung der in Kapitel 3.3 beschriebenen Smart-Energy-Technologien ermöglicht zum einen ein intelligentes Einspeise- und zum anderen ein gezieltes Lastmanagement. Um Lastmanagementsysteme zu implementieren und die berechneten Einsparpotenziale heben zu können, bedarf es neuer Geschäftsmodelle. Stadtwerke als Netzbetreiber und Energieversorger sehen sich derzeit verschiedenen Aufgaben gegenüber, die die stattfindende Energiewende und die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes mit sich bringen. Spannungsänderungen und bidirektionale Lastflüsse aufgrund von Kunden, die vom reinen Stromverbraucher zum Prosumer werden, sind nur zwei solcher Herausforderungen, die es zu bewältigen gilt.

Die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle ermöglicht Stadtwerken in diesem Zusammenhang eine breitere Risikostreuung und den Aufbau zusätzlicher Standbeine. Jedoch ist für die Einführung von Lastmanagement-Geschäftsmodellen im selben Schritt die Veränderung des aktuellen Netztarifmodells erforderlich. Wie oben beschrieben beinhaltet das aktuelle Tarifsysteem der deutschen Verteilnetzbetreiber keine (effektiven) Anreize für Lastmanagementmaßnahmen.

Die These der Autorin ist, dass sich über das Verstärken des Verursacherprinzips innerhalb des Netzentgeltsystems Anreize schaffen lassen, durch Lastmanagementmaßnahmen die Verteilnetze zu entlasten und so die Integration der erneuerbaren Energien in die Stromnetze zu fördern.

Das Verursacherprinzip (Englisch: Polluter Pays Principle) stammt aus der Umweltökonomie und bezieht sich auf die Internalisierung externer Kosten (ENDRES 2011). Die Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) führte das Polluter Pays Principle 1972 als ökonomisches Prinzip ein. Im Sinne der OECD bedeutet das Verursacherprinzip, dass der Verursacher die Kosten für die Prävention der Umweltverschmutzung, die Kontrollkosten, die Kosten für administrative Maßnahmen und die Kosten im Schadensfall zu tragen hat (ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION

AND DEVELOPMENT 1992). Inzwischen findet das Verursacherprinzip Anwendung in verschiedenen Sektoren, wie etwa im Transportwesen (z. B. London Congestion Charging Scheme) (TONNE et al. 2008), und ist u. a. im Vertrag der Europäischen Union verankert (ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT 1992).

Im regulierten Strommarkt Deutschlands entstehen externe Kosten beispielsweise, wenn individuelle Kunden das Stromnetz zu Zeiten nutzen, in denen Stromangebot und -nachfrage nicht einfach ausgeglichen werden können. Ausgleichsmaßnahmen oder im schlimmsten Fall sogar Netzerweiterungen werden erforderlich, um die aufgrund dessen ansteigenden Spitzenlasten kompensieren zu können. Derartige Maßnahmen führen zu zusätzlichen Netzkosten, die die Gesamtheit der Netznutzer tragen muss. Dieser Effekt ist eine ökonomische und ökologische Ungerechtigkeit im Sinne der Umweltökonomie. Zum einen hat die Gesamtheit der Netznutzer für die durch den Netzausbau entstehenden Kosten aufzukommen, unabhängig davon, welche(r) Netznutzer die Spitzenlasten verursacht. Zum anderen impliziert der Ausbau von Stromnetzen zum Teil erhebliche Eingriffe in die Umwelt, die radikale Veränderungen im Landschaftsbild und Einschränkungen der Landnutzungsformen nach sich ziehen. Ob einzelne Netznutzer von den Veränderungen betroffen sind oder nicht, ist wiederum unabhängig von deren Beitrag zur gestiegenen Spitzenlast.

Aus diesem Grund liegt der Schwerpunkt dieses Kapitels auf der Veränderung des bestehenden, gesetzlich vorgegebenen Tarifmodells hin zur verstärkten Verursachergerechtigkeit. Die Entwicklung eines entsprechenden Tarifmodells nach dem Verursacherprinzip soll die Kunden anreizen, Lastmanagementmaßnahmen zu ergreifen. Es gilt, die Frage zu beantworten, ob ein derartiges Preismodell zur Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze beitragen kann. Ebenfalls analysiert wird die Wirtschaftlichkeit eines speicherbasierten Lastmanagementsystems für Kunden und Netzbetreiber. Wie in den vorangehenden Kapiteln stammen die Daten zu Einspeise- und Vertriebsstrukturen sowie zu den Netzkosten von einem typisch städtischen Verteilnetzbetreiber, der als Praxispartner fungiert.

5.1 Netztarifmodelle im natürlichen Monopol

Wie in Kapitel 3.6.3 dargestellt sind die Elektrizitätsnetzbetreiber in ihrem jeweiligen Netzgebiet natürliche Monopolisten. Um zu verhindern, dass die Monopolisten ihre Preise im Sinne der Gewinnmaximierung bilden und somit Wohlfahrtsverluste für die Konsumenten und damit Marktversagen auftreten, besteht im Bereich der Stromnetze staatlicher Regulierungsbedarf. In Deutschland wird die Regulierung der Stromnetze erst seit der Liberalisierung der Energiemärkte mit dem Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes vom Jahr 1998 umgesetzt. Ausgehend von den EU-Elektrizitäts- und Erdgasrichtlinien (96/92/EG und 98/30/EG) gestalteten die Gesetzgeber der einzelnen europäischen Länder ihren Ordnungsrahmen jeweils selbst aus. Bis zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2005 erfolgte die Entgeltbildung für Stromnetze in Deutschland nach den Regeln einer Verbändevereinbarung der Stromnetzbetreiber. Durch die Einführung der Ex-ante-Regulierung und der auf dem Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) vom 7. Juli 2005 basierenden Verordnungen zum Stromnetz- und Gasnetzentgelt wurden die vorhergehenden Regelungen ersetzt und vom Gesetzgeber festgelegt, wie die Netztarife gestaltet werden müssen. (KNEIPS 2009)

Der Kostenallokation in Form von Tarifmodellen vorgelagert ist die Festsetzung Kosten, die der jeweilige Netzbetreiber von seinen Kunden einfordern darf. Dabei gibt es unterschiedliche Ansätze zur Regulierung, die in dieser Arbeit allerdings nicht im Fokus der Untersuchung stehen. Wie in Kapitel 3.6.3 beschrieben wird in Deutschland seit dem Jahr 2009 die Anreizregulierung von der Bundesnetzagentur als zuständige Regulierungsbehörde umgesetzt. Schwerpunkt dieses Kapitels ist die Umsetzung der vorgegebenen Erlösobergrenze in Netztarife.

5.1.1 Ansätze zur Ausgestaltung von Netztarifmodellen

Obwohl die Tarifgestaltung bei Stromnetzen ein essentielles Thema in der Energiewirtschaft ist, gibt es bisher nicht ausreichend wissenschaftliche Untersuchungen in angemessener Tiefe dazu (RENESES et al. 2013, BROWN et al. 2015, RODRÍGUEZ ORTEGA et al. 2008). Insbesondere im Bereich der Verteilnetze ist die Fachliteratur dünn (BROWN et al. 2015). Als eine mögliche Begründung dafür führen RENESSES et al. (2013) die fehlende Transparenz in vielen Ländern und Regionen in Bezug auf die Netzentgeltsetzung an. Die großen nationalen Unterschiede bestehen einerseits aufgrund des staatlichen Regulierungsbedarfs. In regulierten Märkten geben die jeweils zuständigen Regulierungsbehörden vor, welche Kosten von den Konsumenten verlangt werden dürfen und wie diese aufgeteilt werden, wobei sich große Unterschiede in den Ausführungen der unterschiedlichen Nationen ergeben (RENESES et al. 2013). Andererseits bestehen regionale Unterschiede hinsichtlich geografischer Gegebenheiten, klimatischer Bedingungen, Abnehmerstrukturen etc., die ebenfalls bei der Netzentgeltbildung berücksichtigt werden müssen und damit zu fehlender Transparenz führen (GÓMEZ 2013).

Grundsätze, nach denen die Netztarifgestaltung ausgeführt werden soll, fasst GÓMEZ (2013) folgendermaßen zusammen: Die regulierten Netzentgelte sollten die Kosten widerspiegeln, die durch das Anbieten des Services entstehen und sicherstellen, dass der Netzbetreiber die gesamten von der Regulierungsbehörde anerkannten Kosten zurückerlangen kann. Dabei fördert ein zufriedenstellendes Tarifsystem sowohl die optimale kurzfristige Auslastung des Systems als auch das effiziente langfristige Bedienen der Nachfrage (RENESES et al. 2013).

Regulatorische Prinzipien für die Netztarifmodellierung

Die bereits in den 1980er Jahren u.a. von BERG & TSCHIRHART (1989) aufgestellten regulatorischen Prinzipien, die bei der Ausgestaltung von Netztarifen zu beachten sind, werden von RODRÍGUEZ ORTEGA et al. (2008) zusammengefasst und auf die veränderten Rahmenbedingungen angepasst: Zum einen müssen im Sinne der Nachhaltigkeit die gesamten Kosten der Stromverteilung über die Netzentgelte abgedeckt werden, zum anderen soll durch richtige Signale für Kunden und Netzbetreiber die ökonomische Effizienz forciert werden, damit deren Verhalten zur Wohlfahrtsmaximierung beiträgt. Des Weiteren darf grundsätzlich keine Ungleichbehandlung der unterschiedlichen Kunden(gruppen) im Tarifmodell impliziert sein. Jedoch werden die Industriekunden in industrialisierten Staaten häufig von den Haushaltskunden quersubventioniert, da diese auf der anderen Seite für Arbeitsplätze und damit für Wohlfahrtsgewinne sorgen. Im Sinne der Entflechtung gilt das Prinzip der Addierbarkeit der Preiskomponenten für die Kunden. Damit gemeint ist, dass die einzelnen Komponenten des Endkundenpreises für Strom (Wettbewerbsanteil, Netzkosten, Steuern) einzeln berechnet und ausgewiesen werden müssen

und kein integrierter Energiepreis ausgegeben werden darf. Das unterstreicht auch das Prinzip der Transparenz, die insbesondere die Vorhersagbarkeit für die Kunden wahren soll. Weitere Prinzipien wären Stabilität, Konsistenz und Einfachheit. In der Regel werden die genannten Prinzipien bzw. die von der jeweiligen Regulierungsbehörde fokussierten in Form der nationalen Gesetzgebung festgeschrieben, wobei diese nicht unbedingt explizit genannt werden. Der Versuch all diese Prinzipien gleichermaßen bei der Ausgestaltung von Netztarifen zu berücksichtigen, führt zu Zielkonflikten. Insbesondere die Allokation der Netzkosten auf die Kunden(gruppen) bei der Tarifsetzung ist komplex und konfliktbehaftet. (RODRÍGUEZ ORTEGA et al. 2008) Nicht berücksichtigt bleibt das Verursacherprinzip bei der Ausgestaltung von Netztarifmodellen.

Mechanismen der Preissetzung

Als einziger Anbieter im natürlichen Monopol kann der Verteilnetzbetreiber seinen Preis oberhalb der Grenzkosten setzen, wodurch es zu Ineffizienzen aufgrund der sinkenden Nachfragemenge kommt, was zu Wohlfahrtsverlusten führt. Im Gegensatz dazu würde der Preis in einem vollkommenen Wettbewerb den Grenzkosten entsprechen. Die Differenz zwischen Monopolpreis und Grenzkosten ist daher der Ausgangspunkt der Regulierungsanstrengungen. (DEWENTER & HEIMESHOFF 2019)

Grenzkosten- vs. Durchschnittskostenpreise

Zur Behebung der Wohlfahrtsverluste kann die zuständige Regulierungsbehörde beispielsweise den genehmigten Preis den Grenzkosten gleichsetzen. Allerdings ist der Anteil der Fixkosten an den Gesamtkosten in Netzwirtschaften für gewöhnlich hoch, was zu fallenden Durchschnittskosten führt. Aufgrund dessen liegen die Durchschnittskosten in diesem Fall über den Grenzkosten. Der Netzbetreiber müsste bei entsprechenden Regulierungsvorgaben folglich einen Verlust erdulden, wenn der Deckungsbeitrag gleich Null ist. (DEWENTER & HEIMESHOFF 2019) Abbildung 5-1 stellt den Effekt schematisch dar. Die Höhe des Verlustes ergibt sich aus der Multiplikation der Absatzmenge mit der Differenz zwischen Grenz- und Durchschnittskostenpreis.

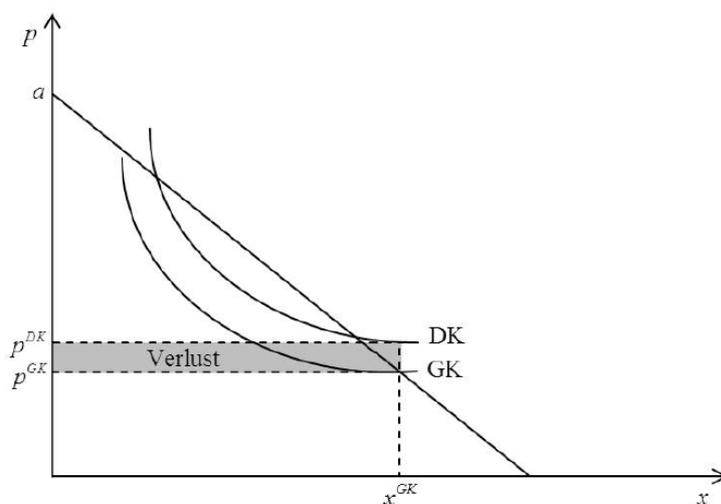


Abbildung 5-1: Zu erwartender Verlust des Monopolisten
[DEWENTER & HEIMESHOFF 2019]

In der klassischen Wirtschaftstheorie gelten Grenzkosten als die effizientesten Preissignale. Allerdings führt der Ansatz der Grenzkosten als Entgelt in Netzwirtschaften, die einem natürlichen Monopol entsprechen, wie beschrieben zu einer unvollständigen Deckung der Kosten des Netzbetreibers. (RODRÍGUEZ ORTEGA et al. 2008) Aufgrund dessen werden statt der First-Best-Lösung (Ansatz der Grenzkosten unter vollkommenen Bedingungen) im natürlichen Monopol sog. Second-Best-Lösungen angewendet. Bei Netzbetreibern mit lediglich einem Produkt ist die zweitbeste Lösung das Verwenden von Durchschnittspreisen zur Kostendeckung. (DEWENTER & HEIMESHOFF 2019) Um ausgehend von den Grenzkosten eine vollständige Deckung der Kosten zu erreichen, sind Ausgleichszahlungen oder Tarifanpassungen notwendig. Je nachdem wie groß der ungedeckte Betrag und damit die nötigen Eingriffe bei der Tarifausgestaltung sind, werden die Preissignale, die von den Grenzkosten ausgehen sollen, jedoch gestört. (RENESES et al. 2013) Eine Möglichkeit des Verlustausgleichs wären staatliche Subventionen (DEWENTER & HEIMESHOFF 2019).

Mehrteilige Tarife als Form der Preisdifferenzierung

Eine weitere Möglichkeit, die Kostendeckung durch das Tarifmodell zu erreichen, ist die Aufteilung von Netzentgelten in nicht-lineare oder mehrteilige Tarife. Durch die Einführung eines zweiteiligen Tarifs, der einfachsten Form der mehrteiligen Tarife, lassen sich z.B. die Fixkosten des Netzbetreibers als Grundgebühr umsetzen, während die Grenzkosten als variable Komponente (€/kWh) Anwendung finden. Damit kann sichergestellt werden, dass die gesamten Kosten des Netzbetreibers durch das Tarifmodell gedeckt werden. Lassen sich beispielsweise Kundengruppen mit unterschiedlichen Zahlungsbereitschaften unterscheiden, können die Gebühren stärker differenziert werden. (DEWENTER & HEIMESHOFF 2019) Voraussetzung für eine Preisdifferenzierung und damit für mehrteilige Tarife ist die Separierbarkeit der Märkte sowie die Vermeidung von Arbitrage. Insbesondere im Bereich der Haushaltskunden der Stromverteilnetze sind derartige Arbitragemöglichkeiten sehr gering. (KNEIPS 2007) Insgesamt existiert eine Vielzahl an unterschiedlichen angewandten Methoden zur Preisdifferenzierung der genehmigten Kosten in ein Tarifmodell. Dabei variieren unter anderem die zu bepreisenden Objekte der Netzentgeltsetzung in Form von Kundengruppen (Haushalte, Gewerbe, Industrie,...) bzw. in Form der Netznutzung (Bezug vs. Einspeisung, zeitliche Unterschiede). Außerdem können Preisdifferenzierungen in der Tarifstruktur hinsichtlich der Verwendung von Parametern wie die bezogene bzw. eingespeiste Energiemenge, die Jahreshöchstlast oder die Anzahl der Nutzer bestehen. Auch das Tarifdesign wird sehr unterschiedlich ausgestaltet. Unterschieden werden u.a. Einheitstarife, Tarifkorridore oder anreizbasierte Tarife. (HINZ et al. 2018) Aufgrund der großen Anzahl unterschiedlicher Tarifgestaltungen ist eine Vorstellung aller Möglichkeiten nicht zielführend. In der Literatur finden sich unter anderem folgende Methoden (LIMA et al. 2009, RENESSES et al. 2013, BROWN et al. 2015):

- Pro rata (PR) oder Postage-stamp
- Ramsey
- Proportional sharing (PS)
- Equivalent bilateral exchange (EBE)
- Knotenpunkt
- Zbus.

Wie in Kapitel 3.6.3 beschrieben bestehen unterschiedliche Formen der staatlichen Regulierung im Stromnetzbereich. Deutschland hat sich für die Festsetzung der Erlösobergrenze (Revenue-Cap) entschieden. Vom Regulierer vorgegeben werden also die Höhe der Gesamterlöse und der Mechanismus der Tarifmodellierung. In Ländern, in denen Price-Cap Regulierungen den Rahmen bilden, werden stattdessen die Preisobergrenzen von der Regulierungsbehörde festgelegt. Je nachdem wie groß die Preissetzungsspielräume sind, besteht für die regulierten Netzbetreiber mehr oder weniger Spielraum zur Preisdifferenzierung. (DEWENTER & HEIMESHOFF 2019)

Inverse Elastizitäten

Für Zwei- oder Mehrproduktmonopolisten können die sog. Ramsey-Preise zur Tarifaufgestaltung verwendet werden, um die Deckungslücke zwischen Grenz- und Durchschnittskosten zu decken. Ramsey-Preise verteilen den Differenzbetrag in inverser Proportionalität zur Preiselastizität der Nachfrage. Je preisunelastischer die Nachfrage der Konsumenten ist, desto höher werden folglich die Preise gesetzt. (BROWN et al. 2015) Abbildung 5-2 zeigt den Zusammenhang, der die Ramsey-Preise begründet.

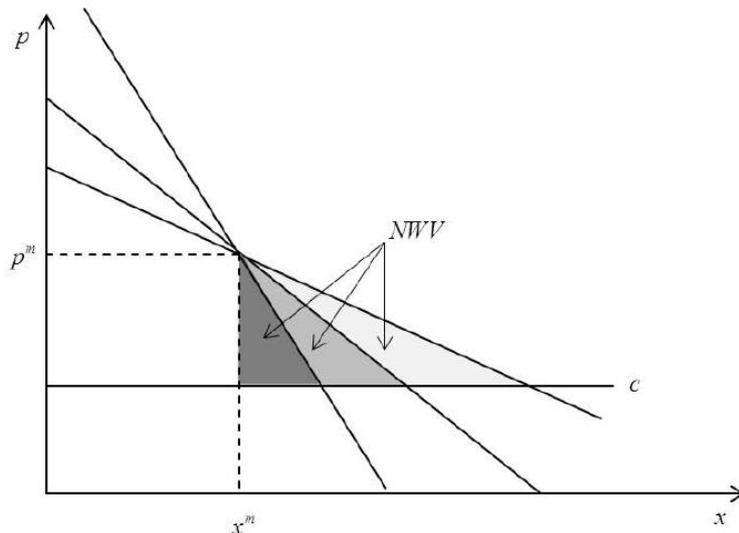


Abbildung 5-2: Ramsey-Preise: Nettowohlfahrtsverlust in Abhängigkeit der Elastizität der Nachfrage [DEWENTER & HEIMESHOFF 2019]

Wie in der Abbildung zu sehen ist sind die Gesamtwohlfahrtsverluste umso größer, je preiselastischer die Nachfrage ist. Wird also nach der Gesamtwohlfahrt maximiert unter der Bedingung, dass die Gewinne des Monopolisten nicht Null sein dürfen, ergibt sich die wohlfahrtsoptimale Preisstruktur nach der inversen Elastizität. (DEWENTER & HEIMESHOFF 2019)

Die Ausprägung der einzelnen regulatorischen Prinzipien ist in den verschiedenen Tarifansätzen unterschiedlich groß. Je nachdem welche Prinzipien für die Regulierungsbehörde Vorrang haben, werden andere Ansätze zur Tarifgestaltung gewählt.

5.1.2 Das aktuelle deutsche Tarifmodell für Stromnetzentgelte

Wie beschrieben steht es den Regulierungsbehörden der jeweiligen Länder frei, Methoden zur Erstellung von Tarifmodellen für die Netzentgelte festzulegen. Grundlage für die Bestimmungen zur Stromnetzentgeltbildung in Deutschland sind die §§ 21 und 24 EnWG. § 21 EnWG schreibt die regulatori-

schen Prinzipien fest, die bei der Netzentgeltsetzung im Fokus stehen: Angemessenheit, Diskriminierungsfreiheit, Transparenz und die Einhaltung der Entflechtungsvorgaben. § 24 EnWG legt fest, dass die Methoden zur Bestimmung der Netzentgelte in Form einer Rechtsverordnung vorgeschrieben werden. Diese Vorschriften finden sich in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) wieder, wo auch der Anspruch der Verursachergerechtigkeit an das Tarifmodell zu finden ist.

Wie in Kapitel 3.7.2 beschrieben legt die StromNEV zunächst fest, wie die Netzkosten zu berechnen sind. Den Rahmen dafür bilden die Vorgaben der Regulierungsbehörde zur Erlösobergrenze. Das grundsätzliche Vorgehen zur Netzentgeltbestimmung lässt sich aufteilen in die Kostenarten-, die Kostenstellen- und die Kostenträgerrechnung, § 3 StromNEV.

Kostenartenrechnung

Die Vorschriften zur Kostenartenrechnung finden sich in den §§ 4 – 11 StromNEV. Ausgangsbasis zur Ermittlung der Netzkostenarten stellt die Gewinn- und Verlustrechnung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres dar, aus der die aufwandsgleichen Kostenpositionen hervorgehen. Ebenfalls angesetzt werden die kalkulatorischen Abschreibungen, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und die kalkulatorischen Steuern. Kostenmindernde Erlöse und Erträge werden dagegen abgezogen.

Kostenstellenrechnung

Ausgehend von der Kostenartenrechnung werden die Kosten nach den Vorschriften der §§ 12 – 14 StromNEV dem Ort der Entstehung zugeordnet. Anlage 2 StromNEV legt die Haupt- und Nebenkostenstellen fest, auf die die Netzkosten aufgeteilt werden. Unterschieden werden die unterschiedlichen Netze (Mittelspannungsnetz, Niederspannungsnetz, etc.) sowie die Messung, der Messstellenbetrieb und die Abrechnung als Hauptkostenstellen. Untergeordnet sind jeweils die Leitungen, Anlagen und Messstellenbetriebe der einzelnen Netzebenen als Nebenkostenstellen. Die Zuordnung der Einzelkosten erfolgt dabei direkt, die der Gemeinkosten mittels eines Verteilungsschlüssels (BNETZA 2015a).

Kostenträgerrechnung

Nachdem die Netzkosten den Kostenstellen zugeordnet wurden, werden sie auf die einzelnen Netz- und Umspannebenen nach den Vorgaben der §§ 15 – 21 StromNEV als Kostenträger aufgeteilt. In Deutschland werden Stromnetzentgelte nur für die Entnahme der elektrischen Energie erhoben, nicht aber für die Stromeinspeisung, § 15 (1) StromNEV. Grundlage des Systems der Entgeltbildung ist nach §15 (1) StromNEV ein transaktionsunabhängiges Punktmodell. Das heißt, dass sich die Netzentgelte nach der Anschlussebene des Entnahmepunktes richten und die gewälzten Kosten der vorgelagerten Netzebenen beinhalten.

Insbesondere folgende Charakteristika enthält das von der StromNEV vorgegebene Tarifmodell nach § 17 StromNEV:

- Die Höhe der Entgelte wird nicht von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung der elektrischen Energie und dem Ort der Entnahme beeinflusst.
- Als Parameter für die Höhe der Netzentgelte gelten die Anschlussnetzebene der Entnahmestelle, die jeweils vorhandene Messvorrichtung (Registrierende Leistungsmessung oder Standardlastprofil) und die jeweilige Benutzungsstundenzahl.

Benutzungsdauern an die Verteilnetze angeschlossen sind. Aufgrund dessen sieht die StromNEV zwei Gleichzeitigkeitsgeraden – eine für Entnahmen im Benutzungsdauerbereich zwischen 0 und 2.500 Jahresbenutzungsdauern und eine für Entnahmen mit mehr als 2.500 Jahresbenutzungsdauern – vor.

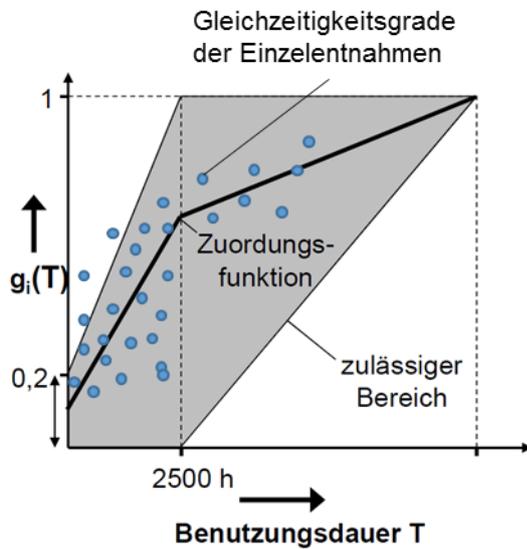


Abbildung 5-4: Schematische Darstellung der Gleichzeitigkeitsgrade und -funktionen [nach MURCHE 2014]

Über die Gleichzeitigkeitsgrade der Einzelentnahmen werden mit Hilfe eines Näherungsmodells zwei lineare Gleichzeitigkeitsfunktionen gelegt. Dabei ist das Ziel des Regulierers für Einfachheit und Transparenz im Tarifmodell zu sorgen (BNETZA 2015a). Die Anlage 2 StromNEV definiert für die Gleichzeitigkeitsfunktion folgende Bedingungen:

- „Der Gleichzeitigkeitsgrad bei einer Jahresbenutzungsdauer von null Stunden beträgt maximal 0,2;
- die beiden Geraden, die den Gleichzeitigkeitsgrad beschreiben, schneiden sich in einem Punkt, der durch die Jahresbenutzungsdauer 2.500 Stunden definiert ist;
- der Gleichzeitigkeitsgrad bei einer Jahresbenutzungsdauer von 8.760 Stunden beträgt 1.“

Der abschnittsweise lineare Zusammenhang zwischen Gleichzeitigkeitsgrad und Jahresbenutzungsdauer für den Benutzungsdauerbereich von 0 bis 2.500 Jahresbenutzungsdauern lässt sich durch Formel (5.1) ausdrücken.

$$y_1 = b_1 * x + a_1 \quad (5.1)$$

Dabei sind

- y_1 die Gleichzeitigkeitsfunktion für den Benutzungsdauerbereich von 0 bis 2.500 Jahresbenutzungsdauern,
- a_1 der Gleichzeitigkeitsgrad bei einer Jahresbenutzungsdauer von null Stunden,
- b_1 die Steigung der Geradengleichung für den Benutzungsdauerbereich von 0 bis 2.500 Jahresbenutzungsdauern,
- x die jeweiligen Benutzungsdauern.

Für den Benutzungsdauerbereich von mehr als 2.500 Jahresbenutzungsdauern gilt folgender Zusammenhang:

$$y_2 = b_2 * x + a_2 \quad (5.2)$$

Dabei sind

- y_2 die Gleichzeitigkeitsfunktion für den Benutzungsbereich ab 2.500 Jahresbenutzungsstunden,
- a_2 der Gleichzeitigkeitsgrad bei einer Jahresbenutzungsdauer von null Stunden für die Geradengleichung ab 2.500 Jahresbenutzungsstunden,
- b_2 die Steigung der Geradengleichung für den Benutzungsbereich ab 2.500 Jahresbenutzungsstunden,
- x die jeweiligen Benutzungsbereiche.

Um abschließend die Jahresleistungspreise für die einzelnen Netz- und Umspannebenen zu ermitteln, wird die Briefmarke wie in Formel (5.6) dargestellt mit den jeweiligen Anfangswerten der Geradengleichungen multipliziert, § 17 (4) StromNEV.

$$LP_n = a_n * \text{Briefmarke} \quad (5.3)$$

Dabei sind

- LP der Jahresleistungspreis,
- a der Gleichzeitigkeitsgrad bei einer Jahresbenutzungsdauer von null Stunden,
- Briefmarke die spezifischen Jahreskosten der jeweiligen Netz- oder Umspannebene,
- n der Benutzungsbereich (≤ 2.500 bzw. > 2.500 Jahresbenutzungsstunden).

Zur Ermittlung der jeweiligen Arbeitspreise für die einzelnen Netz- und Umspannebenen wird nach § 16 (5) StromNEV die Briefmarke mit der Steigung der jeweiligen Geradengleichung (b_1 bzw. b_2) multipliziert und in Cent umgerechnet.

So entsteht für jede Netz- bzw. Umspannebene ein Tarifmodell bestehend aus einem Jahresleistungspreis für Netzkunden mit Jahresbenutzungsdauern zwischen 0 und 2.500 Stunden und einem Jahresleistungspreis (€/kW) für Netzkunden mit Jahresbenutzungsdauern ab 2.500 Stunden sowie jeweils einem Arbeitspreis (Cent/kWh) für die unterschiedlichen Benutzungsbereiche.

Zwar greift die deutsche Netzentgeltssystematik die Verursachergerechtigkeit als Zielsetzung auf, jedoch erfolgt die Umsetzung über angenommene Wahrscheinlichkeiten, die mit Unsicherheiten behaftet sind, und ein Näherungsmodell. Das Verursacherprinzip kommt dabei nur zu einem gewissen Grad zum Ansatz, der tatsächliche Beitrag der einzelnen Netzkunden zur zeitlichen Jahreshöchstlast wird nicht ermittelt. Aufgrund dessen kann das dahinter stehende Polluter Pays Principle seine Wirkung hinsichtlich der Forcierung von Lastmanagement wie in Kapitel 4 beschrieben nicht entfalten.

5.1.3 Zeitabhängige Preisdifferenzierung als Ansatz zur Stärkung des Verursacherprinzips bei Netztarifen

Es gibt bereits Ansätze, Energie- und Netzkosten im Sinne des Verursacherprinzips gerechter auf die Netzkunden aufzuteilen (z. B. RODRÍGUEZ ORTEGA et al. 2008, PICCIARIELLO et al. 2015). Besonders Time-of-Use (ToU), Critical-Peak (CPP) und Real-Time (RTP) Pricing sind aufgrund der Entwicklung von Smart Meter in den Fokus gerückt (NELSON & ORTON 2013, EID et al. 2016, U.S. DEPARTMENT OF

ENERGY 2006). Bei diesen Tarifmodellen variiert der Preis jeweils in Abhängigkeit von der Tageszeit. ToU-Tarifmodelle bieten geringere Preise in Zeiten niedrigerer Nachfrage, während zu Spitzenlastzeiten höhere Preise angesetzt werden. Nelson & Orton zeigen, dass die ausschließliche Verwendung der (Tages-)Zeit als preisbestimmende Determinante die Energie- bzw. Netzkosten nicht gerechter allokieren kann (NELSON & ORTON 2013). Zwar erreichen ToU-Tarife in Verbindung mit Smart-Meter-Anwendungen Spitzenlastreduktionen (FARUQUI et al. 2010a, FARUQUI et al. 2010b), jedoch implizieren diese Modelle eine gegenseitige Quersubventionierung der unterschiedlichen Kunden, was eine gerechte Kostenverteilung nicht zulässt. Die Energiekosten pro Einheit steigen, je weniger die vorhandenen Kapazitäten ausgelastet sind. Folglich verursacht ein Kunde mit einer hohen Leistungsnachfrage und einer hohen Auslastungsrate geringere Netzkosten pro Einheit als ein Kunde mit derselben Kapazitätsnachfrage und einer geringeren Auslastungsrate. Typischerweise ist die industrielle Energienachfrage vergleichsweise vorhersehbar, wohingegen die Nachfrageprofile relativ flach sind.

Im Gegensatz dazu weisen Gewerbe- und Haushaltskunden eine signifikant höhere Nachfragevariabilität aufgrund von elektrisch betriebenen Heizgeräten und Anwendungen wie Wäschetrocknern oder Spülmaschinen auf, die lediglich während sehr kurzer Zeitabschnitte innerhalb des Jahres bzw. Tages eingesetzt werden. Time-of-Use-Preismodelle belasten den Verursacher der höheren Netzkosten pro Einheit nicht stärker als alle anderen Netznutzer. Nelson & Orton argumentieren, dass die hohen Kosten pro Einheit ein Resultat der aufgrund niedriger Auslastungszeiten überschüssig aufgebauten Kapazitäten sind. Ihrer Meinung nach kann eine effiziente Allokation der Kosten nur erreicht werden, wenn die Kosten der Endkunden mit deren Konsumverhalten in Verbindung gebracht werden (NELSON & ORTON 2013).

Die beschriebenen Ergebnisse müssen folglich bei der Entwicklung des neuen Netztarifmodells berücksichtigt werden, um das Ziel einer verursachergerechten Kostenallokation erreichen zu können. Weder das aktuelle Tarifmodell noch ein reines ToU-Preismodell teilen die Netzkosten auf die tatsächlichen Verursacher auf. Die Nachfragevariabilität ist der determinierende Faktor bei der Kostenallokation nicht voll ausgelasteter Kapazitäten auf die Kunden, die die steigenden Kapazitäten verursachen. Um die zeitliche Nachfragevariabilität zu senken, werden Stromspeicher als Lösungsansatz für das zu entwickelnde Tarifmodell angesehen. Die Verwendung von Speichern entkoppelt zu einem gewissen Grad die Zeiten der Nachfrage von den Zeiten des Angebots und erlaubt dadurch die Allokation der Netzkosten auf den jeweiligen Verursacher.

5.2 Weiterentwicklung des aktuellen deutschen Tarifmodells nach dem Verursacherprinzip

Ausgangssituation

Der Strommarkt besteht grundsätzlich aus drei Typen von Marktteilnehmern, die vereinfacht folgendermaßen unterschieden werden können: die Energieerzeuger auf der einen Seite, die Verbraucher auf der anderen Seite und die Netzinfrastruktur als übertragender Part dazwischen. Mit Photovoltaikanlagen können Stromverbraucher beispielsweise selbst Strom produzieren und ins Netz einspeisen, weswegen Mischformen der Marktteilnehmer existieren. Abbildung 5-5 zeigt einen vereinfachten Überblick über die verschiedenen Teile des Strommarktes.

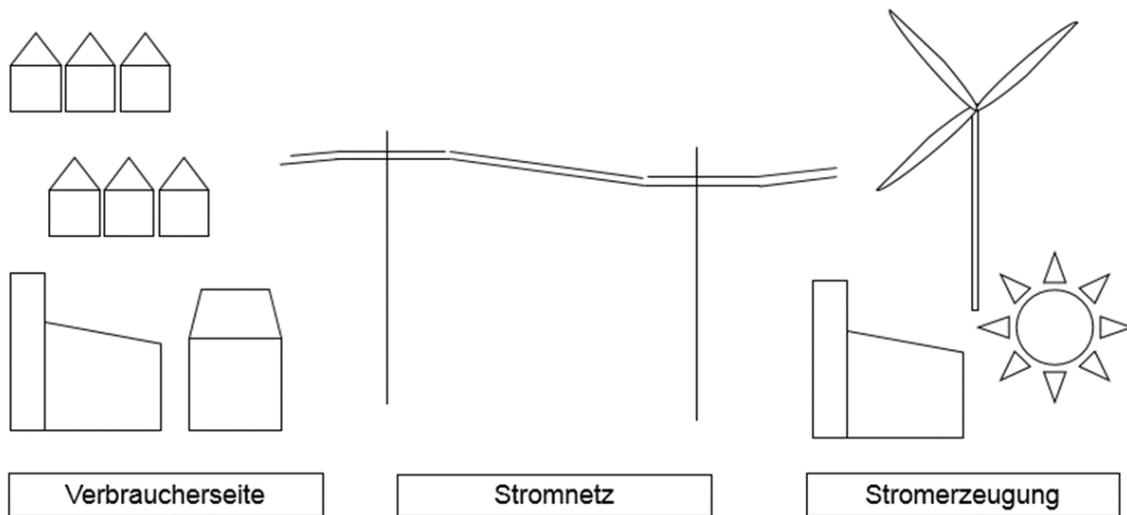


Abbildung 5-5: Schematischer Überblick über die Teilnehmer des Strommarktes
[Eigene Darstellung]

Wie in den vorhergehenden Kapiteln beschrieben ist das Hauptziel des neu zu entwickelnden Tarifmodells die verursachergerechte Aufteilung der Netzkosten und die dadurch resultierende Reduktion der Jahreshöchstlasten. Bei der Entwicklung des Netztarifmodells kann das Verteilnetz nicht als isoliertes Element des Strommarktes betrachtet werden. Je höher die Auslastungsrate der Netzinfrastruktur ist, desto geringer sind die Kosten pro Einheit. Folglich sollten Fluktuationen im Lastlevel und hohe Spitzenlasten vermieden werden, um die Netzkosten gering zu halten. Abbildung 5-6 (a) veranschaulicht den Lastverlauf mit der Jahreshöchstlast des Jahres 2014 in der Niederspannungsebene des Praxispartners.

Um die maximal nachgefragte Leistung bedienen zu können, muss das Stromnetz entsprechend ausgestaltet sein. Je geringer die Auslastungsrate des Netzes ist, desto höher sind die Kosten pro Einheit. Abbildung 5-6 (b) zeigt die Minimallast entsprechend derer das Netz designt werden könnte, wenn die maximal mögliche jährliche Benutzungsdauer von 8.760 Stunden bei gleichbleibender Strommenge erreicht werden würde. Was hier als die extremste Auslastungsrate dargestellt ist, würde die geringstmöglichen Netzkosten pro Einheit bedeuten. Abbildung 5-6 (b) stellt die Differenz zwischen der Lastspitze und der Minimallast (MinLoad) dar, die dem Einsparpotenzial an Netzinfrastruktur entspricht, das durch die maximale Auslastung erreicht werden könnte. Im Gegensatz zur Situation bei den Infrastrukturkosten sind die Stromerzeugungskosten (ausgedrückt als EPEX Spotpreis) dann am günstigsten, wenn fluktuierende Energiequellen wie Sonne und Wind genutzt werden. Aufgrund der Verwendung der Grenzkosten zur Bestimmung des Market-Clearingpreises haben die erneuerbaren Energien einen preisreduzierenden Effekt, weil deren Grenzkosten als Null angesehen werden. Der angesprochene Mechanismus nennt sich Merit-Order-Effekt (SENSFUß et al. 2008). Jedoch führt die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu einem fluktuierenden und schwer zu prognostizierenden Einspeiseverhalten. Ist das Ziel des Tarifmodells die Reduktion der Netzkosten innerhalb des gegebenen Systems, wird es folglich zu einem Zielkonflikt kommen, der im weiteren Verlauf bedacht werden muss.

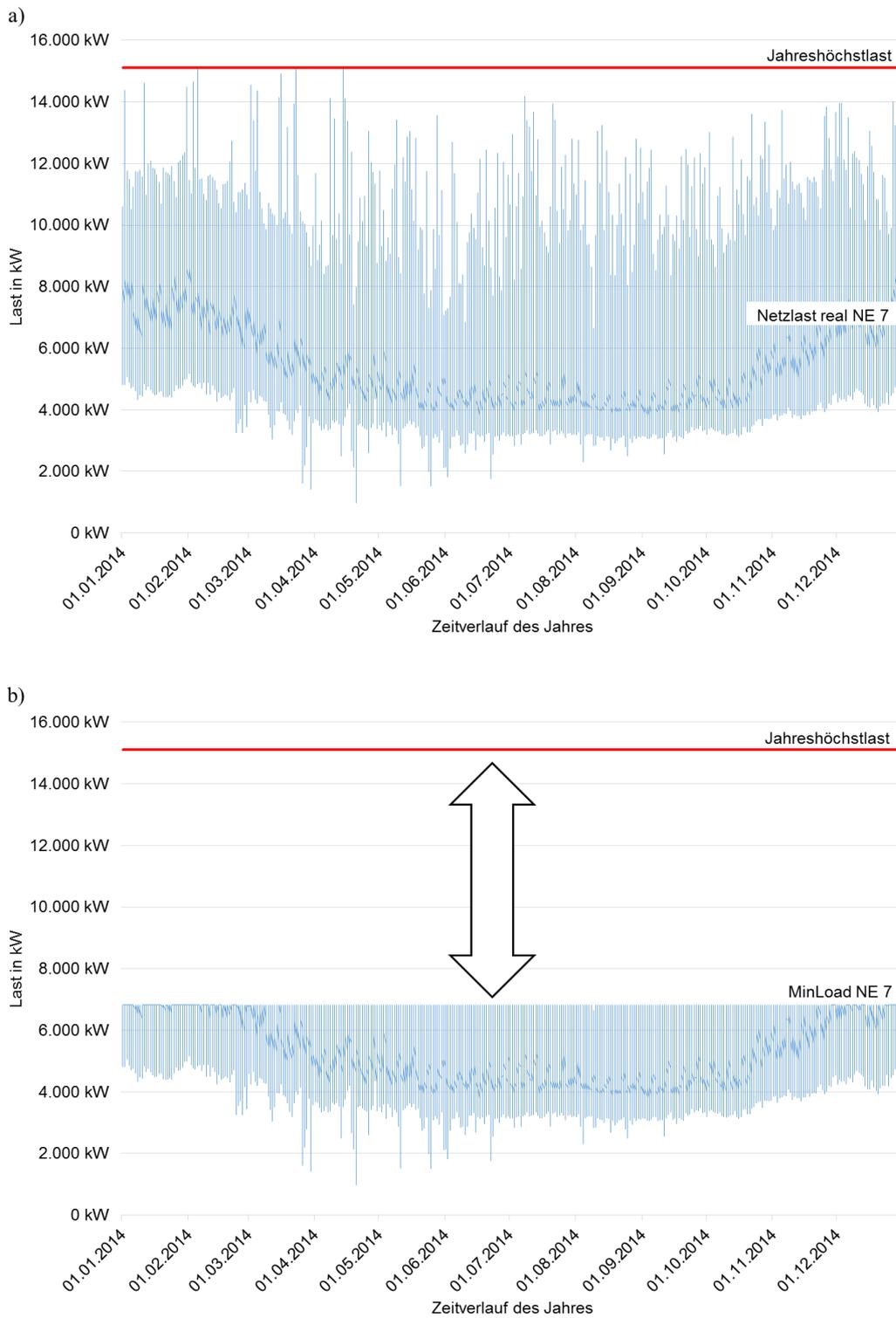


Abbildung 5-6: Schematische Darstellung der realen Netzlast 2014 in Netzebene 7 des Praxispartners: (a) Jahreshöchstlast (b) Differenz zwischen Jahreshöchstlast und Minimallast (MinLoad) [Eigene Darstellung]

Lösungsansatz

Ein Weg, um die Kombination aus niedrigen Netzkosten pro Einheit und geringen Stromkosten zu ermöglichen, ist die Installation von Stromspeichern sowohl auf der Erzeuger- als auch auf der Verbraucherseite. Durch den Betrieb von Speichern auf der Erzeugerseite kann der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom entweder in das Netz oder in den Speicher eingespeist werden, unabhängig vom aktuellen Verbrauch. Durch die Speicher auf der Verbraucherseite kann die benötigte Leistung entsprechend der aktuellen Nachfrage ausgeglichen werden, wodurch die Netzkosten auf einem geringeren Level gehalten werden.

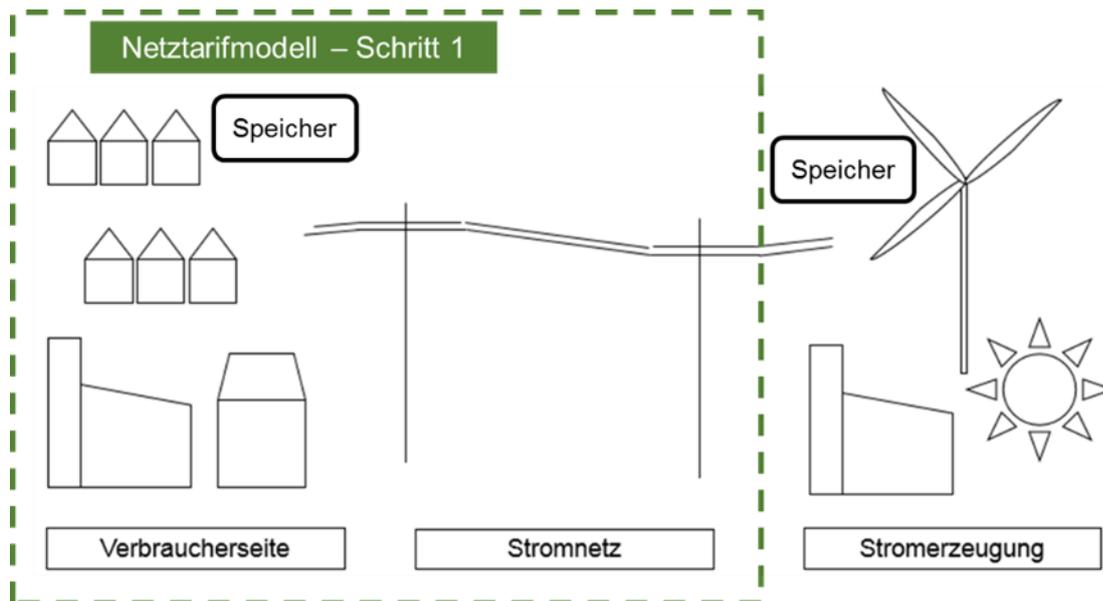


Abbildung 5-7: Schematische Abbildung des speicherbasierten Systems und des Untersuchungsrahmens [Eigene Darstellung]

Kapitel 5 analysiert im ersten Schritt das Preismodell, das die Netzkosten betrifft. Als Lastmanagementmaßnahme wird die Installation von Speichern auf der Verbraucherseite angenommen. Abbildung 5-7 stellt den speicherbasierten Lösungsansatz und den Untersuchungsrahmen des Tarifmodells dar, das sich MinLoad-Tarifmodell nennt.

Bevor die jeweiligen Netztarife in Kraft treten, müssen die Netzbetreiber in Deutschland ihr entsprechendes Preisblatt veröffentlichen. Grundlage für die Berechnung der Netzkosten ist die jeweilige Gewinn- und Verlustrechnung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres, § 4 Abs. 2 StromNEV. Das deutsche Anreizregulierungssystem sieht vor, dass die Bundesnetzagentur die von den Netzbetreibern angesetzten Netzkosten prüft und nach Genehmigung eine Erlösobergrenze für die jeweilige Regulierungsperiode festsetzt, § 6 ARegV. Zu Beginn des Forschungsprojekts war 2014 das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr, weswegen die Gewinn- und Verlustrechnung aus demselben Jahr als Basis für das MinLoad-Tarifmodell verwendet wird. Im Gegensatz zum aktuellen Tarifmodell besteht das MinLoad-Modell lediglich aus einer Tarifkomponente. Anstatt der aktuellen Unterscheidung in Grundpreis, Leistungspreis und Arbeitspreis decken zwei verschiedene Leistungspreistypen die Gesamtkosten im MinLoad-Tarifmodell ab. Um das Ziel einer höheren Infrastrukturauslastungsrate zu erreichen, beinhaltet das neue Tarifmodell einen Basisleistungspreis, der die minimalen Netzkosten pro Einheit repräsentiert. Für die Berechnung des jeweiligen Basisleistungspreises (B-LP) der verschiedenen Netzebenen (NE_x) gilt folgender Zusammenhang:

$$B-LP_{NE_x} [\text{€/kW}] = \text{Netzkosten}_{NE_x} [\text{€}] / \text{MinLoad}_{NE_x} [\text{kW}] \quad (5.4)$$

Wie in Formel (5.4) dargestellt werden die Netzkosten durch die minimal mögliche Last (MinLoad) geteilt, um den Basisleistungspreis zu berechnen. Die MinLoad wird bestimmt durch die Division der gesamten nachgefragten Energiemenge (in kWh) der jeweiligen Netzebene durch die maximale jährliche Benutzungsdauer von 8.760 Stunden. Das Ergebnis ist die kleinstmögliche erforderliche Auslegung des Stromnetzes, um die aktuelle Strommenge anbieten zu können, gesetzt dem Fall, dass die Auslastungsrate maximiert werden kann. Der beschriebene Zusammenhang ist in Formel (5.5) visualisiert:

$$\text{MinLoad}_{NE_x} [\text{kW}] = \text{Gesamtstrommenge}_{NE_x} [\text{kWh}] / 8.760 [\text{h}] \quad (5.5)$$

Tabelle 5.1: Kalkulation der jeweiligen MinLoad für die verschiedenen Netzebenen
[Eigene Darstellung]

Kalkulation der jeweiligen MinLoad			
Netzebene	Strommenge gesamt (A)	Max. Stunden pro Jahr (B)	MinLoad (A/B = C)
NE 5	165.523.059 kWh	8.760 h	18.895 kW
NE 6	23.911.269 kWh	8.760 h	2.730 kW
NE 7	60.994.143 kWh	8.760 h	6.963 kW
Σ	250.428.471 kWh	8.760 h	28.588 kW

Tabelle 5.1 zeigt die jeweils abgerufene gesamte Strommenge des Jahres 2014 der verschiedenen Netzebenen und die daraus resultierende MinLoad. Um die jeweiligen Netzkosten der unterschiedlichen Netzebenen zu berechnen, müssen zunächst die Komponenten der Erlösobergrenze gefiltert werden. Kosten für Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb werden separat erhoben und müssen von den zu verteilenden Netzkosten abgezogen werden.

§ 19 StromNEV sieht vergünstigte Netztarife für Verbraucher mit mehr als 7.000 Benutzungsstunden pro Jahr vor. Für die Berechnung des MinLoad-Tarifmodells werden die tatsächlichen Netzkosten anstelle des reduzierten Preises angesetzt. Als nächster Schritt werden die Kosten entsprechend der verursachenden Netzebenen aufgeteilt. Die Allokation der Gesamtkosten auf die einzelnen Netzebenen wird aus den Daten des Praxispartners übernommen. Der letzte Schritt ist das Subtrahieren der Kosten aus den vorgelagerten Netzebenen, die das von den Netzebenen 5, 6 und 7 verursachte Lastminimum übersteigen, von den jeweiligen Netzkosten. Wie in Abbildung 5-6 dargestellt sind das die Kosten, die durch die Reduktion der Lastspitze bis zum Lastminimum eingespart werden können. Der Betreiber der vorgelagerten Netzebene (NE 4) erhebt analog zum aktuellen Verteilnetz-Preismodell ebenfalls einen Leistungspreis. Die Gesamtleistungskosten sind definiert als das Produkt aus Jahreshöchstlast und Leistungspreis pro kW. Die Netzkosten, die der Verteilnetzbetreiber (und dadurch seine Kunden) an den Versorgungsnetzbetreiber zahlen, sind somit umso geringer, je niedriger die Lastspitze ausfällt. Um die Kosten der vorgelagerten Netzebene auf die jeweils verursachenden Netzebenen aufzuteilen, wird der Anteil des jeweiligen Beitrags zur Spitzenlast berechnet. Im Jahr 2014 wurde die Jahreshöchstlast von 40.000 kW am 23. Oktober um 12:00 Uhr abgerufen. Zu dieser Zeit trug die Netzebene 5 mit einem Anteil von 63 % am meisten zur Netzspitze bei. Netzebene 6 verursachte 12 % der Jahreshöchstlast;

25 % trug die Netzebene 7 bei. Entsprechend den Anteilen an der Jahreshöchstlast werden die Kosten der vorgelagerten Netzebene aufgeteilt.

$$\text{Netzkosten}_{\text{NE}_x} [\text{€}] = \text{Gesamtnetzkosten}_{\text{NE}_x} [\text{€}] - \text{Kosten der vorgelagerten Netzebenen}_{\text{NE}_x} [\text{€}] \quad (5.6)$$

Tabelle 5.2 zeigt die Kalkulation des Kostenansatzes für das MinLoad-Tarifmodell, die in Formel (5.6) definiert ist.

Tabelle 5.2: Kalkulation des Netzkostenansatzes für das MinLoad-Tarifmodell
[Eigene Darstellung]

Ausgangsbasis der Netzkosten für das Tarifmodell			
Netzebene	Gesamtkosten (A)	Leistungsanteil der Kosten der vorgelagerten Netzebene (B)	Kostenansatz für das Tarifmodell (A – B = C)
NE 5	3.428.800 €	717.500 €	2.711.300 €
NE 6	646.600 €	223.700 €	422.900 €
NE 7	2.775.700 €	326.300 €	2.449.400 €
Σ	6.851.100 €	1.267.500 €	5.583.600 €

Es ist kein realistisches Szenario, dass jeder einzelne Verbraucher zu jeder Zeit lediglich sein jeweiliges Lastminimum beziehen wird. Aufgrund dessen wird im MinLoad-Tarifmodell ein Straf-Leistungspreis (S-LP) eingeführt, um die Kunden anzureizen, ihr Lastniveau auf einem geringen Level zu halten, und um sicherzustellen, dass die gesamten Netzkosten durch das Tarifmodell abgedeckt werden. Der Straf-Leistungspreis ist definiert als der Leistungspreis der vorgelagerten Netzebene. Nach Abschluss jeden Jahres wird der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast evaluiert. Diejenigen Verbraucher, die zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast mehr als ihre MinLoad beziehen, tragen zur Lastspitze bei. Für die Leistung, die die MinLoad übersteigt, müssen die jeweiligen Verbraucher den Straf-Leistungspreis zahlen.

5.3 Einsatz eines speicherbasierten Lastmanagementsystems

Das MinLoad-Tarifmodell schafft Anreize, die Spitzenlasten zu reduzieren. Im Weiteren wird angenommen, dass die Lastmanagementziele durch den Einsatz eines speicherbasierten Systems erreicht werden. Haushaltskunden, definiert als die Kunden der Netzebene 7, sind der Untersuchungsgegenstand des 5. Kapitels. Das Ziel des Preissystems ist es, die Netzkosten pro Einheit durch die Steigerung der Auslastungsrate der Netzinfrastruktur zu reduzieren. Im Vergleich zu den höheren Netzebenen besteht in Netzebene 7 die niedrigste Auslastungsrate mit durchschnittlich etwa 40 % (NELSON & ORTON 2013). Der Grund für die unterschiedlichen Auslastungen sind die spezifischen Kundengruppen, die an die verschiedenen Netzebenen angeschlossen sind. Anschlussnehmer der Netzebene 7 sind hauptsächlich Haushalts- und kleinere Gewerbekunden, wohingegen die Kunden der Netzebenen 5 und 6 ausschließlich gewerblicher und industrieller Natur sind. Insbesondere die Industriekunden haben eine relativ kontinuierliche Nachfrage aufgrund ihrer Produktionsanlagen, die oftmals im Schichtbetrieb und deshalb fast durchgehend laufen. Kommerzielle Netznutzer erreichen deshalb Auslastungsraten zwischen 65 % und 70 % (NELSON & ORTON 2013).

Dahingegen variiert die Nachfragekurve von Privatkunden signifikant über den Verlauf des Tages und aufgrund von Heiz- bzw. Kühlgeräten über den Verlauf des Jahres. Das hohe Einsparpotenzial im Bereich der Haushaltskunden einerseits und andererseits die Möglichkeit, über die installierten Stromspeicher verhaltenssteuernde Informationen an die Verbraucher zu liefern, sind die Gründe für die Auswahl der Haushaltskunden als Untersuchungsgegenstand. Ist der Stromspeicher ausreichend geladen, wird für die vom Kunden bezogene Leistung der jeweilige Basis-Leistungspreis vom Verteilnetzbetreiber abgerechnet. Ruft der Verbraucher Leistung ab, obwohl der Speicher leer ist, besteht die Möglichkeit, dass er den Straf-Leistungspreis zahlen muss, sollte die Jahreshöchstlast des Gesamtverteilnetzes zur selben Zeit auftreten.

Da wie beschrieben die Effekte der Veränderungen des Lastverhaltens auf Netzebene 7 untersucht werden sollen, besteht die Annahme, dass es in den Lastverläufen der Netzebenen 5 und 6 zu keinen Änderungen kommt. Die Lastspitze des kombinierten Lastprofils der Netzebenen 5 und 6 wird als maximales Lastniveau festgesetzt. Im nächsten Schritt wird das kombinierte Lastprofil mit dem Lastprofil der Netzebene 7 aufgefüllt. Der restliche Lastverlauf (über dem festgesetzten Maximum) muss über die Stromspeicher abgedeckt werden. Abbildung 5-8 zeigt die Residuallast (rot) der Netzebene 7 auf Basis der Daten des Praxispartners. Die blaue Kurve stellt den Lastverlauf der Netzebenen 5 und 6 dar mit einer Maximallast von 30.500 kW.

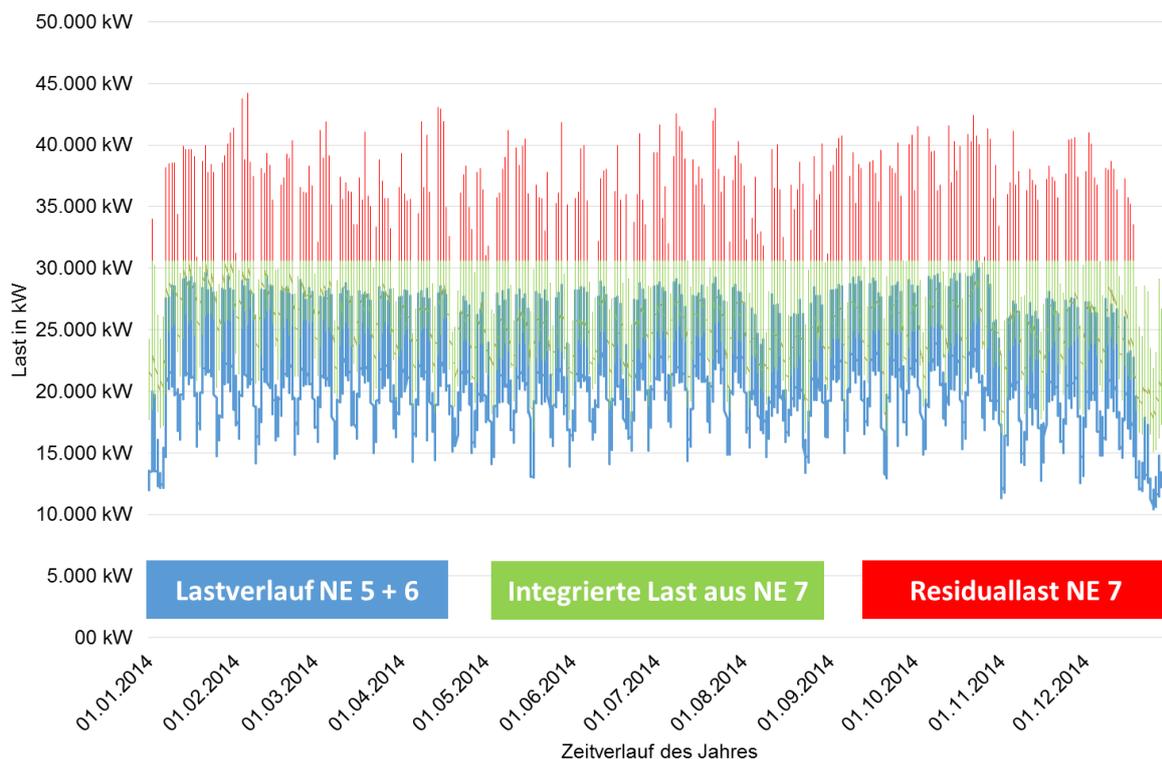


Abbildung 5-8: Darstellung der Residuallast aus Netzebene 7, die das Speichersystem abdecken muss [Eigene Darstellung]

Den in das kombinierte Lastprofil eingefüllten Teil des Lastgangs aus Netzebene 7 repräsentiert die grüne Linie. Der Unterschied zwischen dem erhöhten Strombedarf unter der Woche im Vergleich zu einem geringeren Bezug an den Wochenenden in den Netzebenen 5 und 6 wird aus der Grafik ebenfalls ersichtlich.

Im letzten Schritt wird die freie Kapazität unterhalb der festgelegten Maximallast durch die Subtraktion der nachgefragten Last und der Spitzenlast von 30.500 kW für jede Viertelstunde des Jahres berechnet. Auf dieser Basis kann über eine Iteration die erforderliche Speicherkapazität kalkuliert werden, die benötigt wird, um die gesamte Residuallast während eines Jahres abzudecken. Um zu ergründen, ob Stromspeicher für Privatkunden ein adäquater Lösungsansatz für die Etablierung eines Lastmanagementsystems und damit für die Reduktion von Lastspitzen sind, ist eine wirtschaftliche Bewertung des Ansatzes nötig. Die maximalen jährlichen Auszahlungen pro Einheit Speicherkapazität werden, wie in Formel (5.7) dargestellt, mithilfe der Division des Einsparpotenzials durch die erforderliche Speicherkapazität berechnet.

$$\begin{aligned} \text{Max. jährliche Auszahlungen pro Einheit Speicherkapazität [€/kWh*a]} &= \\ &= \text{Einsparpotenzial monetär [€/a]} / \text{Erforderliche Speicherkapazität [kWh]} \end{aligned} \quad (5.7)$$

Wie auch in Kapitel 4 wird die Kapitalwertmethode zur Berechnung der maximalen Anfangsinvestition pro Einheit Speicherkapazität verwendet. Diese ist in Formel (4.3) aufgeführt:

$$C_0 = -A_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(E_t - A_t)}{(1+i)^t} \quad (4.3)$$

Analog zu Kapitel 4.1 sind:

- C_0 der Kapitalwert zum Kalkulationszeitpunkt [€],
- A_0 die Anfangsinvestition zum Kalkulationszeitpunkt [€],
- E alle Einzahlungen im Rahmen der Investition [€],
- A alle Auszahlungen im Rahmen der Investition [€],
- i der Kalkulationszinssatz [%],
- t das jeweilige Jahr der Betrachtung.

Laut AfA-Liste beträgt die gewöhnliche Nutzungsdauer von Batteriespeichern 10 Jahre (BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN 2000), weshalb der Betrachtungshorizont ebenfalls auf 10 Jahre festgesetzt wird. Aufgrund der aktuellen Niedrigzinsphase und der Haushalte als Investoren wird ein Zinssatz von 2,5 % p. a. angenommen. Die Anfangsinvestition in ein Speichersystem ist nicht bekannt. Stattdessen wird der Kapitalwert gleich Null gesetzt und die maximal möglichen Anfangsinvestitionen berechnet.

5.4 Ergebnisse der Tarifmodellentwicklung

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Anwendung des Tarifmodells und des speicherbasierten Lastmanagementsystems vorgestellt. Nach der Evaluation der Effekte des Preissystems auf die Kunden des Verteilnetzbetreibers rücken die Effekte auf das Gesamtsystem in den Fokus der Untersuchung.

5.4.1 Das MinLoad-Tarifmodell

Wendet man die in Abschnitt 5.2 beschriebenen Methoden an, ist das hiernach beschriebene Modell das Ergebnis der Tarifentwicklung. Wie bereits erwähnt sind die Daten der Gewinn- und Verlustrechnung des Jahres 2014 die Grundlage der Modellentwicklung. Entsprechend wurden auch die Lastverläufe aus

demselben Jahr zur Berechnung der MinLoads verwendet. Im Gegensatz dazu wurde der Straf-Leistungspreis an das aktuelle Niveau angepasst.

Die Kosten der vorgelagerten Netzebene, die der Verteilnetzbetreiber an den Versorgungsnetzbetreiber (NE 4) zahlen musste, sind 2017 im Vergleich zum Vorjahr um 56 % gestiegen (BAYERNWERK NETZ GMBH 2016). Um die Entwicklung korrekt abzubilden, werden 114 €/kW als Straf-Leistungspreis angesetzt anstatt des deutlich geringen Leistungspreises aus 2014.

Tabelle 5.3: Das MinLoad-Tarifmodell
[Eigene Darstellung]

MinLoad-Tarifmodell				
Netzebene	Jeweilige Netzkosten (A)	Jeweilige MinLoad (B)	Basis- Leistungspreis (A/B = C)	Straf- Leistungspreis
NE 5	2.711.300 €	18.895 kW	143 €/kW	114 €/kW
NE 6	422.900 €	2.730 kW	155 €/kW	114 €/kW
NE 7	2.449.400 €	6.963 kW	352 €/kW	114 €/kW
∑	5.583.600 €	28.588 kW	195 €/kW	114 €/kW

Wie in Tabelle 5.3 dargestellt variiert der Basis-Leistungspreis von 143 €/kW für Kunden der Netzebene 5 bis zu 352 €/kW für Kunden der Netzebene 7. Anschlussnehmer der Netzebene 6 zahlen 155 €/kW als B-LP. Im Vergleich zum aktuellen Tarifmodell eliminiert das MinLoad-Tarifmodell den Grundpreis und den Arbeitspreis als Tarifkomponenten. Lediglich die unterschiedlichen Leistungspreise werden als Netzkosten erhoben. Der signifikant höhere Basis-Leistungspreis auf Netzebene 7 resultiert aus der geringen MinLoad, die die niedrige Auslastungsrate der Netzebene repräsentiert. Der Anreiz, Lastspitzen zu reduzieren, ist aufgrund dessen in der Gruppe der Haushaltskunden am höchsten, was mit der Idee der Einführung des speicherbasierten Lastmanagementsystems auf Netzebene 7 konform geht.

Im Vergleich zum aktuellen Tarifmodell fällt außerdem die Unterscheidung in unterschiedliche Benutzungsdauern (mehr oder weniger als 2.500 h pro Jahr) weg. Die Intention der Gesetzgeber hinter der Differenzierung ist ebenfalls die Steigerung der Auslastungsrate, da von Kunden mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden ein geringerer Leistungspreis erhoben wird. Der Straf-Leistungspreis im MinLoad-Tarifmodell verstärkt diesen Effekt, weil die tatsächlichen Verursacher der Netzspitzen für die entsprechenden Kosten aufkommen müssen und über die Berechnung der jeweiligen MinLoad die Auslastungsrate Berücksichtigung findet. Zusätzlich verhindert die verursachergerechte Kostenallokation die gegenseitige Subventionierung der verschiedenen Kunden.

Eine weitere Möglichkeit zum Ausbau des Tarifsystems ist die Einführung eines Bonussystems. Im Rahmen eines bilateralen Vertrages zwischen Verteilnetzbetreiber und Netzkunden mit Lastabschalt-Potenzialen kann geregelt werden, dass der Verteilnetzbetreiber in Spitzenlastzeiten Lasten des entsprechenden Kunden abschalten bzw. zurückfahren darf. Als Ausgleich und Entgelt für die vermiedene Leistung, die an den vorgelagerten Netzbetreiber hätte gezahlt werden müssen, erhält der Vertragspartner eine Bonuszahlung in Höhe des Straf-Leistungspreises pro Kilowatt abgeregelter Leistung. Infrage kommen beispielsweise Industriebetriebe mit Produktionsanlagen, die kurzfristig mit einer geringeren Leistung gefahren werden können.

Wie in Abschnitt 5.3 beschrieben wird als Lastmanagementsystem zur Erreichung der Spitzenlastreduktion die Installation von Stromspeichern auf Netzebene 7 festgelegt. Es gilt die Annahme, dass Änderungen im Verbraucherverhalten im Bereich Energieeffizienz vor allem durch technische Maßnahmen erreicht werden können, die keine Komfortverluste nach sich ziehen (POORTINGA et al. 2003). Folglich wird vorausgesetzt, dass die lastmanagementfähigen elektrischen Haushaltsgeräte (Kühlgeräte, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Spülmaschinen, etc.) mit automatischen Steuerungseinheiten ausgestattet sind, die sich selbst regeln und bei Bedarf manuell übersteuert werden können. Der Ladezustand des Speichers wird als verhaltenssteuernde Information für die automatischen Haushaltsgeräte und ebenso für den Kunden genutzt. Zur Berechnung der erforderlichen Speicherkapazität wird ein entsprechend großer Stromspeicher zur Abschätzung angenommen. Das festgesetzte Lastmaximum des kombinierten Lastprofils aus den Netzebenen 5 und 6 beträgt 30.500 kW (siehe Kapitel 5.3). Die Spitzenlast der Residuallast aus Netzebene 7 beträgt 13.600 kW. Kann die gesamte Spitzenlast vom Speicher abgedeckt werden und die Gesamlastspitze entsprechend reduziert werden, sinken die jährlichen Netzkosten auf Verteilnetzebene um 1.550.400 € [= 13.600 kW * 114 €/kW (S-LP)]. Gemäß dem Speichermodell wird eine Kapazität von 2.970.000 kWh benötigt, um die gesamte Netzspitze der Residuallast abfahren zu können. Die Anwendung der Kapitalwertmethode ermöglicht die Berechnung der maximalen Anfangsinvestition in das Speichersystem wie in Formel (4.3) dargestellt:

$$C_0 = -A_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(E_t - A_t)}{(1+i)^t}$$

Zur Berechnung der Anfangsinvestition wird der Kapitalwert wie folgt gleich Null gesetzt:

$$A_0 = \sum_{t=1}^n \frac{(E_t - A_t)}{(1+i)^t}$$

Mit dem festgelegten Kalkulationszinssatz von 2,5 % p. a. und dem Betrachtungshorizont von 10 Jahren ergibt sich die anschließende Berechnung der maximal möglichen Anfangsinvestition:

$$A_0 = 1.550.400 \text{ €} * (1,025)^{-1} + 1.550.400 \text{ €} * (1,025)^{-2} + 1.550.400 \text{ €} * (1,025)^{-3} + 1.550.400 \text{ €} * (1,025)^{-4} + 1.550.400 \text{ €} * (1,025)^{-5} + 1.550.400 \text{ €} * (1,025)^{-6} + 1.550.400 \text{ €} * (1,025)^{-7} + 1.550.400 \text{ €} * (1,025)^{-8} + 1.550.400 \text{ €} * (1,025)^{-9} + 1.550.400 \text{ €} * (1,025)^{-10} = 13.569.200 \text{ €}$$

Die Berechnung zeigt, dass aktuell 13.569.200 € in ein Speichersystem investiert werden können, um die Spitzenlastreduktion zu erreichen. Nach Anwendung von Formel (5.7) zeichnen sich folgende maximal möglichen Speicherkosten pro Einheit ab:

$$\begin{aligned} \text{Max. jährliche Auszahlungen pro Einheit Speicherkapazität [€/kWh*a]} &= \\ &= \text{Einsparpotenzial monetär [€/a]} / \text{Erforderliche Speicherkapazität [kWh]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Max. jährliche Auszahlungen pro Einheit Speicherkapazität [€/kWh*a]} &= \\ &= 13.569.200 \text{ €} / 2.970.000 \text{ kWh} = 4,57 \text{ €/kWh} \end{aligned}$$

Es zeigt sich, dass eine maximale Anfangsinvestition von 4,57 €/kWh deutlich zu gering ist im Vergleich zu den aktuell gültigen, durchschnittlichen Marktpreisen für Stromspeicher, die zwischen 361 €/kWh und 1.705 €/kWh liegen (NYKVIST & NILSSON 2015, SETZERMANN 2017, SCHMIDT et al. 2017). Es gilt

allerdings zu beachten, dass lediglich die eingesparten Netzkosten in der Berechnung der Einsparpotenziale berücksichtigt wurden, nicht aber reduzierte Stromkosten und mögliche staatliche Förderungen. Als erstes Ergebnis der Speicheruntersuchung lässt sich festhalten, dass es aufgrund der hohen benötigten Kapazität extrem teuer ist, die gesamte Netzspitze mit einem Speichersystem abzufahren. Dennoch sind im Fall des Praxispartners jährliche Einsparungen von 1.550.400 € an Netzkosten durch eine Reduktion der Lastspitze in der Netzebene 7 zu erwarten. Ein kleinerer Speicher kombiniert mit einem Energieerzeugungssystem (bspw. Notstromaggregat oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlage) könnte als Alternative zum reinen Speichermodell dienen. Falls lediglich 80 % der Lastspitze vom Stromspeicher abgedeckt werden müssen, würde eine Speicherkapazität von 441.000 kWh ausreichen. Die restlichen 20 % der Netzspitze müssten z. B. durch den Einsatz eines Notstromaggregates abgefahren werden. Dadurch würden die maximalen Anfangsinvestitionen pro Speichereinheit signifikant ansteigen. Jedoch müssen in diesem Fall die Anfangsinvestitionen für das Notstromaggregat mitberücksichtigt werden. Zusätzliche Einsparungen in Form von Stromkosten sind wie erwähnt nicht Teil der Berechnungen.

5.4.2 Auswirkungen des Tarifmodells auf die individuellen Kunden(-gruppen)

Nachfolgend werden die Auswirkungen des MinLoad-Tarifmodells auf die individuellen Kunden evaluiert. Bei der Anwendung des Preismodells kalkuliert der Verteilnetzbetreiber für jeden Kunden die individuelle MinLoad. Auf Basis der Vorjahresabrechnung wird dazu die Gesamtmenge an bezogener Energie durch die 8.760 möglichen Stunden eines Jahres dividiert.

Neben den in Kapitel 3.5 definierten lastgemessenen Beispielkunden wird zur Bewertung der Auswirkungen des Tarifmodells zusätzlich ein typischer Haushaltskunde ausgewählt, der die nicht lastgemessenen Kunden repräsentiert. Laut dem Monitoringbericht Energie der Bundesnetzagentur beträgt der repräsentative Durchschnittsverbrauch von Haushaltskunden 3.345 kWh (BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN & BUNDESKARTELLAMT 2019). Die MinLoad beträgt 0,4 kW [= 3.345 kWh / 8.760 h]. Die Jahreshöchstlast wird ermittelt, indem die Abnahmemenge (3.345 kWh) über das H0-Standardlastprofil ausgerollt wird. Sie beträgt 0,9 kW. Zur Berechnung des Einsparpotenzials wird davon ausgegangen, dass der jeweilige Kunde nur seine entsprechende MinLoad bezieht oder dass die Spitzenlast des Kunden nicht mit der Gesamlastspitze des Verteilnetzes zusammenfällt und er deshalb keinen Straf-Leistungspreis zahlen muss.

Wird nach dem *MinLoad-Tarifmodell* abgerechnet, erhebt der Verteilnetzbetreiber von den Verbrauchern den Basis-Leistungspreis für die spezifische MinLoad:

$$\begin{aligned} \text{Netzentgelt des Beispielkunden NE } 7_1 \text{ [€]} &= \text{MinLoad [kW]} * \text{B-LP}_{\text{NE7}} \text{ [€/kW]} & (5.8) \\ \text{Netzentgelt des Beispielkunden NL } 7_1 &= 0,4 \text{ kW} * 352 \text{ €/kW} = 141 \text{ €} \end{aligned}$$

Wird im Vergleich dazu nach dem *aktuellen Tarifmodell* abgerechnet, hat ein nicht lastgemessener Kunde der Netzebene 7 einen Grundpreis von 20 € pro Jahr und einen Arbeitspreis von 4,11 Ct/kWh (vgl. Tabelle 4.1) zu zahlen. Die Netzentgelte des Beispielkunden NE 7₁ berechnen sich wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{Netzentgelte des Beispielkunden NE } 7_1 \text{ [€]} &= \text{Strommenge [kWh]} * \text{AP}_{\text{NE7}} \text{ [€/kWh]} + \text{GP}_{\text{NE7}} \\ &= 3.345 \text{ kWh} * 0,0411 \text{ €/kWh} + 20 \text{ €} = 157 \text{ €} \end{aligned}$$

Trägt der Beispielkunde nicht zur Lastspitze des Verteilnetzes bei, beträgt das Einsparpotenzial 16 € pro Jahr bei Anwendung des MinLoad Tarifmodells. Fällt die Jahreshöchstlast des Beispielkunden von

0,9 kW mit der Gesamtnetzspitze zusammen, erhebt der Verteilnetzbetreiber zusätzlich den Straf-Leistungspreis für die Last, die seine MinLoad im Moment der Lastspitze übersteigt.

$$\begin{aligned}
 & \text{Netzentgelt des Beispielkunden NE 7}_1 \text{ [€]} = \\
 & = \text{MinLoad [kW]} * \text{B-LP}_{\text{NE7}} + (\text{Jahreshöchstlast} - \text{MinLoad}) \text{ [kW]} * \text{S-LP}_{\text{NE7}} \text{ [€/kW]} = \quad (5.9) \\
 & = 0,4 \text{ kW} * 352 \text{ €/kW} + (0,9 \text{ kW} - 0,4 \text{ kW}) * 114 \text{ €/kW} = 141 \text{ €} + 57 \text{ €} = 198 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Im dem Fall, dass der Kunde voll zur Gesamlastspitze beiträgt, steigen seine Netzentgelte signifikant auf nunmehr 198 € pro Jahr an, was einer Steigerung von 41 €, bezogen auf das aktuelle Tarifmodell, gleichkommt. Der mögliche extreme Entgeltanstieg impliziert einen starken Anreiz, das Lastprofil zu glätten und dadurch das Beitragen zur Gesamlastspitze zu vermeiden. Analog zum Vergleich der Netzentgelte für Beispielkunde NE 7₁ werden die Netzentgelte für die Beispielkunden der unterschiedlichen Netzebenen berechnet.

Tabelle 5.4 zeigt die Charakteristika der untersuchten Beispielkunden, die Netzkosten, die sie im aktuellen Tarifmodell zu zahlen haben, und die möglichen Einsparpotenziale durch die Verwendung des MinLoad-Tarifmodells. Es stellt sich heraus, dass Kunden mit Jahresbenutzungsdauern über 2.500 Stunden höhere Einsparpotenziale heben können als Kunden mit einer geringeren Anzahl an Jahresnutzungstunden. Dieser Effekt rührt aus dem Ansinnen des MinLoad-Tarifmodells, höhere Auslastungsraten zu forcieren. Es verzichtet auf eine feste Differenzierungsgrenze für die Jahresbenutzungsdauer und intensiviert dadurch den Effekt der höheren Netzentgelte für Kunden mit geringeren Auslastungsraten durch den Einsatz individuell berechneter MinLoads.

Tabelle 5.4: Einsparpotenziale der Beispielkunden aufgrund des MinLoad-Tarifmodells im Vergleich zum aktuellen Tarifmodell [Eigene Darstellung]

Einsparpotenziale der Beispielkunden								
Netzebene	Beispielkunde	Jährliche Benutzungsdauer	Bezogene Strommenge (kWh)	Jahreshöchstlast (kW)	MinLoad (kW)	Aktuelles Tarifmodell	MinLoad-Tarifmodell	Einsparpotenzial
NE 5	NE5 ₁	>= 2500 h/a	959.207 kWh	1.210 kW	109 kW	100.109 €	15.712 €	84.397 €
	NE5 ₂	< 2500 h/a	959.207 kWh	1.210 kW	109 kW	38.620 €	15.712 €	22.908 €
NE 6	NE6 ₁	>= 2500 h/a	563.244 kWh	285 kW	64 kW	26.921 €	9.962 €	16.959 €
	NE6 ₂	< 2500 h/a	563.244 kWh	285 kW	64 kW	22.251 €	9.962 €	12.290 €
NE 7	NE7 ₂	>= 2500 h/a	143.680 kWh	110 kW	16 kW	9.826 €	5.770 €	4.056 €
	NE7 ₃	< 2500 h/a	143.680 kWh	110 kW	16 kW	5.934 €	5.770 €	164 €

Tabelle 5.4 macht außerdem deutlich, dass Kunden mit derselben MinLoad denselben Basis-Leistungspreis zahlen. Der Unterschied zwischen den Netzentgelten entsteht erst, wenn ein individueller Kunde zur Gesamlastspitze des Verteilnetzes beiträgt. Wie bereits beschrieben teilt das MinLoad-Tarifmodell die zusätzlichen Netzkosten aufgrund höherer Lastspitzen auf die verantwortlichen Netzkunden auf. Der grüne Teil der Balken in Abbildung 5-9 veranschaulicht die möglichen niedrigen Netzentgelte, die diejenigen Kunden zahlen, die eine Reduktion der Jahreshöchstlast bzw. eine Verschiebung weg vom Zeitpunkt der Gesamlastspitze des Verteilnetzes erreichen. Der orange Balken entspricht dem maximalen Straf-Leistungspreis, den die Kunden zu leisten haben, falls sie mit ihrer Spitzenlast voll zur Jahreshöchstlast des Gesamtverteilnetzes beitragen. Der Anreiz, die jeweilige Spitzenlast zu reduzieren, geht

aus der Abbildung deutlich hervor. Die rote Linie zeigt die Netzentgelte der Beispielkunden im aktuell gültigen Tarifmodell an.

Zusammengefasst kann als zweites Ergebnis festgehalten werden, dass das MinLoad-Tarifmodell die Kunden anreizt, Lastspitzen zu senken und den eigenen Lastverlauf zu glätten. Bei der Anwendung des MinLoad-Tarifmodells können die Netzkunden ihre Netzentgelte direkt senken, wenn sie nicht (voll) zur Gesamlastspitze beitragen. Jedoch müssen diejenigen Kunden die zusätzlichen Netzkosten tragen, die sie durch Netzspitzen verursachen – gemäß dem Polluter Pays Principle. Die Nutzung der Strom-

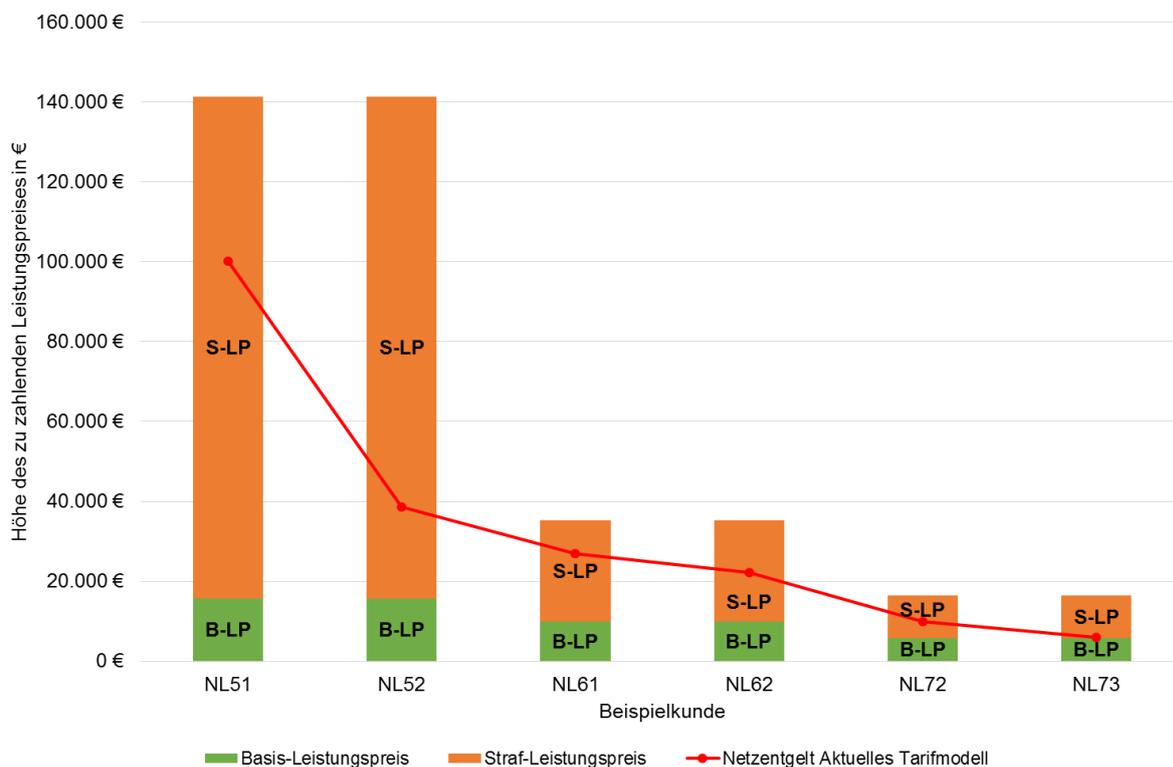


Abbildung 5-9: Unterschied zwischen Basis- (B-LP) und Straf-Leistungspreis (S-LP) der Beispielkunden [Eigene Darstellung]

speicher als Lastmanagementinstrument bietet den Vorteil, dass verhaltenssteuernde Informationen direkt an die Nutzer übertragen werden können, um die Spitzenlastreduktion zu erreichen. Bedenkt man allerdings die Anfangsinvestition in die Speichertechnologie, die aktuell die Einsparungen aus den Netzkosten übersteigen, so können alternative Lastmanagementmaßnahmen derzeit attraktiver sein. Gewerbliche Kunden im Lebensmittelsektor könnten beispielsweise in neue Kühltechnologien investieren, in die Lastmanagement-Applikationen integriert sind (BECKER 2009). Daneben sind gemeinsame Lastmanagementmaßnahmen von Industrie und Verteilnetzbetreiber überlegenswert, um Einsparpotenziale zu heben. So könnten die Industriekunden von sinkenden Netzentgelten und der jeweilige Verteilnetzbetreiber von einer steigenden Versorgungssicherheit profitieren. Durch die Einführung des MinLoad-Tarifmodells mit signifikanten Anreizen zur Reduktion der Spitzenlast wird sich im Laufe der Zeit die effizienteste Lastmanagementtechnologie (oder eine Kombination aus mehreren Technologien) herauskristallisieren.

5.4.3 Auswirkungen des Tarifmodells auf das Gesamtsystem

Das entwickelte Tarifmodell ermöglicht die Realisierung des berechneten Einsparpotenzials und die verursachergerechte Allokation der Netzkosten. Auf Seiten des Versorgungsnetzbetreibers (Netzebene 4) entsteht durch die verringerten Einzahlungen an Netzentgelten allerdings ein Defizit in entsprechender Höhe, wenn die Jahreshöchstlast reduziert werden kann. Im Fall, dass die gesamte berechnete Spitzenlastreduktion von 13.600 kW (siehe Kapitel 5.3) durch die Verteilnetzkunden erreicht werden kann, sinken die Einnahmen des Betreibers der Netzebene 4 um 1.550.400 € [= 13 600 kW * 114 €/kW] pro Jahr. Mit einem Zeitverzug von zwei Jahren ist der Versorgungsnetzbetreiber nach den gesetzlich gültigen Rahmenbedingungen (§ 5 ARegV) berechtigt, den Fehlbetrag über eine Steigerung der Netzentgelte auf die Gesamtheit der Netznutzer aufzuteilen. Obwohl die Gesamtkosten des Versorgungsnetzes gleich bleiben (5.027.400 €), wird im angeführten Beispiel die Summe der Jahreshöchstlasten durch die Lastmanagementmaßnahmen von 44.100 kW auf 30.500 kW gesenkt. Das heißt, dass die Netzkosten auf die verbleibende Jahreshöchstlast aufgeteilt werden müssen. Der Preis pro Einheit steigt dadurch von 114 €/kW auf 165 €/kW [= 5.027.400 € / 30.500 kW]. Folglich verringern sich einerseits die Einsparpotenziale der einzelnen Kunden, wohingegen auf der anderen Seite die Anreize, die Lastspitzen zu senken, ansteigen. Im Zeitverlauf führt diese Kombination dazu, dass die Einsparpotenziale gegen Null gehen oder sogar negativ werden – analog zu den Ergebnissen aus Kapitel 4.

Deshalb gilt es als drittes Ergebnis der Untersuchung festzuhalten, dass das Tarifmodell einen zweistufigen Ansatz erfordert. Im ersten Schritt können die Netzkosten als Steuerungssignal des Lastmanagementsystems genutzt werden. Im zweiten Schritt müssen die Energieerzeugungskosten in den Fokus rücken, um die erklärten Ziele erreichen zu können.

5.5 Fazit aus der Entwicklung des Netztarifmodells

Insgesamt lassen sich die Vorteile des MinLoad-Tarifmodells folgendermaßen zusammenfassen: Aufgrund der Steigerung der Auslastungsraten der bereits bestehenden Netzinfrastruktur kann eine Reduktion der Netzkosten pro Einheit gewonnen werden. Außerdem können zukünftige Preissteigerungen auf Verteilnetzebene auf einem geringeren Level gehalten werden, indem ein zusätzlicher Netzausbau (zum Teil) vermieden wird. Aufgrund des derzeit geplanten Netzausbaus im Bereich der Übertragungsnetze (BNETZA 2017c) sind steigende Netzentgelte in den entsprechenden Netzebenen zu erwarten. Diese höheren Übertragungsnetzkosten betreffen als Teil des Endverbraucher-Strompreises wiederum die Gesamtheit der Netznutzer.

Die Anwendung des MinLoad-Tarifmodells ermöglicht es dem Verteilnetzbetreiber, einen Standortvorteil durch zumindest geringere Verteilnetzkosten für sein jeweiliges Versorgungsgebiet zu kreieren. Des Weiteren kann das Ziel der verursachergerechten Aufteilung der Netzkosten nach dem Polluter Pays Principle erreicht werden. Im MinLoad-Tarifmodell zahlen die Kunden für die Netzkosten, die sie verursachen. Allerdings gilt es auch als Ergebnis festzuhalten, dass ein reines speicherbasiertes Lastmanagementsystem aktuell nicht ausschließlich über eingesparte Netzkosten finanziert werden kann. Die gesamten residualen Netzspitzen abzudecken ist extrem teuer. Eine Kombination aus verschiedenen Lastmanagementmaßnahmen sowohl auf der Verbraucher- als auch auf der Erzeugerseite kann im Moment ein effizienterer Ansatz sein. Die Einführung des drohenden Straf-Leistungspreises für Spit-

zenlastverursacher führt dazu, dass das MinLoad-Tarifmodell die Entwicklung von effizienten Lastmanagementmaßnahmen und -technologien fördert. Wenn das speicherbasierte Lastmanagementsystem wirtschaftlich vorteilhaft ist, darf die Stromerzeugung flexibler und zunehmend fluktuierender werden. Dieser Effekt begünstigt die Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze.

Im nächsten Schritt des Forschungsprojekts gilt es, die Energieerzeugerseite zu betrachten. Dabei ist es erforderlich, die Interdependenzen zwischen dem Netztarifmodell und dem Stromgestehungskostenmodell zu analysieren. In einer weiterführenden Studie wird das wirtschaftliche Optimum zwischen Netzausbau und Lastmanagementtechnologien gefunden werden müssen. Jedoch ist für eine derartige Untersuchung eine solide Datenbasis zu Stromspeicherkosten und den entsprechenden technischen Potenzialen erforderlich. Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass die in Kapitel 4 ausgearbeiteten Interdependenzen zwischen dem Einsparpotenzial der einzelnen Netznutzer(-gruppen) auf der einen Seite und der Gesamtheit der Netznutzer innerhalb des Versorgungsgebietes des Verteilnetzbetreibers auf der anderen Seite analog für die individuellen Verteilnetzbetreiber und die Gesamtheit der Verteilnetzbetreiber innerhalb eines Versorgungsnetzgebietes gelten. Die Auswirkungen des Tarifmodells auf die vorgelagerten Netzwerkebenen zu untersuchen, bietet Potenzial für weiterführende Studien.

Abschließend kann gesagt werden, dass die Einführung eines Tarifmodells wie das MinLoad-Preissystem ein intelligentes Stromnetz inklusive Smart -Meter- und Smart-Home-Applikationen erfordert. Flexibilität ist das Gebot des Tages, wie auch Auer & Haas in ihrem 2016 veröffentlichten Paper argumentieren (AUER & HAAS 2016).

Publikationen:

Gruber, M., Röder, H., Haber, A., Mayer, W. (2017): Lastmanagement auf Verteilnetzebene: Einsparpotenzial für Kunden und Netzbetreiber? Ein Beispiel in Deutschland. *10. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU Wien, 15. – 17.02.2017, Wien, Österreich*

Gruber, M., Behringer, L., Röder, H., Mayer, W. (2017): Load Management at Distribution Grid Level: A Pricing Model following the ‚Polluter Pays Principle‘. *15th IAEE European Conference 2017, 03. - 06.09.2017, Vienna, Austria*

6 Entwicklung eines Stromgestehungskostenmodells zur Spitzenlastproduktion auf Verteilnetzebene

In den vorangehenden Kapiteln wurden das netzseitige Einsparpotenzial durch Lastmanagementmaßnahmen und die Schaffung von Anreizen über ein Tarifmodell für Netzentgelte analysiert. In den Fokus dieses Kapitels rückt die Stromerzeugerseite, die im Hinblick auf Einsparpotenziale durch Lastmanagement untersucht wird. Im Vergleich zum Netztarifmodell betrachtet Kapitel 6, wie in Abbildung 6-1 dargestellt, das Zusammenspiel aus Stromnetz und Stromerzeugung.

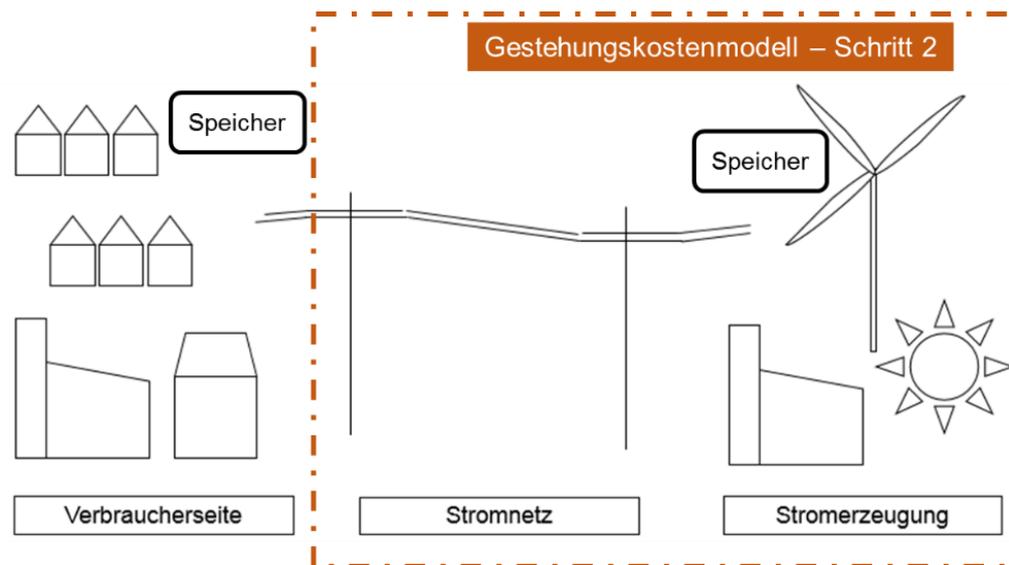


Abbildung 6-1: Zusammenführung der beiden Modellteile Netztarifmodell und Modell der Stromgestehungskosten
[Eigene Darstellung]

Der deutsche Strompreis ist geprägt von Steuern, Umlagen und nicht eingepreisten Kosten. Mit rund 54 % und damit mehr als der Hälfte schlagen die Stromsteuer, die Umsatzsteuer, die EEG-Umlage, der KWK-Aufschlag, die Offshore-Haftungsumlage und die Umlage nach § 19 Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) zusammen mit der Konzessionsabgabe am Haushaltsstrompreis 2016 zu Buche (BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. 2016).

Die genannten Umlagen und Aufschläge dienen zur Finanzierung des Umbaus der deutschen Stromerzeugung weg von fossilen, CO₂-emittierenden Kraftwerksanlagen hin zur Stromproduktion auf Basis regenerativer Energien. Zusätzlich bestehen Kosten, die nicht im Strompreis enthalten sind, sondern von der Gesellschaft in Form von staatlichen Ausgaben getragen werden. Dazu zählen unter anderem die Kosten für den CO₂-Ausstoß, der von den fossilen Kraftwerken verursacht wird und dessen Schäden von der (zukünftigen) Gesellschaft getragen werden müssen. Im Bereich der Atomkraft fallen außerdem die Kosten für die Standortsuche, den Betrieb, die Sanierung und die Schließung von Atommüllendlagern oder Ausgaben zum Ausgleich der Schäden in der Land- und Forstwirtschaft aufgrund des Tschernobyl-Unfalls an (FORUM ÖKOLOGISCH-SOZIALE MARKTWIRTSCHAFT E.V. 2010). Durch diese unterschiedlichen staatlichen Eingriffe ergibt sich eine Verzerrung auf dem Strommarkt, infolgedessen Preissignale nicht unmittelbar die Realität abbilden und deshalb ihre Wirkung verfehlen.

Der Umbau des deutschen Energieversorgungssystems, weg vom Einsatz fossiler und nuklearer Brennstoffe hin zur Energieerzeugung aus regenerativen Quellen, ist von den Bundesregierungen in Form des

Atomausstieg und der Energie- und Klimaschutzziele beschlossen worden. Obwohl die Stromproduktion durch erneuerbare Energien betriebs- und volkswirtschaftlich betrachtet aktuell vermeintlich höhere Kosten verursacht als konventionelle Kraftwerke, ist deren Einsatz in Deutschland gesellschaftlich gewünscht. Mit steigenden Brennstoffpreisen und Kostensenkungen im Bereich der erneuerbaren Energien durch den technologischen Fortschritt und Lernkurveneffekte kann sich die Kostensituation in Zukunft ändern. KOPP et al. (2012) beschreiben die in der Abbildung 6-2 dargestellte Entwicklung der Stromgestehungskosten auf Basis der Leitstudie 2010 (NITSCH et al. 2010), die das Bundesumweltministerium in Auftrag gegeben hatte. Laut ihrer Prognose werden die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien in den 2030er Jahren unter die der fossilen Stromproduktion fallen, sofern die Kosten für fossile Brennstoffe im prognostizierten Mittel ansteigen. Je nachdem wie stark die Kostensteigerung ausfällt, erreichen die Stromgestehungskosten der regenerativen Quellen früher oder später das Niveau der fossilen Erzeugung. Die Senkung der Einspeisevergütung für PV-Freiflächenanlagen in Deutschland von 40 Cent/kWh im Jahr 2005 (FRAUNHOFER ISE 2015) auf 5,66 Cent/kWh im Jahr 2017 (BNETZA 2017a) lässt die Einschätzung zu, dass das Erreichen des Kostenniveaus von fossilen Stromgestehungskosten eher zu erwarten sein kann als in KOPP et al. (2012) angenommen.

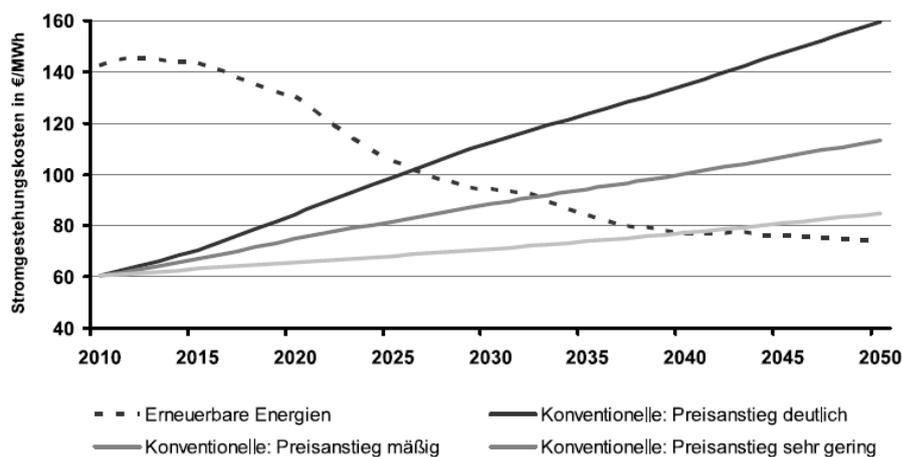


Abbildung 6-2: *Entwicklung der Stromgestehungskosten von erneuerbaren und konventionellen Energien im Zeitverlauf*
[KOPP et al. 2012]

Ein weiteres Ergebnis der Studie von KOPP et al. (2012) ist, dass sich die erneuerbaren Energien zur Stromproduktion durch Erlöse auf dem grenzkostenbasierten Strommarkt allerdings auch in Zukunft nicht wirtschaftlich betreiben lassen. Der Grund dafür liegt zum einen am Rückgang des Börsenpreises durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien mit Grenzkosten nahe Null. Zum anderen kann die Stromproduktion durch regenerative Energien wie Sonne und Wind nicht gesteuert werden, weshalb zunehmend auch dann Strom produziert wird, wenn keine Nachfrage herrscht. Das führt dazu, dass die Erlöse für den Überschussstrom sehr gering, wenn nicht sogar negativ sind. (KOPP et al. 2012)

Das Ziel dieses Teilprojekts ist es zu untersuchen, wann und unter welchen Rahmenbedingungen der Einsatz von erneuerbaren Energien in einem abgegrenzten Versorgungsgebiet zur Spitzenlastproduktion wirtschaftlicher ist als der Einsatz von fossilen Kraftwerken. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Strombezug aus dem vorgelagerten Netz auf das Minimum beschränkt wird. Der restliche Bedarf wird

aus Stromerzeugungsanlagen bzw. Speichern vor Ort gedeckt. Daraus lässt sich für lokale Energieversorgungsunternehmen wie Stadtwerke ableiten, wann und ob die Investition in Stromspeichertechnologien zum Lastmanagement sinnvoll sein kann. Als Annahme für das Gesamtsystem gilt, dass keine Umlagen erhoben werden. Stattdessen stehen die einzelnen Technologien mit ihren Gesteungskosten ohne Steuern und Umlagen untereinander im Wettbewerb. Untersuchungsgegenstand ist weiterhin der typische städtische Verteilnetzbetreiber in Deutschland, der als Praxispartner fungiert, und dessen Versorgungsgebiet.

6.1 Modellaufbau und Ausgangsbasis

Im Folgenden werden die Grundprinzipien des Gesteungskostenmodells erklärt und die Datengrundlage beschrieben. Das Modell ist zweistufig aufgebaut. Im ersten Schritt wird die Frage geklärt, ob die fossile Spitzenlastproduktion vor Ort wirtschaftlicher sein kann als der Bezug der gesamten Strommenge aus dem vorgelagerten Netz. Im zweiten Schritt wird untersucht, wann und unter welchen Rahmenbedingungen der Einsatz von erneuerbaren Energien zur Spitzenlasterzeugung wirtschaftlicher ist als der Einsatz des fossilen Kraftwerks. Sobald die Gesteungskosten dieser Technologien unter die des fossilen Kraftwerks fallen, wird Erzeugungskapazität aufgebaut. Der Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien zu Marktpreisen wird hier weiterhin zugrunde gelegt.

Aufgrund des beschlossenen Atomausstiegs (§ 7 Atomgesetz) und der Klimaschutzziele der Bundesregierung (BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE 2010) ist davon auszugehen, dass weder Atom- noch Kohlestrom auf Dauer eingesetzt und deshalb nicht zukunftsfähig sind. Stattdessen werden im Modell Erdgaskraftwerke als fossile Erzeugungsanlagen sowohl vor Ort als auch im übergeordneten Versorgungsgebiet angenommen. Als erneuerbare Energien dienen Onshore-Windenergieanlagen und PV-Freiflächenanlagen der Untersuchung. Diese Technologien werden deshalb als Repräsentanten der erneuerbaren Energien ausgewählt, weil vor allem Wind und PV neben der Verstromung von Biomasse maßgebend an der regenerativen Stromproduktion in Deutschland beteiligt sind (SINN 2017). Der Gesamtanteil der beiden Formen an der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien betrug 61,9 % im Jahr 2016 (UBA 2017).

Biogene Rohstoffe und Wasserkraft werden im ausgewählten Versorgungsgebiet aktuell nicht zur Stromproduktion eingesetzt. Aufgrund dessen finden diese beiden Technologien im Gesteungskostenmodell nicht direkt Betrachtung. Deren Wirtschaftlichkeit kann aber aus der Berechnung der Gesteungskosten der fossilen Stromerzeugung im Modell abgeleitet werden, da beide Technologien zumindest bis zu einem gewissen Grad flexibel regelbar sind und deswegen als Substitute für fossile Kraftwerke angesehen werden können. Über die maximal möglichen Anfangsinvestitionen lässt sich ableiten, wie hoch die Kosten für Biomasse- oder Wasserkraftwerke bzw. Kraftwärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) sein dürfen. Das Modell ist so aufgebaut, dass das Befüllen mit Daten zu anderen Erzeugungstechnologien nachträglich ebenfalls möglich ist.

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit der betrachteten Stromerzeugungstechnologien werden im Modell die jeweiligen Stromgestehungskosten über den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2040 verglichen. Die Methode der Stromgestehungskosten wird in Kapitel 6.2 ausführlich erläutert. Der jährliche Strombedarf der Netzebenen 5 bis 7 des abgegrenzten Versorgungsgebietes beträgt wie in den vorangehenden Kapiteln ebenfalls insgesamt 250.428 MWh, die Jahreshöchstlast umfasst 44.089 kW. Weiterhin

wird davon ausgegangen, dass die bezogene Strommenge aufgrund der Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Entwicklung neuer Technologien trotz Maßnahmen zur Energieeinsparung in den kommenden Jahren mindestens gleich bleiben wird (FRAUNHOFER IWES 2015). Aufgrund dessen wird der Bedarfslastgang aus 2014 als Berechnungsgrundlage über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2040 angenommen. Als Ausgangsbasis dient die Annahme, dass zunächst keine regenerativen Stromerzeugungsanlagen im Versorgungsgebiet vorhanden sind.

Aus den vorhergehenden Kapiteln kann in Bezug auf die Netzkosten Folgendes allgemeingültig festgehalten werden: Je höher die Auslastungsrate der Netzinfrastruktur ist, desto geringer sind die Kosten pro Einheit. Folglich sollten Fluktuationen im Lastlevel und hohe Spitzenlasten vermieden werden, um die Netzkosten gering zu halten. Deshalb wird der Strombezug aus der vorgelagerten Netzebene auf die MinLoad begrenzt. Übrig bleibt die Spitzenlast, die vor Ort erzeugt werden soll. Die MinLoad ist die minimale Last, die bei einer Auslastungsrate von 100 % (8.760 h/a) und der Gesamtstrommenge des entsprechenden Jahres benötigt wird (siehe Kapitel 5.2). Im Fall der Netzebenen 5 bis 7 des Praxispartners wird die MinLoad, wie in Formel (5.5) beschrieben, berechnet:

$$\text{MinLoad}_{\text{NE5-7}} [\text{kW}] = \text{Gesamtstrommenge}_{\text{NE5-7}} [\text{kWh}] / 8.760 [\text{h}]$$

$$\text{MinLoad}_{\text{NE5-7}} = 250.428.471 \text{ kWh} / 8.760 \text{ h} = \mathbf{28.588 \text{ kW}}$$

Als vor Ort zu produzierende Spitzenlast bleibt der in Abbildung 6-3 dargestellte Lastverlauf übrig.

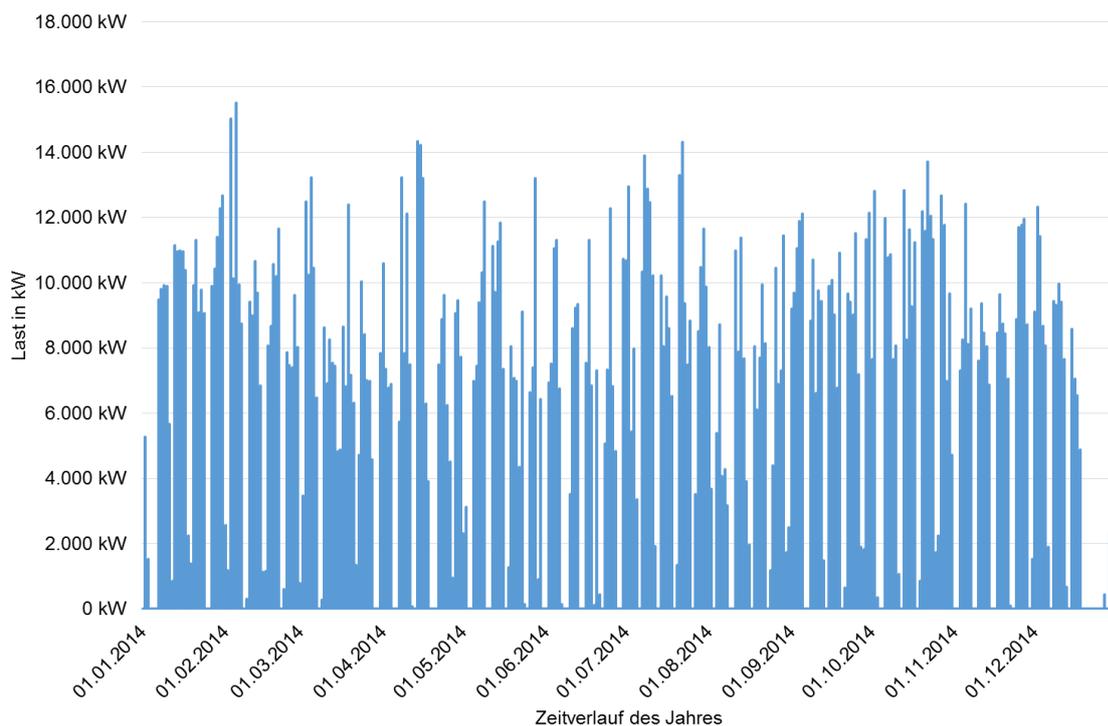


Abbildung 6-3: *Residuallast, die im Versorgungsgebiet erzeugt wird*
[Eigene Darstellung]

Aus den Ergebnissen der beiden Modellstufen lassen sich die maximalen Anfangsinvestitionen für Stromspeichertechnologien ableiten. Dabei lautet die zentrale Fragestellung, wie hoch die Speichergestehungskosten sein dürfen, damit die regenerative Erzeugung in Verbindung mit Stromspeichern wirtschaftlicher ist als die Stromerzeugung aus dem fossilen Kraftwerk und die Rückspeisung des Überschussstroms in die vorgelagerte Netzebene.

6.2 Berechnung der Stromgestehungskosten

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Energieerzeugungsanlagen hat sich die Methode der Strom- bzw. Wärmegestehungskosten etabliert. Im Bereich der Stromerzeugung spricht man auch von Levelized Cost of Electricity (LCOE). Bei dieser Methodik werden alle zukünftigen Kosten dem Barwert zugeschrieben und als aktueller Preis pro erzeugter Einheit (€/MWh) ausgedrückt. Enthalten sind kapital-, betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten über die betrachtete Laufzeit. Dadurch lassen sich Technologien vergleichen, die beispielsweise unterschiedliche Nutzungsdauern, Wirkungsgrade oder Nennleistungen aufweisen. (IEA/NEA 2015, OBI et al. 2017)

In den nächsten Absätzen wird die Berechnungsmethode der Stromgestehungskosten im Allgemeinen vorgestellt. Die Spezifikationen für die einzelnen betrachteten Technologien werden in den Unterkapiteln behandelt. Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt in Anlehnung an die von der International Energy Agency (IEA) und der Nuclear Energy Agency (NEA) angewendete Vorgehensweise. Die Methodik der IEA/NEA basiert auf der Gleichung aus dem Barwert der Summe der diskontierten Erlöse und dem Barwert der Summe der diskontierten Kosten. Anders ausgedrückt entsprechen die Stromgestehungskosten dem Stromtarif pro erzeugter Einheit, bei dem der Investor den Break-Even-Point des Projekts erreicht, während Eigen- und Fremdkapitalkosten inklusive entsprechender Renditen beglichen sind. Folgende Formel drückt die beschriebene Gleichung aus. (IEA/NEA 2015)

$$\text{LCOE}_{\text{MWh}, t} = \frac{\sum [(X_{\text{kap},t} + X_{\text{bet},t} + X_{\text{ver},t} + X_{\text{CO}_2,t} + X_{\text{rück},t}) * (1 + i)^{-t}]}{\sum Q_{\text{MWh},t} * (1 + i)^{-t}} \quad (6.1)$$

Mit

$\text{LCOE}_{\text{MWh},t}$	Stromgestehungskosten im Jahr t [€/MWh],
$X_{\text{kap},t}$	Summe der kapitalgebundenen Kosten im Jahr t [€],
$X_{\text{bet},t}$	Summe der betriebsgebundenen Kosten im Jahr t [€],
$X_{\text{ver},t}$	Summe der verbrauchsgebundenen Kosten im Jahr t [€],
$X_{\text{CO}_2,t}$	Summe der CO ₂ -Kosten im Jahr t [€],
$X_{\text{rück},t}$	Summe der Kosten für Rückbau und Entsorgung der Anlage im Jahr t [€],
$(1 + i)^{-t}$	Diskontierungsfaktor für das Jahr t ,
$Q_{\text{MWh},t}$	produzierte Strommenge im Jahr t [MWh],
t	Jahr der Betrachtung.

Das Ziel der Betrachtungen der IEA/NEA ist es, das Niveau der Einspeisevergütungen, bezogen auf den heutigen Zeitpunkt, zu berechnen, das eine Deckung aller im Laufe des Betrachtungszeitraums anfallenden Kosten für eine Investition in eine Stromerzeugungstechnologie gewährleistet. Im Gegensatz dazu steht im Fokus dieses Forschungsprojekts der Vergleich der jährlichen durchschnittlichen Stromgestehungskosten der unterschiedlichen Stromerzeugungstechnologien für die Jahre 2015 bis 2040. Aufgrund dessen werden die jeweiligen betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten wie auch in HARTMANN et al. (2012) nicht auf ihren Barwert diskontiert, sondern statisch betrachtet. Die kapitalgebundenen Kosten werden dagegen mit einem Kalkulationszinssatz versehen, um die Verzinsung des Eigen- und Fremdkapitals zu berücksichtigen. Über die Annuitätenmethode werden die kapitalgebundenen Kosten auf die Laufzeit verteilt. Die Annuität der kapitalgebundenen Kosten berechnet sich wie in Formel (6.2) dargestellt:

$$A_{\text{kap}} = A_0 * a \quad (6.2)$$

Dabei sind

A_{kap}	die Annuität der kapitalgebundenen Kosten [€/a],
A_0	der Investitionsbetrag [€],
a	der Annuitätenfaktor.

Der Annuitätenfaktor wiederum lässt sich, wie in Formel (6.3) beschrieben, errechnen:

$$a = \frac{q^T * (q - 1)}{q^T - 1} \quad (6.3)$$

Dabei sind

q	der Zinsfaktor $(1 + i)$,
i	der Kalkulationszinssatz [%],
T	die Anzahl der Jahre des Betrachtungszeitraums.

Die Kapitalkosten werden analog zu den Vorgaben aus § 6 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und § 10a Anreizregulierungsverordnung (ARegV) zur Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen und des Kapitalkostenaufschlags in Eigen- und Fremdkapital aufgeteilt. Der Eigenkapitalanteil wird auf 40 % festgesetzt, der Fremdkapitalanteil beträgt 60 %. Für die Eigenkapitalverzinsung wird der in § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 7 Abs. 6 StromNEV festgelegte Zinssatz für die dritte Regulierungsperiode in Höhe von 6,91 % für Neuanlagen (ab Herstellungsdatum 2006) angenommen. Der Fremdkapitalzins berechnet sich nach § 7 Abs. 7 StromNEV als Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen für Hypothekendarlehen, Anleihen der öffentlichen Hand und Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) der letzten zehn abgeschlossenen Geschäftsjahre und beträgt 2,71 %. Der gewichtete Mittelwert aus Eigen- und Fremdkapitalzinssatz wird als Kalkulationszinssatz angenommen und beträgt insgesamt 4,39 %.

Formel (6.4) stellt die Berechnung der Stromgestehungskosten dar, wie sie in der vorliegenden Arbeit angewendet wird. Wie bereits beschrieben werden die kapitalgebundenen Kosten dynamisch gesehen, wohingegen die restlichen Kostenarten statisch betrachtet werden. Aufgrund des jahresweisen Vergleichs wird auch die im jeweiligen Jahr produzierte Strommenge bzw. deren Erlöswert nicht diskontiert.

$$\text{LCOE}_{\text{MWh}, t} = \frac{(A_{\text{kap}} + X_{\text{bet},t} + X_{\text{ver},t} + X_{\text{CO}_2,t})}{\sum Q_{\text{MWh},t}} \quad (6.4)$$

Die Kosten verstehen sich netto, also ohne Umsatzsteuer. Annahmen zur Inflationsentwicklung werden nicht getroffen, um die Unsicherheit der Betrachtung nicht zu erhöhen. Formel (6.4) definiert folgende Kostenpositionen, die in die Stromgestehungskosten einfließen: kapitalgebundene, betriebsgebundene, verbrauchsgebundene Kosten und CO₂-Kosten, die zusätzlich aufgeschlagen werden können. Die kapitalgebundenen Kosten umfassen alle Kosten, die zur Anschaffung und Herstellung der Betriebsfähigkeit des Kraftwerks für den Betreiber entstehen und werden als Annuität über die Betrachtungsdauer auf die

einzelnen Jahre aufgeteilt. Dabei werden einerseits die Kosten für das jeweilige Modul selbst und andererseits die Kosten für die Peripherie berücksichtigt. Zur Peripherie zählen Positionen wie die Steuer- einrichtungen, die Netzanbindungen und notwendige Einhausungen bzw. Fundamente. Zusätzlich werden unter dem Begriff Planungskosten Leistungen wie Planung und Vergabe verstanden. Als weitere kapitalgebundene Kostenposition werden unter dem Begriff Montage & Inbetriebnahme Kosten für den Transport, die Aufstellung, die Montage und die Inbetriebnahme von Modul und Peripherie zusammengefasst, die für die Herstellung der Betriebsfähigkeit notwendig sind. Als sonstige Kosten können insbesondere Sicherheitsaufschläge berücksichtigt werden. Kosten für den Rückbau der Stromerzeugungsanlagen werden nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass kein Rückbau stattfindet, sondern die Kraftwerke stetig erneuert werden. Ebenfalls unberücksichtigt bleiben bei allen untersuchten Technologien Kosten für eventuell anfallende Genehmigungen, Gutachten und Ausschreibungen. Die betriebsgebundenen Kosten werden aufgeteilt in die Kategorien Wartung & Instandhaltung, Pacht, Personal, Versicherung und Sonstiges.

Vor allem bei den kapitalgebundenen Kosten variieren die einzelnen Positionen je nach Art der Technologie. Während beim Gaskraftwerk z. B. ein Gebäude zur Einhausung notwendig wird, sind bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen Zäune erforderlich, um den Schutz und die Sicherheit zu gewährleisten. Um die Daten vergleichen zu können, werden deshalb die Kostenpositionen für die einzelnen Technologien in den jeweiligen Kapiteln dargestellt. Außerdem werden die verwendeten Datengrundlagen beschrieben. Ziel des Kapitels ist es, mithilfe des Gestehungskostenmodells Schlüsse zu ziehen, unter welchen Rahmenbedingungen auf Verteilnetzebene Stromspeicher als Lastmanagementmaßnahmen wirtschaftlich sein können. Die Berechnung der Gestehungskosten erfolgt dabei auf Basis vorhandener Studien und soll keine abschließende Bewertung von Stromgestehungskosten für die ausgewählten Technologien darstellen. Vielmehr steht im Fokus den Modellansatz zu testen. Dabei liegt das Augenmerk auf den charakteristischen Bedingungen der Beispielregion z. B. im Hinblick auf die Sonneneinstrahlung im Bereich der PV-Anlagen. Das Gestehungskostenmodell kann durch veränderte Eingabedaten auf andere Versorgungsgebiete übertragen werden.

In den nächsten Unterkapiteln werden die Bestandteile der einzelnen Kostenarten näher erörtert sowie die Nutzungsdauern definiert. Im Anschluss an die Ergebnisdarstellung wird eine Sensitivitätsanalyse für ausgewählte Parameter durchgeführt, um deren Einfluss auf die Ergebnisse zu untersuchen, da vor allem die prognostizierten Daten mit Unsicherheiten behaftet sind.

6.2.1 Gaskraftwerk als fossile Alternative der dezentralen Stromerzeugung

Die Datengrundlage für das Gaskraftwerk im Gestehungskostenmodell basiert auf der Studie „BHKW-Daten 2014/2015 – Module, Anbieter, Kosten“ der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., die die technischen Daten von 1.226 Anlagen auswertet (ASUE 2014). Zusätzlich wurden die eingesetzten Parameter mit den Erfahrungswerten des Projektpartners abgeglichen.

Enthalten in den kapitalgebundenen Kosten sind neben den jeweiligen Modulen der Schalt- und Steuer-schrank, die Schmierölver- und -entsorgung, der Katalysator, die Fernüberwachung, die Abgasschalldämmkapsel und die Be- und Entlüftung als Peripherie. Die Ausgleichsfunktion zur Berechnung der

spezifischen Modulkosten für die Leistungsklasse ab 1 MW ist, wie in Formel (6.5) dargestellt, definiert (ASUE 2014).

$$x_{\text{kap},M} = 460,89 * y^{-0,015} \quad (6.5)$$

Dabei sind

$x_{\text{kap},M}$	die kapitalgebundenen Modulkosten pro Einheit [€/kW],
y	die elektrische Nennleistung des Gaskraftwerks [kW],
$X_{\text{kap},M}$	die gesamten kapitalgebundenen Modulkosten des Kraftwerks [€].

Im Gestehungskostenmodell wird davon ausgegangen, dass die Residuallast oberhalb der MinLoad vor Ort produziert wird. Die Jahreshöchstlast, auf die das Gaskraftwerk ausgelegt wird, beträgt 15.501 kW. Wendet man Formel (6.5) an, ergeben sich folgende Kosten für das Modul und die zugehörige Peripherie:

$$x_{\text{kap},M} = 460,89 * y^{-0,015}$$

$$x_{\text{kap},M} = 460,89 * 15.502^{-0,015} = 399 \text{ €/kW}$$

$$X_{\text{kap},M} = 399 \text{ €/kW} * 15.502 \text{ €} = 6.182.043 \text{ €}$$

Zusätzlich zu den oben genannten Modul- und Peripheriekosten entstehen Kosten für Montage & Inbetriebnahme. Zur Peripherie zählt außerdem die Einbindung in die Brennstoffversorgung und in die Abgasleitung. (ASUE 2014) Im Gegensatz zur Installation eines Blockheizkraftwerks (BHKW) fallen bei der Errichtung des im Modell betrachteten Gaskraftwerks keine Kosten für die Einbindung in ein Wärmenetz an, da die Abwärme nicht ausgekoppelt wird. Die dafür berücksichtigten Kosten in der ASUE-Studie werden dennoch beibehalten und dienen als Ausgleich für unvorhergesehene Kosten. Tabelle 6.1 stellt die Kosten in Prozent der Modulkosten in Abhängigkeit von der Nennleistung des Gaskraftwerks dar. Unterschieden wird dabei in Kosten für Transport bis Abnahme und die Einbindung als Teil der Peripherie.

Tabelle 6.1: Kosten für Transport bis Abnahme und Einbindung [nach ASUE 2014]

Elektrische Leistung in kW	Zusatzkosten BHKW (in Prozent)	
	Transport bis Abnahme	Einbindung
Unter 3	13	46
4 – 10	10	41
11 - 100	6	39
101 - 350	6	45
351 - 500	6	54
501 - 750	6	60
751 – 1.000	7	67
1.001 – 1.500	19	76
1.501 – 5.000	18	59
> 5.000	17	46

Allgemein definiert sich die Berechnung der Kosten für Transport bis Abnahme bzw. Einbindung wie in Formel (6.6) dargestellt.

$$x_{\text{kap,w}} = x_{\text{kap,M}} * \beta_w \quad (6.6)$$

Dabei sind

$x_{\text{kap,w}}$	die kapitalgebundenen Zusatzkosten pro Einheit [€/kW],
β	die Höhe der Zusatzkosten [%],
w	die Art der Zusatzkosten (Transport bis Abnahme = T-A bzw. Einbindung = E).

Das im Modell betrachtete Gaskraftwerk hat eine elektrische Nennleistung von mehr als 5.000 kW. Für die Positionen vom Transport bis zur Abnahme fallen gemäß Tabelle 6.1 17 % der Modulkosten inkl. Peripherie zusätzlich an. Für die Einbindung müssen 46 % aufgewendet werden. Für das Modellkraftwerk bedeutet das folgende Kosten:

$$x_{\text{kap,T-A}} = 399 \text{ €/kW} * 17 \% = 68 \text{ €/kW}$$

$$x_{\text{kap,E}} = 399 \text{ €/kW} * 46 \% = 179 \text{ €/kW}$$

$$X_{\text{kap,T-A,E}} = 68 \text{ €/kW} * 15.502 \text{ kW} + 179 \text{ €/kW} * 15.502 \text{ kW} = 3.832.714 \text{ €}$$

Zusätzlich zu den Kosten für die Module, deren Peripherie, die Montage & Inbetriebnahme entstehen Kosten für das bereitzustellende Gebäude. Die Errichtungskosten werden aus realen Daten des Praxispartners über die Errichtung eines BHKW-Gebäudes für eine Anlagen-Nennleistung von 4.290 kW ermittelt, wobei die Kostenkomponenten, die zur Wärmeauskopplung vorgesehen sind, nicht berücksichtigt werden. Die anzusetzenden Gebäudekosten betragen 173 €/kW. Eine Veränderung der Kosten bei Erhöhung der Nennleistung ist nicht vorgesehen, kann im Modell aber variabel eingesetzt werden.

In der ASUE-Studie werden die Planungskosten nicht berücksichtigt. Aufgrund dessen werden die darin enthaltenen Kostenpositionen anhand der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI) geschätzt. Dazu wird angenommen, dass es sich beim Bau des Gaskraftwerks um ein Ingenieurbauwerk im Sinne des § 41 HOAI handelt. Nachgefragt werden alle 9 Leistungsphasen nach § 43 HOAI: Grundlagenermittlung (2 %), Vorplanung (20 %), Entwurfsplanung (25 %), Genehmigungsplanung (5 %), Ausführungsplanung (15 %), Vorbereitung der Vergabe (13 %), Mitwirkung bei der Vergabe (4 %), Bauoberleitung (15 %) und Objektbetreuung (1 %). Diese werden entsprechend § 43 Absatz 1 HOAI in die Prozentsätze der Honorare, wie in Klammern angegeben, aufgeteilt. In Abhängigkeit von den anrechenbaren Kosten und den jeweiligen Honorarzonen gibt § 44 die Honorare für die Grundleistungen bei Ingenieurbauwerken wider. Durch eine lineare Interpolation (§ 13) lassen sich die Mindest- und Höchstsätze für Zwischenstufen der anrechenbaren Kosten ermitteln. Für das Modell wird in Anlehnung an die Erfahrungswerte des Praxispartners von Honorarzone III (durchschnittliche Planungsanforderungen) und dem entsprechenden Höchstsatz ausgegangen. Damit ergeben sich für anrechenbare Kosten in Höhe von 10.014.757 € ($X_{\text{kap}} + X_{\text{kap,T-A,E}}$) 547.499 € Ingenieurskosten für Planung etc. Die Architekturleistungen für das Anlagengebäude sind bereits in den Gebäudekosten enthalten.

Die Nutzungsdauer der Kraftwerksanlagen wird in Abhängigkeit der Benutzungsstunden festgelegt. Als maximale Nutzungsdauer werden nach ASUE bei einer Generalüberholung nach 60.000 Betriebsstunden insgesamt 120.000 Betriebsstunden angenommen. Je nach Auslastung des Kraftwerks ist also eine

längere oder weniger lange Nutzungsdauer möglich. Für das Modell gilt, dass bei jährlichen Betriebsstunden bis zu 6.000 eine Nutzungsdauer von 25 Jahren angesetzt wird. Bei Betriebsstunden von 6.000 bis 8.760 pro Jahr wird eine Nutzungsdauer von 15 Jahren angenommen. Wird das Gaskraftwerk zur Abdeckung der gesamten Spitzenlast eingesetzt, fallen jährlich 4.123 Betriebsstunden an. Damit wird eine Nutzungsdauer von 25 Jahren festgelegt.

Wie in Formel (6.3) beschrieben werden die gesamten kapitalgebundenen Kosten über den Annuitätenfaktor auf die Laufzeit verteilt. Bei der für das Modellkraftwerk angenommenen Nutzungsdauer von 25 Jahren und dem in Kapitel 3.2 definierten Zinssatz in Höhe von 4,39 % ergibt sich der Annuitätenfaktor folgendermaßen:

$$a = \frac{q^T * (q - 1)}{q^T - 1} = \frac{1,0439^{25} * (1,0439 - 1)}{1,0439^{25} - 1} = 0,0537$$

Damit beträgt die jährliche Annuität der kapitalgebundenen Kosten bei einer Investitionssumme von 13.245.306 € multipliziert mit dem berechneten Annuitätenfaktor 883.165 €.

Als betriebsgebundene Kosten werden die Aufwendungen definiert, die bedingt abhängig vom Betrieb der Anlage sind. Darunter fallen Wartungs- und Instandhaltungskosten, Pachtkosten, Personalkosten und Versicherungskosten. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten sind direkt abhängig vom Betrieb der Anlage. Die restlichen Kostenkomponenten dagegen fallen auch an, wenn die Anlage nicht in Betrieb ist, und bleiben deshalb konstant. Die Instandhaltungskosten berechnen sich laut ASUE nach folgender Ausgleichsfunktion und umfassen auf Basis der VDI 4680 die Inspektion, Wartung und Instandsetzung der Verschleißteile sowie die Kosten für die Generalüberholung:

$$x_{\text{bet}} = 8,6275 * y^{-0,317} \quad (6.7)$$

Dabei sind

- x_{bet} die betriebsgebundenen Kosten pro Einheit [Cent/kWh],
- y die elektrische Nennleistung des Gaskraftwerks [kW],
- X_{bet} die gesamten betriebsgebundenen Kosten des Kraftwerks [€].

Als Instandhaltungskosten ergeben sich folglich 0,41 Cent pro erzeugter Kilowattstunde Strom, was einer Gesamtsumme von 84.236 € bei den im Modell benötigten 20.794.929 kWh entspricht. Die Berechnung erfolgt analog zur Berechnung der kapitalgebundenen Kosten.

Die Kosten für Pacht, Personal und Versicherungen werden den Daten des Praxispartners entnommen. Als Versicherungskosten pro Kilowatt installierter Nennleistung rechnet der Praxispartner mit 0,50 €. Für ein Kraftwerk mit einer Nennleistung von 15.501 kW ergeben sich demnach jährliche Versicherungskosten in Höhe von 7.751 €. Zur Berechnung der Pachtkosten für das Grundstück, auf dem die Anlage errichtet wird, wird der Platzbedarf des Kraftwerks in Abhängigkeit der Nennleistung ermittelt. Dieser ergibt sich aus den Daten des Praxispartners zu 0,07 m² pro kW. Folglich entsteht zur Errichtung des Spitzenlastgaskraftwerks ein Platzbedarf in Höhe von 1.084 m². Der Pachtpreis wird mit 10 €/m² angesetzt. Je nach Standort kann der ortsübliche Pachtpreis stark variieren und im Modell entsprechend angepasst werden. Die Personalkosten für die technische und kaufmännische Betriebsführung werden auf Basis des Tarifvertrags für die kommunale Energieversorgung (TV-V Stufe 9.6) und des aus den

Erfahrungswerten des Praxispartners geschätzten Zeitaufwands ermittelt. Als Zeitaufwand für die technische Betriebsführung werden 6 Stunden pro Tag für das Kraftwerk der Leistungsklasse 15 MW angenommen. Für die kaufmännische Betriebsführung fallen 2 Stunden pro Tag an. Für die größeren Leistungsklassen wird der Zeitaufwand entsprechend skaliert. Der Stundenlohn der Entgeltgruppe 9 Stufe 6 beträgt 43,55 €. Zuzüglich werden Arbeitgeberkosten in Höhe von 25 % angesetzt, was einem Bruttostundenlohn von 54,44 € entspricht. Außerdem werden jeweils Gemeinkosten für Büro etc. in Höhe von 25 % aufgeschlagen. Für die drei im Modell betrachteten Kraftwerksleistungsklassen werden die in Tabelle 6.2 getroffenen Annahmen verwendet.

Tabelle 6.2: *Personalkosten in Abhängigkeit der Kraftwerksleistung
[Eigene Darstellung]*

	Stundenlohn	Zeitaufwand pro Jahr	Personalkosten	Personalkosten inkl. Gemeinkostenzuschlag
15 MW	54,55 €/h	2.920 h	158.965 €/a	182.810 €
30 MW	54,55 €/h	5.840 h	317.930 €/a	365.620 €
45 MW	54,55 €/h	8.760 h	476.894 €/a	548.428 €

Die verbrauchsgebundenen Kosten umfassen die Aufwendungen, die im direkten Zusammenhang mit dem Betrieb der Anlage entstehen. Diese umfassen die Brennstoffbezugskosten inklusive Netzentgelte, Strukturierung, Messung, Messstellenbetrieb, Abrechnung und Energiesteuer. Zur Berechnung der Brennstoffmenge ist es notwendig, den elektrischen Wirkungsgrad der Stromerzeugungsanlage zu kennen. Für BHKW mit einer elektrischen Nennleistung zwischen 1 MW und 19 MW gibt die ASUE folgende Ausgleichsfunktion an (ASUE 2014).

$$\eta = 29,627 * y^{0,0498} \quad (6.8)$$

Dabei sind

- η der elektrische Wirkungsgrad der Anlage [%],
- y die elektrische Nennleistung des Gaskraftwerks [kW].

Bei einer Nennleistung von 15.501 kW beträgt der elektrische Wirkungsgrad also 48 %. Zur Erzeugung von 20.794.929 kWh_{el} werden daher 43.410.006 kWh (H_s) Erdgas benötigt. Die Umrechnung in den Heizwert (H_i) ergibt bei einem Faktor von 0,901 eine benötigte Brennstoffmenge von 48.179.807 kWh. Als Datenbasis für den Erdgaspreis 2015 wird der Jahresmittelwert der Entwicklung des Grenzübergangspreises seit 1991 verwendet, den das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle aufgezeichnet hat. Dieser beträgt 2,08 Cent pro Kilowattstunde. Zusätzlich fallen Strukturierungskosten an, die aufgrund von Erfahrungswerten des Praxispartners mit 0,05 Cent/kWh angenommen werden, und die Erdgassteuer in Höhe von 0,55 Ct/kWh. Als Datengrundlage für die anfallenden Netzentgelte für den Erdgasbezug werden die Preisblätter des Praxispartners hinterlegt. Für die im Modell berechnete notwendige Erdgasmenge von 43.409.924 kWh bei einer Jahreshöchstlast von 15.501 kW_{el} fallen Netzentgelte in Höhe von 115.330 € plus 950 € für den Messstellenbetrieb und 322 € für die Messung an.

Im Ausgangsszenario des Modells werden keine CO₂-Kosten berechnet, da diese in der Realität aktuell nicht zusätzlich erhoben werden. Die Auswirkungen der Einführung von sog. CO₂-Kosten werden in der abschließenden Sensitivitätsanalyse betrachtet.

Tabelle 6.3: *Netzentgelte Erdgas des Praxispartners für Kunden ab 500 kW für das Jahr 2017 [Eigene Darstellung]*

Netzentgelte - Kunden ab 500 kW					
Leistungspreis	von	bis	Sockelbetrag	durch Sockelbetrag abgegoltene Leistung	Leistungspreis der nicht abgegoltenen Leistung
Zone 1	0 kW	1.000 kW	0,00 €/a	0 kW	12,68 €/kW
Zone 2	1.001 kW	2.000 kW	12.680,00 €/a	1.000 kW	7,85 €/kW
Zone 3	2.001 kW	3.500 kW	20.530,00 €/a	2.000 kW	5,83 €/kW
Zone 4	3.501 kW	7.000 kW	29.275,00 €/a	3.500 kW	5,62 €/kW
Zone 5	7.001 kW	10.000 kW	48.945,00 €/a	7.000 kW	5,29 €/kW
Zone 6	10.000 kW		64.815,00 €/a	10.000 kW	5,26 €/kW
Arbeitspreis	von	bis	Sockelbetrag	durch Sockelbetrag abgegoltene Arbeit	Arbeitspreis der nicht abgegoltenen Arbeit
Zone 1	0 kWh	1.500.000 kWh	0,00 €/a	0 kWh	0,2108 Ct/kWh
Zone 2	1.500.001 kWh	5.000.000 kWh	3.162,00 €/a	1.500.000 kWh	0,1277 Ct/kWh
Zone 3	5.000.001 kWh	20.000.000 kWh	7.631,50 €/a	5.000.000 kWh	0,0894 Ct/kWh
Zone 4	20.000.001 kWh	50.000.000 kWh	21.041,50 €/a	20.000.000 kWh	0,0674 Ct/kWh
Zone 5	50.000.001 kWh		41.261,50 €/a	50.000.000 kWh	0,0593 Ct/kWh

Die Stromgestehungskosten des erdgasbetriebenen Kraftwerks errechnen sich aus Formel (6.4) mit den beschriebenen Input-Parametern zu 12,39 Cent pro Kilowattstunde.

$$LCOE_{\text{fossil}, 2015} = \frac{(A_{\text{kap}} + X_{\text{bet},t} + X_{\text{ver},t} + X_{\text{CO}_2,t})}{\sum Q_{\text{MWh},t}}$$

$$LCOE_{\text{fossil}, 2015} = \frac{(883.165 \text{ €} + 285.636 \text{ €} + 1.407.818 \text{ €})}{20.794.929 \text{ kWh}} = 0,1239 \text{ €/kWh}$$

6.2.2 Strom aus Onshore-Windkraftanlagen

Aufgrund des Standorts des Projektpartners in Bayern werden ausschließlich Onshore-Windkraftanlagen im Modell betrachtet. Als Datengrundlage dienen insbesondere die Studie „Kostensituation der Windenergieanlagen an Land in Deutschland“ der Deutschen WindGuard GmbH (LÜERS et al. 2015) und der Windenergie Report 2016 des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (FRAUNHOFER IWES 2017). Die Übertragbarkeit der Daten auf die Beispielregion wurde anhand von Experteninterviews sichergestellt und mit globalen Daten der International Renewable Energy Agency (IRENA) abgeglichen.

Laut Stammdatenregister der Bundesnetzagentur wurden seit August 2014 in Bayern 538 Onshore-Windenergieanlagen mit einer durchschnittlichen Nennleistung von 2.628 kW und einer Nabenhöhe von 135 m im Mittel in Betrieb genommen bzw. genehmigt (BNETZA 2017b). Für die Beispielregion wird aufgrund des Standorts in Bayern eben diese Nennleistung für die Referenzanlage angenommen. Laut Energienutzungsplan können im Modellgebiet maximal 17,5 MW an Windenergieanlagen installiert werden, da die Flächen mit ausreichender Windausbeute entsprechend begrenzt sind (ENA & F10 2014). Grundsätzlich ist aber aufgrund technischer Entwicklungen (z. B. Steigerung der Ausnutzung von Schwachwind) in Zukunft ein Potenzial zur Erweiterung erkennbar.

Die kapitalgebundenen Kosten setzen sich aus der Anfangsinvestition in das Modul (Gondel, Turm, Rotorblätter, Generator, etc.) inklusive Montage & Inbetriebnahme der Anlage sowie den Peripheriekosten für die Erschließung, das Fundament und die Netzanbindung zusammen (LÜERS et al. 2015). Die Planungskosten sowie sonstige Kosten sind bei LÜERS et al. (2015) in den Peripheriekosten enthalten. Die Anfangsinvestition von Windenergieanlagen im Leistungsbereich zwischen 2 MW und 3 MW liegen laut LÜERS et al. bei 1.280 €/kW bei einer Nabenhöhe zwischen 120 m und 140 m. Die Standardabweichung der Untersuchung der Deutschen WindGuard liegt bei 88 €/kW und wird bei der Sensitivitätsanalyse berücksichtigt. (LÜERS et al. 2015) Ein ähnliches Kostenspektrum bestätigt auch die International Energy Agency, die für Windturbinen im Jahr 2015 zwischen 950 und 1.240 US\$/kW ohne Installation und Transport angibt, was zwischen 64 % und 84 % der Anfangsinvestition von Onshore-Anlagen entspricht. (IRENA 2016)

Als Peripheriekosten werden von der Deutschen WindGuard insgesamt 387 € pro installiertem Kilowatt Leistung angenommen. LÜERS et al. (2015) teilen die Peripherie folgendermaßen auf: Fundament 5 %, Netzanbindung 5 %, Erschließung 3 %, Planung und Sonstiges je 6 %. Die Gesamtinvestitionen errechnen sich wie in Formel (6.9) definiert:

$$A_{0, \text{Wind}} = (A_{0, \text{Wind}, M} + A_{0, \text{Wind}, P}) * y_{\text{Wind}} \quad (6.9)$$

Dabei sind

$A_{0, \text{Wind}}$	die gesamte Investition zum Anfangszeitpunkt [€],
$A_{0, \text{Wind}, M}$	die Anfangsinvestition pro Einheit für das Modul [€/kW],
$A_{0, \text{Wind}, P}$	die Anfangsinvestition pro Einheit für die Peripherie [€/kW],
y_{Wind}	die elektrische Nennleistung der Windenergieanlage [kW].

Bei der angenommenen durchschnittlichen Nennleistung von 2.628 kW ergibt sich eine Gesamtinvestition von 4.459.059 € (= (1.280 €/kW + 387 €/kW) * 2.628 kW). Laut AfA-Tabelle für Anlagen, die nach dem 01.01.2000 angeschafft wurden, beträgt die gewöhnliche Nutzungsdauer für Windenergieanlagen 16 Jahre (BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN 2000). Im Gegensatz dazu nehmen aktuelle Studien eine Nutzungsdauer von 20 Jahren an (KOST et al. 2013, ZIEGLER et al. 2018). Diese Annahme gilt auch für das vorliegende Modell. Der Annuitätenfaktor ändert sich aufgrund der Laufzeit von 20 Jahren im Vergleich zur Berechnung im vorangehenden Kapitel auf 0,0788. Die Annuität der kapitalgebundenen Kosten, die in die Stromgestehungskosten einfließt, berechnet sich wie in Formel (6.2) definiert.

$$A_{\text{kap}, \text{Wind}} = A_0 * a$$

$$A_{\text{kap}, \text{Wind}} = 4.459.059 \text{ €} * 0,0788 = 339.536 \text{ €}$$

Die betriebsgebundenen Kosten umfassen die Aufwendungen für Wartung & Instandhaltung, Pacht, Personalkosten für die kaufmännische und technische Betriebsführung und Versicherungen. Zusätzlich berücksichtigt werden im Vergleich zum Gaskraftwerk sonstige Kosten, die als Puffer für Unvorhergesehenes angesehen werden. Aufgrund der großen Unterschiede, z. B. bei den Pachtkosten, ist die Einschätzung der Betriebskosten nicht einfach, vor allem weil reale Daten schwer zugänglich sind. Die Daten im Modell stützen sich auf die Erhebung der deutschen WindGuard unter Projektentwicklern aus dem Jahr 2012 und deren Einschätzung zur Veränderung bis 2015/16. Über die Betrachtungsdauer von

20 Jahren verändern sich die betriebsgebundenen Kosten. Während die Aufwendungen für Wartung und Reparatur tendenziell mit der Nutzungsdauer ansteigen, sinken beispielsweise die Versicherungs- und Betriebsführungskosten mit der Laufzeit. Insgesamt errechnet die Deutsche WindGuard 58 €/kW an betriebsgebundenen Kosten (LÜERS et al. 2015). Für das Gestehungskostenmodell wurden die Durchschnitte der Kosten über die Laufzeit verwendet, die sich, wie in Tabelle 6.4 dargestellt, auf folgende Positionen aufteilen.

Tabelle 6.4: *Aufteilung der betriebsgebundenen Kosten für Onshore-Windenergieanlagen [Eigene Darstellung nach Lüers et al. 2015]*

Position	Durchschnittlicher Anteil an den Betriebskosten		Im Modell verwendeter Durchschnitt
	Jahr 1 – 10	Jahr 11 - 20	
Wartung & Instandhaltung	44,0 %	55,0 %	49,5 %
Pacht	22,0 %	19,0 %	20,5 %
Kaufmännische und technische Betriebsführung	17,0 %	13,0 %	15,0 %
Versicherungen	5,0 %	3,0 %	4,0 %
Rücklagen	4,0 %	5,0 %	--
Sonstiges	8,0 %	5,0 %	6,5 %

Wie bereits bei der fossilen Alternative und bei den PV-Freiflächenanlagen wird im Modell auf die Rücklage für den Rückbau verzichtet, da davon ausgegangen wird, dass die Anlagen weiterbetrieben, erneuert oder ersetzt werden und kein Rückbau stattfindet. Die betriebsgebundenen Kosten beziehen sich bei LÜERS et al. (2015) ausschließlich auf die installierte Nennleistung der Windenergieanlage. Für das Gestehungskostenmodell werden allerdings Abhängigkeiten zwischen der Anfangsinvestition der Anlagen und den Wartungs- & Instandhaltungskosten sowie den Versicherungskosten hergestellt. Damit wird gewährleistet, dass sich mit der Senkung der Anfangsinvestition die erwartete Reduktion der genannten Kostenpositionen ergibt. Die Wartungs- und Reparaturkosten entsprechen 1,69 % der Anfangsinvestition im Modellkraftwerk, die Versicherungskosten 0,14 %. Ohne Rückstellungen ergeben sich 55 €/kW an betriebsgebundenen Kosten. Formel (6.10) definiert die Berechnung der gesamten betriebsgebundenen Kosten der Windenergieanlage.

$$X_{\text{bet,Wind}} = X_{\text{betr,Wind}} * y_{\text{Wind}} \quad (6.10)$$

Dabei sind

- $X_{\text{bet,Wind}}$ die betriebsgebundenen Kosten pro Einheit [Cent/kWh],
- y_{Wind} die elektrische Nennleistung der Windenergieanlage [kW],
- $X_{\text{bet,Wind}}$ die gesamten betriebsgebundenen Kosten des Windkraftwerks [€].

Die gesamten betriebsgebundenen Kosten der Modell-Windenergieanlage betragen folglich 145.565 € pro Jahr (= 55,39 €/kW * 2.628 kW). Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten für Onshore-Windenergieanlagen werden als verbrauchsgebundene Kosten lediglich die Direktvermarktungskosten

angesetzt, da diese unmittelbar von der Menge der erzeugten Kilowattstunden elektrischer Energie abhängig sind. Als Direktvermarktungskosten werden 0,2 Cent pro erzeugter Kilowattstunde Strom angenommen (LÜERS et al. 2015).

Zur Berechnung der jährlich produzierbaren Strommenge aus der Windenergieanlage wird der spezifische Energieertrag mit der installierten Leistung verrechnet. Die Deutsche WindGuard gibt bei einem Windstandort mit einer Güte von 100 % einen spezifischen Energieertrag pro installierte Kilowattstunde von 3.360 kWh/kW/a an (LÜERS et al. 2015). Im Vergleich dazu geht Fraunhofer ISE in ihrer Studie zu Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien bei Onshore-Windanlagen im Leistungsbereich von 2 MW bis 5 MW mit Standort im Binnenland Deutschland bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,3 m/s und einer Nabenhöhe von 130 m von einem spezifischen Energieertrag von 1.300 kWh/a pro installierter Kilowatt aus (KOST et al. 2013).

Als Grundlage für das Gestehungskostenmodell werden Realdaten eines Windparks in Bayern³ aus dem Jahr 2016 verwendet. Die Auswertung des Einspeiselastrgangs ergibt einen spezifischen Energieertrag von 1.768 kWh/kW/a. Dieser Wert liegt signifikant unter den Werten der Fraunhofer ISE-Studie, da Bayern aufgrund der Lage im Binnenland Deutschlands und des starken Reliefs nicht zu den windstarken Regionen zählt. Transformatorverluste sowie eventuell anfallende Hilfsenergie sind dabei bereits einberechnet, da der Netzeinspeiselastrgang als Grundlage zur Ermittlung der erzeugten Strommenge verwendet wird.

Die Referenzanlage mit einer installierten Leistung von 2.628 kW erzeugt durchschnittlich 4.646.304 kWh pro Jahr. Die Stromgestehungskosten der Referenzanlage für das Basisjahr 2015 berechnen sich aus Formel (6.4) mit den beschriebenen Input-Parametern wie folgt.

$$\text{LCOE}_{\text{Wind, 2015}} = \frac{(A_{\text{kap,Wind}} + X_{\text{bet,Wind}} + X_{\text{ver,Wind}} + X_{\text{CO}_2,\text{Wind}})}{\sum Q_{\text{MWh,Wind}}}$$

$$\text{LCOE}_{\text{Wind, 2015}} = \frac{(339.536 \text{ €} + 145.565 \text{ €} + 9.293 \text{ €})}{4.646.304 \text{ kWh}} = 0,1064 \text{ €/kWh}$$

Die Gestehungskosten für Strom aus Windenergie können beispielsweise aufgrund technologischer Lernkurven über die Betrachtungsdauer sinken. Die Auswirkungen der prognostizierten Kostenänderungen werden in Kapitel 6.2.4 dargestellt und finden im Gestehungskostenmodell Berücksichtigung.

6.2.3 Strom aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Im Bereich der Photovoltaik werden im Modell Freiflächenanlagen betrachtet. Seit August 2014 wurden laut Stammdatenregister der Bundesnetzagentur in Bayern 114 PV-Freiflächenanlagen mit einer durchschnittlichen Nennleistung von 2,1 MW installiert und in Betrieb genommen (BNETZA 2017b). Diese Leistung wird als Referenzgröße für die untersuchten Anlagen verwendet. Wie bei den Windenergieanlagen werden die Maßgaben des Energienutzungsplans der Beispielregion als Rahmenbedingungen festgesetzt. Aufgrund dessen können im Modellgebiet maximal 113 MW an Photovoltaik-Freiflächenanlagen installiert werden (ENA & F10 2014). Als Datengrundlage werden insbesondere die Studie „The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025“ der International Renewable

³ Daten Windenergieanlage: Enercon E-101, Nennleistung: 3.050 kW, Nabenhöhe: 149 m, Rotordurchmesser: 101 m, Standort: Oberfranken

Energy Agency (IRENA 2016) und die Untersuchung des Fraunhofer ISE “Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems” (FRAUNHOFER ISE 2015) verwendet.

In die kapitalgebundenen Kosten fließen einerseits die Anfangsinvestitionen für die Module und die Peripherie inklusive Verkabelung, Netzanbindung und die Steuerungseinheit sowie die Kosten für Montage & Inbetriebnahme, die insbesondere die mechanische und elektrische Installation der Komponenten sowie deren Abnahme und Kontrolle umfassen. Zusätzlich werden im Gegensatz zu den anderen untersuchten Technologien Ausgaben für Sicherheit und Schutz eingeplant. Außerdem zählen die Planungskosten zu den Investitionen. (IRENA 2016) Kosten für Genehmigung, Antragstellung und Gutachten bleiben wiederum unberücksichtigt. Deren Äquivalent fließt als sonstige Kosten für Unvorhergesehenes in die Bewertung ein. Die Anfangsinvestition für die PV-Module betragen laut IRENA 514 €/kW⁴ im Jahr 2015. Die Einschätzung der Kosten durch das Fraunhofer ISE für PV-Freiflächenanlagen ab 1 MW bewegen sich zwischen 1.000 €/kW und 1.400 €/kW, wobei der Anteil der Module bei 40 % bis 50 % liegt (KOST et al. 2013). Das bestätigt die Ergebnisse der International Renewable Energy Agency, weswegen diese als Datengrundlage für die Modulkosten zugrunde gelegt werden. Die Aufteilung der restlichen Investition erfolgt ebenfalls auf Basis der IRENA-Daten wie in Tabelle 6.5 dargestellt.

Tabelle 6.5: Aufteilung der kapitalgebundenen Kosten für PV-Freiflächenanlagen ohne Modulkosten [Eigene Darstellung nach IRENA 2016]

Position	Kosten	
Peripherie	243 €/kW	54 %
Montage & Inbetriebnahme	93 €/kW	20 %
Planungskosten	107 €/kW	23 %
Sonstige Kosten	11 €/kW	3 %
Summe	454 €/kW	100 %

Analog zur Berechnung der Anfangsinvestitionen von Wind- bzw. Gaskraftwerken errechnet sich die Anfangsinvestition von PV-Freiflächenanlagen wie in Formel (6.11) dargestellt.

$$A_{0,PV} = (A_{0,PV,M} + A_{0,PV,P}) * y_{PV} \quad (6.11)$$

Dabei sind

- $A_{0,PV}$ die gesamte Investition zum Anfangszeitpunkt [€],
- $A_{0,PV,M}$ die Anfangsinvestition pro Einheit für die Module [€/kW],
- $A_{0,PV,P}$ die Anfangsinvestition pro Einheit für die Peripherie [€/kW],
- y_{PV} die elektrische Nennleistung der PV-Freiflächenanlage [kW].

Insgesamt ergeben sich bei einer Nennleistung von 2.100 kW Anfangsinvestitionen in Höhe von 2.090.984 € im Jahr 2015. Laut AfA-Tabelle liegt die Nutzungsdauer von PV-Anlagen bei 20 Jahren

⁴ Die Stromgestehungskosten werden in IRENA (2016) in US Dollar für das Jahr 2015 angegeben. Die Umrechnung in Euro erfolgt mit dem durchschnittlichen Wechselkurs für das Jahr 2015 von US\$ 1,11/€ STATISTA GMBH (2017).

(BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN 2000). Aus dem Anlagenmonitoring des Fraunhofer ISE geht allerdings hervor, dass die tatsächliche Nutzungsdauer von Photovoltaikanlagen bereits im Jahr 2013 25 Jahren entsprach (KOST et al. 2013). Aufgrund dessen wird im Modell ebenfalls eine Nutzungsdauer von 25 Jahren angenommen. Bei der entsprechenden Nutzungsdauer und dem gleichbleibenden Kalkulationszinssatz von 4,39 % ergibt sich ein Annuitätenfaktor von 0,0667 (Berechnung analog zu Formel (6.3)). Die kapitalgebundenen Kosten werden analog zu den vorhergehenden Kapiteln ermittelt und entsprechen 135.421 €/a.

Das Fraunhofer ISE geht von 20 €/kW an betriebsgebundenen Kosten aus, teilt diese jedoch nicht in die verschiedenen Bestandteile auf. Deshalb werden Realdaten einer PV-Freiflächenanlage⁵ in Bayern zur Überprüfung der Annahme verwendet. Die Daten der Anlage ergeben bei angepassten Pachtkosten durchschnittlich 22 €/kW an jährlichen Betriebskosten und liegen damit etwas höher als der von Fraunhofer angenommene Wert, aber in derselben Größenordnung. Der Wert setzt sich aus folgenden Bestandteilen zusammen: Wartung & Instandhaltung (0,3 % der Anfangsinvestition), Versicherung (0,18 % der Anfangsinvestition), Personalkosten für die kaufmännische und technische Betriebsführung (3,36 €/kW) und Sonstige Kosten (1,24 €/kW). Rückstellungen für den Rückbau (5 €/kW) werden wie bei den Windenergieanlagen im Modell nicht berücksichtigt. Als Pachtkosten werden 2.500 €/ha angenommen, die laut Anlagenbetreiber der Referenzanlage durchschnittlich für Deutschland verwendet werden können. Die Pachtkosten der niederbayerischen Referenzanlage liegen aufgrund des Standorts deutlich höher. Aus den Daten der Bundesnetzagentur zum Zubau von PV-Freiflächenanlagen in Bayern lässt sich der durchschnittliche Platzbedarf pro kW Nennleistung errechnen. Dieser liegt in den Jahren zwischen 2014 und 2017 bei 0,0019 ha/kW (BNETZA 2017b). Die Modellanlage mit einer Nennleistung von 2.100 kW hat im Mittel folglich einen Platzbedarf von 3,98 ha, wofür jährlich 9.947 € aufzuwenden sind. Die gesamten jährlichen betriebsgebundenen Kosten für die Modellanlage betragen ohne Rückstellungen 29.355 €.

Als verbrauchsgebundene Kosten entstehen wie bei der Windenergieanlage ausschließlich Kosten für die Direktvermarktung. Diese werden von der Referenzanlage übernommen und betragen 0,15 Cent/kWh.

In ihrer Studie zu Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien differenzieren KOST et al. (2013) drei verschiedene Bereiche in Deutschland mit unterschiedlicher Sonneneinstrahlung, um dem Einflussfaktor Standort gerecht zu werden. Im Süden Deutschlands (Standort Beispielregion) liegt die Einstrahlung auf PV-Module bei optimalem Neigungswinkel bei 1.380 kWh/(m²*a). Die Nettostromproduktion beträgt in diesem Bereich durchschnittlich 1.190 kWh/a (KOST et al. 2013). Als PV-Lastgang für das Modell wird ein Einspeiselastrang einer PV-Freiflächenanlage⁶ im Referenzgebiet verwendet, den der Praxispartner zur Verfügung stellt. Der spezifische Energieertrag der Referenzanlage beträgt 1.192 kWh/kW/a, was fast exakt den Werten von KOST et al. (2013) entspricht. Die im Modell angenommene Anlage mit einer Nennleistung von 2.100 kW_p erzeugt folglich 2.503.200 kWh an Strom pro Jahr. Damit ergeben sich Hilfsenergiekosten in Höhe von 3.755 €/a.

Die Stromgestehungskosten für PV-Freiflächenanlagen errechnen sich analog zu Formel (6.4).

⁵ Daten PV-Freiflächenanlage: Hanwha Qcells BFR G4.1 Module, Nennleistung: 3.880 kW_p, Standort: Niederbayern

⁶ Daten PV-Freiflächenanlage: Nennleistung: 4.560 kW_p, Standort: Oberbayern

$$\text{LCOE}_{\text{PV}, 2015} = \frac{(A_{\text{kap,PV}} + X_{\text{bet,PV}} + X_{\text{ver,PV}} + X_{\text{CO}_2,\text{PV}})}{\sum Q_{\text{MWh,PV}}}$$

$$\text{LCOE}_{\text{PV}, 2015} = \frac{(135.421 \text{ €} + 29.355 \text{ €} + 3.755 \text{ €} + 0 \text{ €})}{2.503.200 \text{ kWh}} = 0,0673 \text{ €/kWh}$$

6.2.4 Prognose der Kostenentwicklung im Betrachtungszeitraum

In der Fachliteratur herrscht Konsens darüber, dass bei einigen regenerativen Stromerzeugungstechnologien Kostenreduktionspotenziale vorhanden sind, darunter auch in den Sektoren Photovoltaik und Wind (KOPP et al. 2012, CANDELISE et al. 2013, KOST et al. 2013, IRENA 2016, FRAUNHOFER ISE 2015). Dagegen wird im Modell davon ausgegangen, dass im Bereich der fossilen Energieerzeugung keine Kostenreduktionspotenziale durch technischen Fortschritt mehr zu heben sind, da die Technologien als ausgereift angesehen werden. Allerdings sind die Brennstoffkosten stark variabel.

Um potenzielle Veränderungen sichtbar zu machen, wird für das Gestehungskostenmodell die historische Entwicklung der Grenzübergangsmengen und der entsprechenden Preise für Erdgas analysiert. Die Daten dafür stammen aus den Aufzeichnungen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), das die Angaben ab 1991 zur Verfügung stellt.

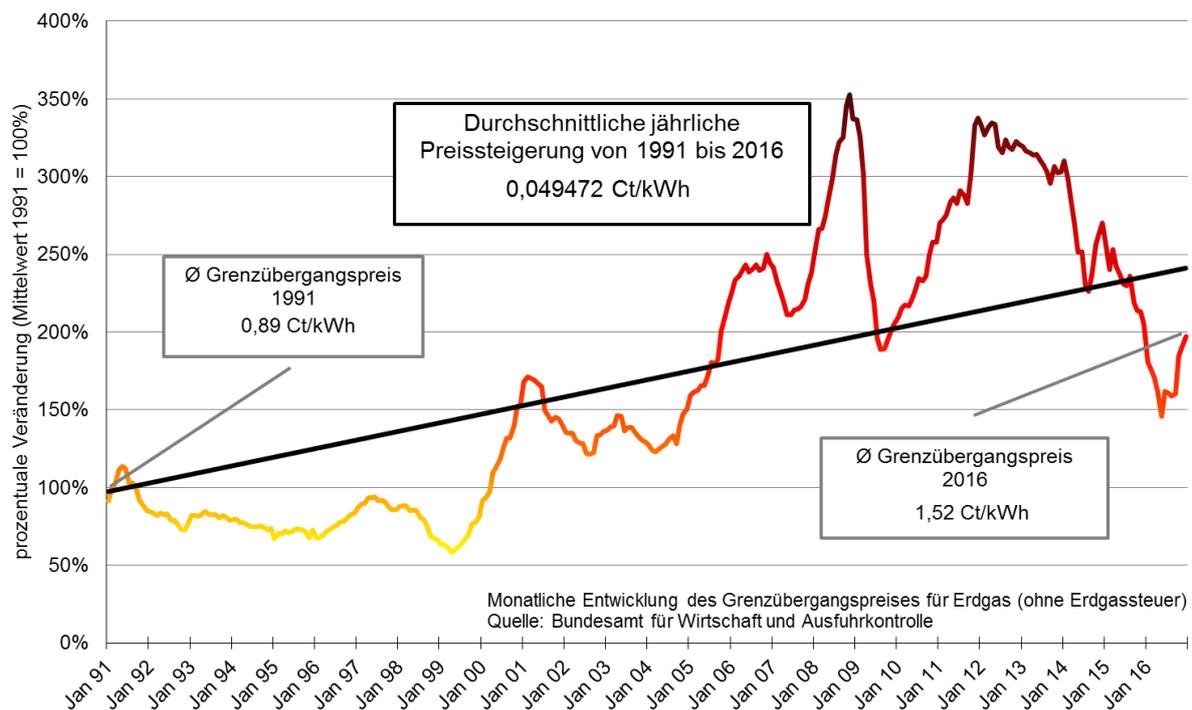


Abbildung 6-4: Entwicklung des Grenzübergangspreises für Erdgas 1991 - 2016
[Eigene Darstellung]

Für die Prognose der Kostenentwicklung von 2015 bis 2040 werden die historischen Jahresmittelwerte der vergangenen 25 Jahre betrachtet. Bei einer Grenzübergangsmenge von 2.084.738 TJ lag der durchschnittliche Preis im Jahr 1991 bei 0,89 Cent/kWh. Im Jahr 2016 betrug die nach Deutschland einge-

fürte Erdgasmenge 4.156.376 TJ bei einem Jahresdurchschnittspreis von 1,52 Cent/kWh. Die Entwicklung während des Betrachtungszeitraums stellt Abbildung 6-4 dar. Insgesamt stieg der Erdgaspreis im Betrachtungszeitraum um durchschnittlich 3,96 % pro Jahr an.

Um die zukünftige Preissteigerung wegen des Zinseszinses nicht zu überschätzen, werden zur Prognose der Preisentwicklung die jährlichen absoluten Werte verwendet. Pro Jahr stieg der Erdgaspreis durchschnittlich um 0,05 Cent/kWh. Die mit der durchschnittlichen absoluten Preissteigerung pro Jahr errechneten Preise werden den Gesteungskosten für fossil erzeugten Strom im Modell ab 2015 zugrunde gelegt.

Zur Prognose der Kosten für Windenergieanlagen im Zeitverlauf wird die historische Kostenentwicklung der weltweiten Gesamtinvestitionen in Abhängigkeit der installierten Leistung betrachtet, die auf Daten der International Renewable Energy Agency beruhen und die Jahre 1983 bis 2016 umfassen (IRENA 2016). Die Analyse der historischen Kostenentwicklung lässt den Rückschluss zu, dass sich die Kosten in Form einer logarithmischen Funktion verändert haben. Über eine logarithmische Interpolation werden deshalb die zukünftigen Kostenentwicklungen simuliert. Abbildung 6-5 zeigt die historische Kostenentwicklung und die Prognose der zukünftigen Kosten während des Betrachtungszeitraums bis 2040. Folgende Formel beschreibt die Prognosefunktion:

$$x_{t, \text{Wind}} = -764,9 * \ln(T_t) + 4.090,2 \quad (6.12)$$

Dabei sind

$x_{t, \text{Wind}}$ die Anfangsinvestitionen des Jahres t in eine Windenergieanlage pro Einheit [€/kW],

T_t die Anzahl der Jahre ab dem Basisjahr (1983),

t das Jahr der Betrachtung.

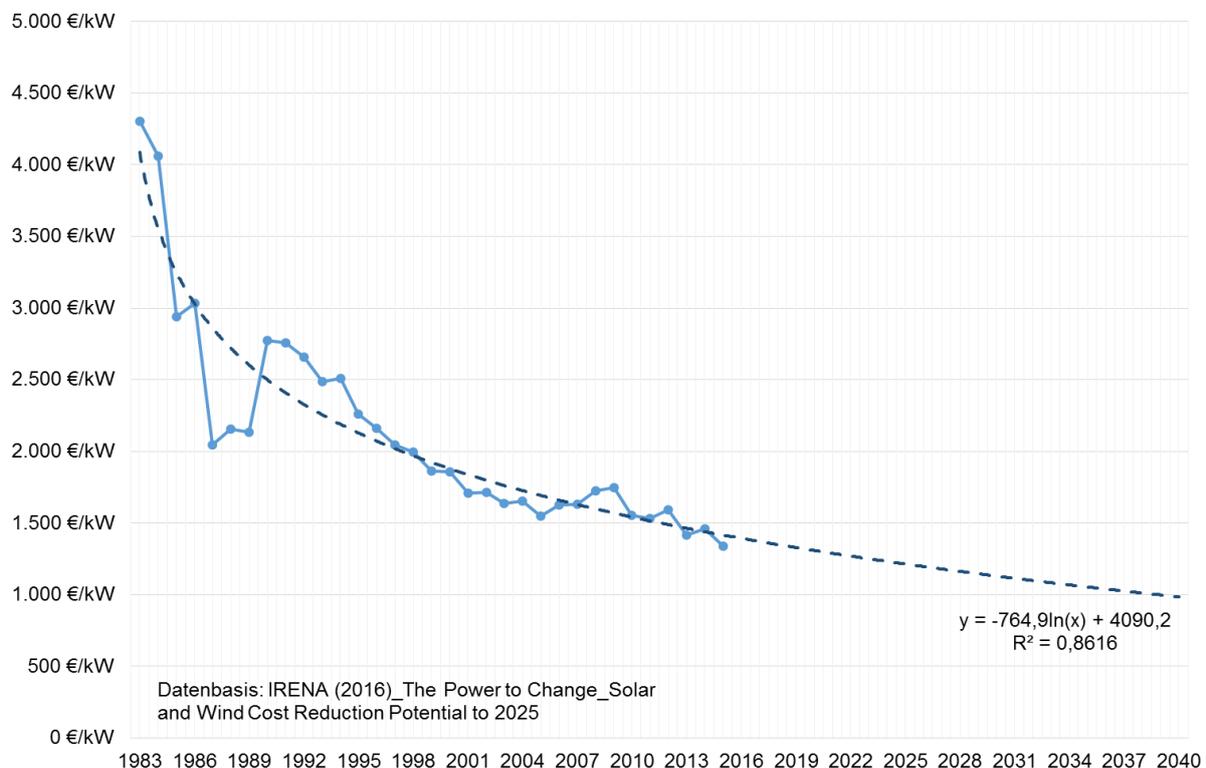


Abbildung 6-5: (Prognostizierte) Entwicklung der Gesamtinvestitionen für Windenergieanlagen 1989 – 2040
 [Eigene Darstellung nach IRENA 2016]

Zur Überprüfung der Güte der Prognose werden die errechneten Kosten aus der logarithmischen Interpolation für das Jahr 2025 in Höhe von 1.213 €/kW mit der Einschätzung von IRENA für dasselbe Jahr abgeglichen. Deren Prognose liegt bei 1.234 €/kW im Jahr 2025 und weicht damit lediglich um 1,7 % von den Modelldaten ab. Formel (6.12) wird dem Gestehungskostenmodell deshalb zugrunde gelegt. Am Ende des Betrachtungszeitraums (2040) beträgt die Anfangsinvestition 984 €/kW.

Laut IRENA ist die Investitionsentwicklung bei Windturbinen stark abhängig von den Materialkosten, da die Kosten für die Turbine (inkl. Turm und Installation) 64 % bis 84 % der gesamten Anfangsinvestition ausmachen. Daher beeinflussen die Kostenentwicklungen von Stahl und Kupfer die Investitionen für Windenergieanlagen signifikant. Neben den Anfangsinvestitionen sinken auch die betriebsgebundenen Kosten bei Windenergieanlagen aufgrund verbesserter Technologien über den Zeitverlauf (IRENA 2016). Um diesem Sachverhalt gerecht zu werden, wird im Modell die Abhängigkeit zwischen Versicherungs- sowie der Wartungs- und Instandhaltungskosten von den Anfangsinvestitionen hergestellt, wodurch sich ebenfalls eine Degression im Zeitverlauf ergibt. Die Pacht- und Betriebsführungskosten dagegen bleiben konstant.

Zur Prognose der Kostenentwicklung von PV-Freiflächenanlagen werden die Ergebnisse des FRAUNHOFER ISE aus der Studie „Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems“ für das Modell verwendet. Abbildung 6-6 stellt die Entwicklung über den Betrachtungszeitraum für die Gesamtinvestition (Dunkelorange), die Hauptinvestition (Orange) und die Nebeninvestition (Hellorange) dar. Die prognostizierten Kosten aus der Studie können nicht einfach für das Modell übernommen werden, da nicht alle Kostenkomponenten wie in Kapitel 6.2.3 beschrieben in den von FRAUNHOFER ISE (2015) verwendeten Kostenkategorien enthalten sind. Stattdessen wird die Kostendegression nach FRAUNHOFER ISE (2015) in eine Prognosefunktion übersetzt, die die im Modell angenommenen Kosten auf die Jahre 2016 bis 2040 projiziert. Wie aus Abbildung 6-6 hervorgeht entspricht die Prognose einer polynomischen Interpolation vierten Grades, die in folgender Funktion beschrieben wird.

$$x_{t,PV} = 0,0013 * T_t^4 - 0,0819 * T_t^3 + 2,1088 * T_t^2 - 40,103 * T_t + 1.003,9 \quad (6.13)$$

Dabei sind

$x_{t,PV}$ die Anfangsinvestitionen des Jahres t in eine PV-Freiflächenanlage pro Einheit [€/kW],

T_t die Anzahl der Jahre ab dem Basisjahr (2015),

t das Jahr der Betrachtung.

Formel (6.13) wird dem Gestehungskostenmodell zugrunde gelegt. Die Anfangsinvestitionen in eine PV-Freiflächenanlage sinken damit im Modell von 976 €/kW im Jahr 2015 auf 532 €/kW im Jahr 2040. Analog zu den Betriebskosten von Windenergieanlagen werden auch die PV-Betriebskosten im Modell zum Teil in Abhängigkeit zu den Anfangsinvestitionen gesetzt, um die entsprechende Kostenreduktion zu bewirken. Wiederum werden die Versicherungs- sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten variabel gestaltet, während die Betriebsführungs- und Pachtkosten konstant bleiben. Laut KOST et al. (2013) resultiert das Kostenreduktionspotenzial bei PV-Anlagen unter anderem aus der Erhöhung der Lebensdauer.

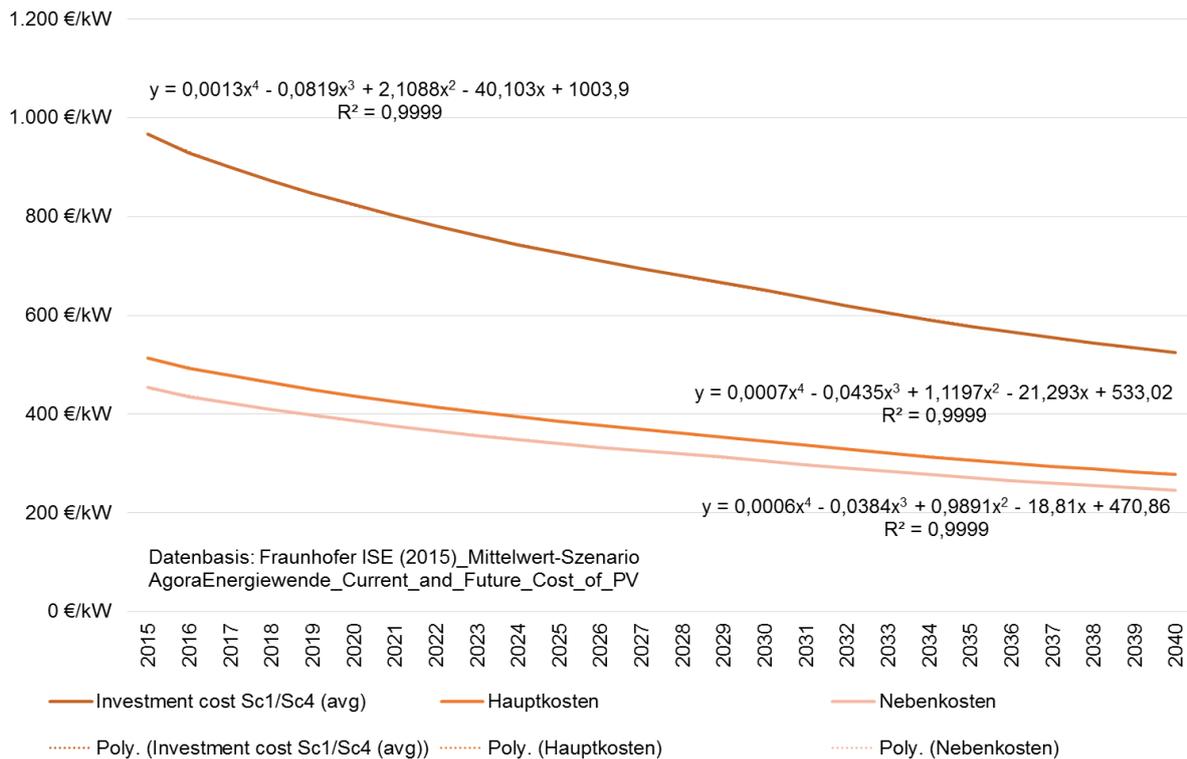


Abbildung 6-6: Prognostizierte Entwicklung der Anfangsinvestitionen für PV-Freiflächenanlagen 2015 - 2040
 [Eigene Darstellung nach Fraunhofer ISE 2015]

Abbildung 6-7 zeigt die Veränderung der Stromgestehungskosten für fossilen, PV-Freiflächen- und Windstrom über den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2040 unter Annahme, dass die gesamte erzeugte Strommenge aus erneuerbaren Energien zu den Gesteungskosten abgenommen wird, also voll eingespeist werden kann. Im Modell trifft das nicht zu, da die Spitzenlast abgedeckt werden soll und diese nur phasenweise mit der aus regenerativen Quellen anfallenden Stromerzeugung zeitlich übereinstimmt. Die Auswirkungen dieses Umstandes sind im Gesteungskostenmodell berücksichtigt und werden in Kapitel 6.3.2 erläutert.

Während die Gesteungskosten für Solarstrom bei Volleinspeisung über den gesamten Zeitverlauf die günstigste Variante darstellen, liegen die Gesteungskosten für Windenergie bis zum Jahr 2022 über den Kosten für fossil erzeugten Strom. Die Gesteungskosten der regenerativen Technologien entsprechen dem Erlös, der mindestens erwirtschaftet werden muss, um alle entstandenen Kosten inkl. Fremd- und Eigenkapitalverzinsung zu decken. Dagegen sind bei der fossilen Variante in Abbildung 6-7 lediglich die betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten angesetzt, da diese beiden Kostenarten mit den Gesamtkosten der erneuerbaren Energien konkurrieren müssen. Die kapitalgebundenen Kosten des Gaskraftwerks müssen in jedem Fall getragen werden, da sichergestellt werden muss, dass die Spitzenlast vor Ort erzeugt werden kann, auch wenn weder Sonne noch Wind verfügbar sind.

Die in diesem Kapitel prognostizierten Kostenentwicklungen werden dem Gesteungskostenmodell als Basisannahme zugrunde gelegt. In der Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss der Veränderung dieser Parameter überprüft. Anhang 2, Anhang 3 und Anhang 4 zeigen die Berechnungsschemata der einzelnen Technologien beispielhaft für die Jahre 2015 bis 2020 im Ausgangsszenario.

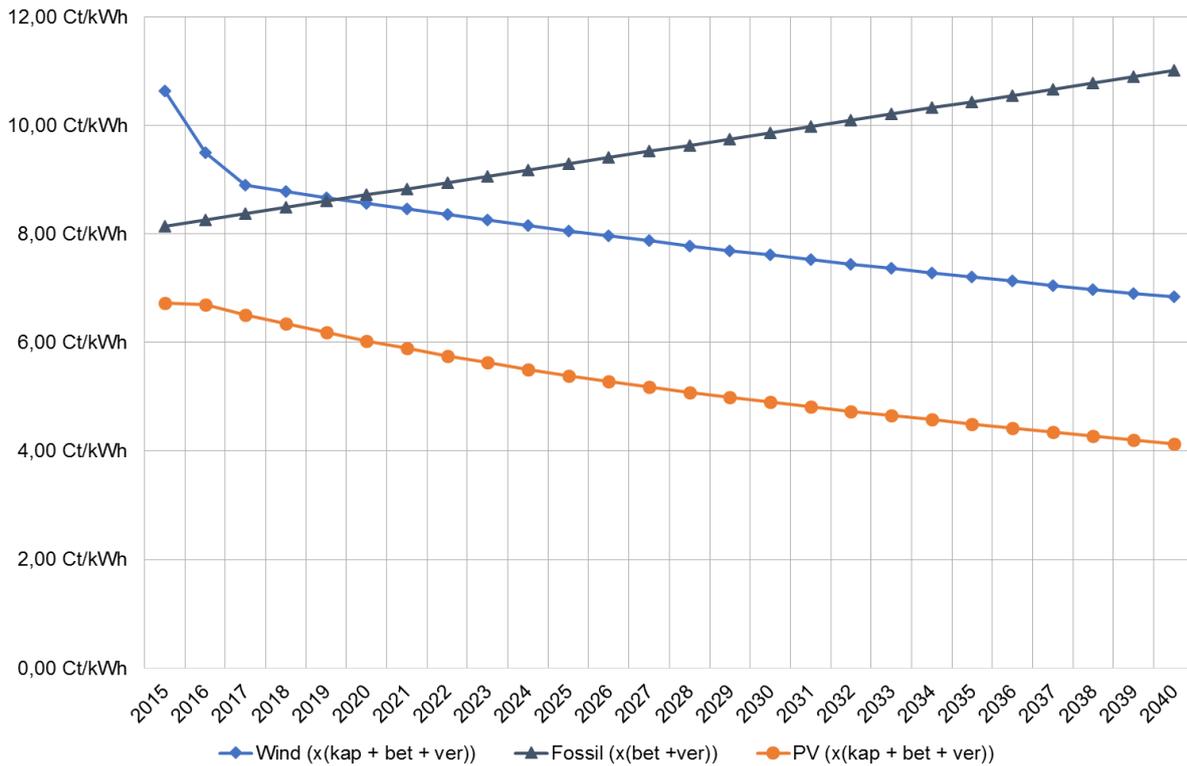


Abbildung 6-7: Vergleich der Stromgestehungskosten 2015 - 2040 bei EE-Volleinspeisung [Eigene Darstellung]

6.3 Umsetzung des Gestehungskostenmodells

Die Modellierung der maximalen Stromgestehungskosten zur Beantwortung der Ausgangsfragestellungen erfolgt in Microsoft Excel. Die Berechnung der Ausgangswerte der Stromgestehungskosten und die Klärung, ob die Spitzenlast dezentral erzeugt werden soll, werden zunächst durchgeführt. Anschließend wird die Simulation der Veränderungen hinsichtlich Lastgänge und Kosten im Zeitverlauf vorgenommen, um die Frage zu beantworten, welche Stromerzeugungstechnologien zu welchem Zeitpunkt eingesetzt werden. Die Ergebnisse von Schritt 2 werden darauffolgend in die Ausgangsberechnung exportiert, um deren Sensitivitäten zu berechnen. Anschließend kann aus den Ergebnissen die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Speichertechnologien abgeleitet werden. Die Vorgehensweise wird im Weiteren näher erläutert.

6.3.1 Schritt 1: Einsatz eines Gaskraftwerks zur dezentralen Spitzenlasterzeugung

Im ersten Schritt des Gestehungskostenmodells wird beantwortet, ob im Modell ohne Marktverzerrungen die Erzeugung der Spitzenlast vor Ort innerhalb des Versorgungsgebiets wirtschaftlicher ist als der Gesamtstrombezug aus dem vorgelagerten Netz. Der Sachverhalt ist dann gegeben, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

$$\text{Bedingung 1: } X_{\text{kap,Gas,vO}} \leq vNE_4$$

$$\text{Bedingung 2: } X_{\text{bet,Gas,vO}} + X_{\text{ver,Gas,vO}} \leq X_{\text{VB}}$$

Mit

$X_{\text{kap,Gas,vO}}$	jährliche kapitalgebundene Kosten des Gaskraftwerks vor Ort,
$v\text{NE}_4$	vermiedenes Netznutzungsentgelt der Netzebene 4 pro Jahr,
$X_{\text{bet,Gas,vO}}$	jährliche betriebsgebundene Kosten des Gaskraftwerks vor Ort pro Einheit,
$X_{\text{ver,Gas,vO}}$	jährliche verbrauchsgebundene Kosten des Gaskraftwerks vor Ort pro Einheit,
X_{VB}	die Kosten für den Vollbezug der Gesamtstrommenge aus der Netzebene 4 pro Einheit.

Um die Erfüllung der Bedingungen im Modell zu klären, wird zunächst ein entsprechend großes fossiles Referenzkraftwerk betrachtet, das überörtlich Strom produziert, der über die Versorgungsnetzebene in das Modellgebiet transportiert wird. Die im Modellgebiet benötigte jährliche Strommenge beträgt 250.428.471 kWh, die Jahreshöchstlast entspricht 44.089 kW. Analog zu Kapitel 6.2.1 werden die Stromgestehungskosten des Kraftwerks berechnet. Als Brennstoff wird aus den oben beschriebenen Gründen wiederum Erdgas verwendet. Die kapitalgebundenen Kosten setzen sich aus denselben Komponenten zusammen wie in Kapitel 6.2.1 dargestellt. Mithilfe der hinterlegten Ausgleichsfunktion können die Anfangsinvestitionen pro Einheit berechnet werden. Diese betragen bei einer Nennleistung von 44.089 kW insgesamt 36.778.674 € (= 834 €/kW * 44.089 kW). Die Planungskosten ergeben sich aus § 44 HOAI, allerdings ist das Honorar nach § 7 Abs. 2 HOAI ab 25.000.000 € an anrechenbaren Kosten frei wählbar, weswegen ebendieser Wert zur Abschätzung der Planungskosten verwendet wird. Die Planungskosten betragen 1.105.829 €, die Berechnung erfolgt analog zu Kapitel 6.2.1. Aufgrund der Betriebsstundenanzahl von 8.760 wird eine Nutzungsdauer von 15 Jahren angesetzt. Der Kalkulationszinssatz von 4,39 % bleibt gleich. Damit ergeben sich ein Annuitätenfaktor von 0,0924 und jährliche kapitalgebundene Kosten in Höhe von 3.398.754 €.

Mit der Erhöhung der Nennleistung sinken laut ASUE die Kosten pro Einheit für Wartung und Instandhaltung der Kraftwerksanlagen. Diese liegen im Fall des übergeordneten Kraftwerks bei 0,29 Cent/kWh erzeugtem Strom. Die Pacht-, Versicherungs- und Betriebsführungskosten werden analog zu Kapitel 6.2.1 berechnet. Insgesamt fallen jährliche betriebsgebundene Kosten in Höhe von 1.329.613 € an. Die verbrauchsgebundenen Kosten umfassen die Brennstoffkosten. Mit der Nennleistung erhöht sich auch der elektrische Wirkungsgrad des Kraftwerks, der nun 50 % beträgt. Zur Erzeugung der 250.428.471 benötigten Kilowattstunden Strom müssen 550.786.881 kWh (H_i) an Erdgas eingesetzt werden. Analog zur Berechnung in Kapitel 6.2.1 werden die Brennstoffbezugskosten ermittelt. Diese betragen inkl. Netzentgelte für den Gasbezug 15.182.834 €. Die Kosten für den Gesamtstrombezug belaufen sich auf insgesamt 19.911.201 € bzw. 7,95 Cent/kWh.

Im Folgenden wird der MinLoad-Bezug aus dem vorgelagerten Netz, wie in Kapitel 6.1 beschrieben, untersucht, um die maximal möglichen Kosten pro Kilowattstunde zu berechnen, die ein Spitzenlastkraftwerk vor Ort nach sich ziehen darf. Im Gegensatz zum Vollbezug reicht eine Nennleistung von 28.588 kW (= MinLoad) aus, mit der 229.633.542 kWh Strom erzeugt werden. Dadurch sinken die kapitalgebundenen Kosten mit 34 % signifikant aufgrund der geringeren Nennleistung und der damit verbundenen deutlichen Erhöhung der Vollbenutzungsstunden. Diese steigen von 5.680 Stunden auf 8.033 Stunden pro Jahr an, was einer Auslastung von 92 % im Vergleich zu 65 % entspricht. Die kapitalgebundenen Kosten betragen bei denselben Rahmenbedingungen 2.228.823 €, die betriebsgebundenen Kosten 1.166.049 € und die verbrauchsgebundenen Kosten 14.156.752 € pro Jahr.

Die Kosten für den MinLoad-Strombezug aus dem vorgelagerten Netz umfassen insgesamt 17.551.624 € bzw. 7,64 Cent/kWh.

Zusätzlich werden durch die geringere Jahreshöchstlast beim MinLoad-Bezug im Vergleich zum Vollbezug aus der vorgelagerten Netzebene Netzentgelte eingespart. Die entsprechenden Entgelte pro Einheit werden aus dem Preisblatt des vorgelagerten Netzbetreibers für das Jahr 2017 entnommen, anhand derer das Einsparpotenzial berechnet wird. Entgegen den sonstigen Basiswerten, die jeweils aus dem Jahr 2015 stammen, werden hier die Werte für 2017 angesetzt, um der signifikanten Erhöhung der Netzentgelte in den vergangenen Jahren gerecht zu werden. Im Vergleich zum Vorjahr stieg die Leistungspreiskomponente der Stromnetzentgelte für das Versorgungsgebiet im Jahr 2017 beispielsweise um 56 %. Folgende Tabelle stellt die Netzentgelte 2017 der Netzebene 4 dar.

Tabelle 6.6: Stromnetzentgelte 2017 der Netzebene 4 für das Versorgungsgebiet des Praxispartners [Eigene Darstellung]

Stromnetzentgelte				
Netzebene	Bh < 2.500 h/a		Bh >= 2.500 h/a	
	Leistungspreis	Arbeitspreis	Leistungspreis	Arbeitspreis
4	16,05 €/kW	4,05 Ct/kWh	114,85 €/kW	0,10 Ct/kWh

Bei Vollbezug fallen 5.314.050 €/a an Netzentgelten für die Netzebene 4 an. Beim MinLoad-Bezug liegen die Kosten hingegen bei 3.512.965 €/a. Die anschließende Tabelle visualisiert die zu vergleichenden Werte der Bezugsvarianten.

Tabelle 6.7: Vergleich der Vollbezugs- und MinLoad-Bezugsvarianten [Eigene Darstellung]

	Variante: Vollbezug	Variante: MinLoad-Bezug	Spitzenlast
<i>Menge</i>	250.428.471 kWh	229.633.542 kWh	20.794.929 kWh
<i>Leistung</i>	44.089 kW	28.588 kW	15.501 kW
<i>Benutzungsstunden</i>	5.680	8.033	2.353
<i>Gesamtkosten</i>	19.911.201 €	17.551.624 €	2.359.577 €
<i>Kosten pro Einheit</i>	7,95 Ct/kWh	7,64 Ct/kWh	11,35 Ct/kWh
<i>Netzentgelte</i>	5.314.050 €	3.512.965 €	1.801.085 €

Zur Überprüfung der Ausgangsfragestellung gilt es, die Erfüllung der Bedingungen 1 und 2 zu prüfen. Damit Bedingung 1 erfüllt ist, müssen die vermiedenen Netzentgelte größer oder gleich den jährlichen kapitalgebundenen Kosten des dezentralen Kraftwerks sein. Die Einsparung aus den Netzentgelten beträgt 1.801.085 € jährlich, die kapitalgebundenen Kosten belaufen sich auf 883.165 € (siehe Kapitel 6.2.1).

Bedingung 1: $X_{\text{kap,Gas,vO}} \leq v_{\text{NE4}} \rightarrow 883.165 \text{ €} \leq 1.801.085 \text{ €} \rightarrow$ erfüllt

Da die kapitalgebundenen Kosten des dezentralen Gaskraftwerks deutlich geringer sind als die vermiedenen Netzentgelte, bleibt ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil von 917.920 € pro Jahr für die Verbraucher

des Versorgungsgebiets, da die Netzentgelte über den Verteilnetzbetreiber an die Kunden gewälzt werden.

Damit Bedingung 2 erfüllt ist, muss die Summe der betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten des dezentralen Gaskraftwerks kleiner oder gleich den Differenzkosten aus Vollbezug und MinLoad-Bezug sein. Diese betragen 11,35 Ct/kWh. Die Summe der betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten des fossilen Spitzenlastkraftwerks vor Ort ergibt 1.693.455 € (siehe Kapitel 6.2.1) im Jahr 2015 bei einer erzeugten Strommenge von 20.794.929 kWh. Daraus entstehen Stromgestehungskosten (ohne kapitalgebundene Kosten) in Höhe von 8,14 Ct/kWh.

Bedingung 2: $x_{\text{bet,Gas,vO}} + x_{\text{ver,Gas,vO}} \leq x_{\text{VB}} \rightarrow 8,14 \text{ Ct/kWh} \leq 11,35 \text{ Ct/kWh} \rightarrow$ erfüllt

Die betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten liegen um 3,21 Cent pro Kilowattstunde bzw. 28 % signifikant unter den Gesteungskosten der aus dem vorgelagerten Netz bezogenen Spitzenlast. Damit sind beide Bedingungen erfüllt, was bedeutet, dass die Spitzenlastproduktion vor Ort durch ein dezentrales Gaskraftwerk wirtschaftlicher ist als der Bezug der Gesamtstrommenge aus dem vorgelagerten Netz. Die Kosteneinsparung beträgt insgesamt 1.575.040 € (= 917.920 € + 6.675.17 €).

6.3.2 Schritt 2: Einsatz erneuerbarer Energien zur dezentralen Spitzenlasterzeugung

Im zweiten Schritt des Gesteungskostenmodells wird untersucht, ob und unter welchen Rahmenbedingungen der Einsatz von erneuerbaren Energien zur Deckung der Spitzenlast vor Ort wirtschaftlich ist. Um die benötigte Last auch bei Nicht-Verfügbarkeit von Sonne und Wind abdecken zu können, bleibt das Gaskraftwerk aus Schritt 1 bestehen. Die kapitalgebundenen Kosten werden von den vermiedenen Netzentgelten getragen. Der Überschuss in Höhe von 917.920 € pro Jahr wird als gesamtwirtschaftlicher Vorteil nicht weiter verrechnet. Verglichen werden also im Weiteren die betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten des Gaskraftwerks vor Ort mit den Gesteungskosten von Wind- bzw. PV-Freiflächenanlagen vor Ort. Dem Modell sind Stromlastgänge mit der Auflösung in Viertelstunden hinterlegt. Der Verbrauchslastgang bleibt über den Betrachtungszeitraum gleich. Zur Simulation der PV- und Windlastgänge ist jeweils ein Referenzlastgang⁷ zugrunde gelegt, auf dessen Basis der simulierte Lastgang in Abhängigkeit der installierten Nennleistung über das Jahr ausgerollt wird. Das Ausgangsjahr der Betrachtung ist das Jahr 2015, in dem die Annahme gilt, dass noch keine regenerativen Erzeugungsanlagen vor Ort bestehen. Nach dem in Abbildung 6-8 dargestellten Ablaufdiagramm läuft die Simulation der Kostenentwicklungen in Abhängigkeit der jeweiligen Lastgänge ab.

Zum Start der Simulation wird jeweils das Betrachtungsjahr geprüft. Liegt es außerhalb des Betrachtungszeitraums von 2016 bis 2040 wird nicht berechnet. Liegt das Jahr innerhalb des gewählten Zeithorizonts wird die Berechnung der Kosten auf Basis des Verbrauchslastgangs und der entsprechenden Erzeugungslastgänge berechnet.

⁷ Referenzlastgang Wind: Daten stammen aus der Referenzanlage aus Kapitel 6.2.2, Referenzlastgang PV: Daten stammen aus der Referenzanlage aus Kapitel 6.2.3

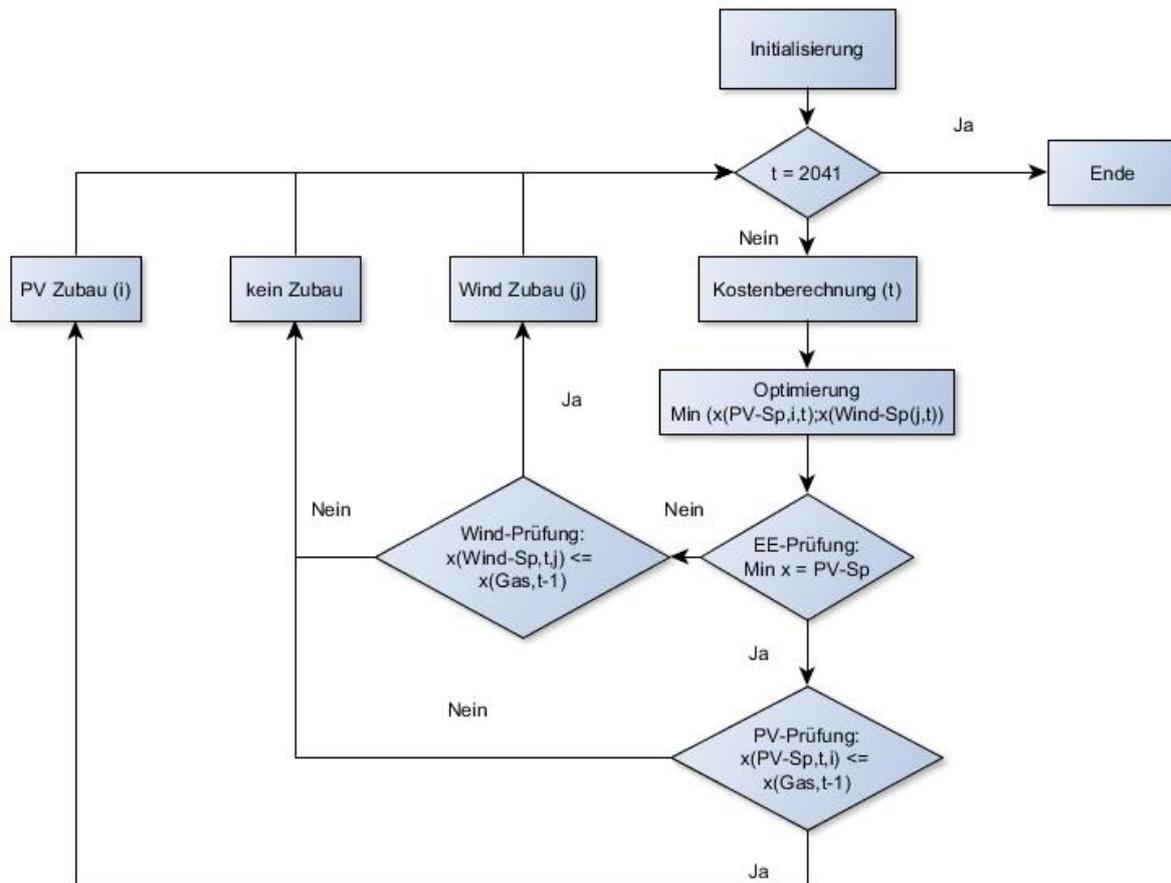


Abbildung 6-8: Ablaufdiagramm des Gesteungskostenmodells – Schritt 2
[Eigene Darstellung]

Für die Kostenberechnung werden sieben Varianten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Modell untersucht. Als maximaler Zubau gelten jeweils die Werte aus dem Energienutzungsplan des Versorgungsgebiets (PV = 113 MW, Wind = 17,5 MW). Als jährliche maximale Zubauleistung werden jeweils 5 MW definiert. Bei PV-Freiflächenanlagen wird der Zubau von 1, 2, 3, 4 und 5 MW untersucht. Bei Windenergieanlagen 2,5 und 5 MW an zusätzlicher Leistung. Als Restriktion gilt, dass pro Jahr entweder der jährliche Maximalzubau an PV- oder an Windleistung erfolgen kann. Tabelle 6.8 zeigt einen Überblick über die sieben möglichen Zubauvarianten.

Tabelle 6.8: Zubauvarianten für PV- und Windkapazität
[Eigene Darstellung]

Variante	Technologie	Zubauleistung
PV_1MW	PV-Freifläche	1 MW
PV_2MW	PV-Freifläche	2 MW
PV_3MW	PV-Freifläche	3 MW
PV_4MW	PV-Freifläche	4 MW
PV_5MW	PV-Freifläche	5 MW
Wind_2,5MW	Wind	2,5 MW
Wind_5MW	Wind	5 MW

Aus den in die Simulation eingelesenen Lastgängen ergibt sich die Restlast aus der Netzlast abzüglich des MinLoad-Lastgangs, die vor Ort gedeckt werden soll. Abbildung 6-9 veranschaulicht links die vor Ort zu deckende Restlast-Strommenge (Blau). Auf der rechten Seite ist in Abbildung 6-9 ein beispielhafter Lastgang aus erneuerbaren Energien (EE-Lastgang) mit der erzeugten Strommenge in Gelb dargestellt (b).

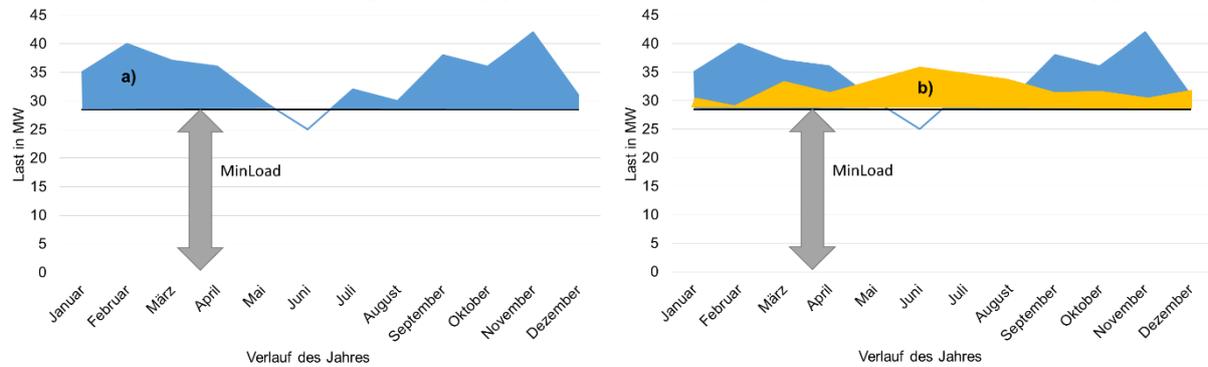


Abbildung 6-9: *Beispiel Lastgang Restlast (a) und Lastgang EE-Erzeugung (b)*
[Eigene Darstellung]

Die Restlast wird wie oben beschrieben folgendermaßen definiert.

$$RL_t = VL_t - \text{MinLoad}_t$$

$$\text{MinLoad}_t = \text{Min}(\text{MinLoad}_t; VL_t)$$
(6.14)

Dabei sind

- RL_t die Restlast zum Zeitpunkt t [kW],
- VL_t die Verbrauchslast zum Zeitpunkt t [kW],
- MinLoad_t die für die betrachteten Netzebenen geltende MinLoad zum Zeitpunkt t [kW],
- Min das Minimum aus den zu untersuchenden Werten [kW],
- t der Betrachtungszeitpunkt.

Aus Abbildung 6-9 wird ersichtlich, dass nicht zu jedem Zeitpunkt die zu deckende Restlast mit der erzeugten EE-Last übereinstimmt. Der Anteil der EE-Erzeugung, der größer ist als die zu deckende Restlast, wird als die Grundlaständerung (c) definiert, da der Bezug aus dem vorgelagerten Netz um diesen Anteil reduziert bzw. dieser Anteil an das vorgelagerte Netz „rückgespeist“ werden kann. Die Grundlaständerung berechnet sich aus Restlast abzüglich der EE-Last.

$$GL\text{-}\ddot{A}_t = RL_t - EE\text{-}L_t$$

$$\rightarrow \text{zählen, wenn } (RL_t - EE\text{-}L_t) < 0$$
(6.15)

Dabei sind

- $GL\text{-}\ddot{A}_t$ die Grundlaständerung zum Zeitpunkt t [kW],
- $EE\text{-}L_t$ die EE-Last zum Zeitpunkt t , die durch Wind- oder PV-Freiflächenanlagen erzeugt werden kann [kW].

Ist die Differenz negativ, wird sie als Betrag der Grundlaständerung zugeschrieben. Der Anteil der Restlast, der nicht durch die EE-Last gedeckt werden kann, muss weiterhin durch das Gaskraftwerk erzeugt werden und wird als Anteil Gas definiert (d). Dieser Anteil berechnet sich ebenfalls aus der Differenz

zwischen Restlast und EE-Last. In diesem Fall werden die positiven Werte als Betrag dem Gas-Anteil zugerechnet.

$$\text{Gas}_t = \text{RL}_t - \text{EE-L}_t$$

→ zählen, wenn $(\text{RL}_t - \text{EE-L}_t) > 0$ (6.16)

Dabei ist

Gas_t die fossil zu erzeugende Spitzenlast zum Zeitpunkt t [kW].

Der Anteil der EE-Last, der in die Restlast integriert werden kann, wird als Anteil Spitzenlast aus erneuerbaren Energien bezeichnet (e). Und ist die EE-Last abzüglich der Grundlaständerung.

$$\text{EE-SL}_t = \text{EE-L}_t - \text{GL-Ä}_t$$
(6.17)

Dabei ist

EE-SL_t der Anteil der EE-Last, der zur Abdeckung der Spitzenlast zum Zeitpunkt t beiträgt [kW].

Abbildung 6-10 stellt die definierten Mengen (c), (d) und (e) schematisch für Beispiellastgänge dar. Aus der Berechnung der Gestehungskosten in Kapitel 6.2 geht hervor, wieviel eine Kilowattstunde Wind- bzw. PV-Strom Erlös muss, damit alle zur Erzeugung anfallenden Kosten inkl. Eigen- und Fremdkapitalverzinsung gedeckt sind. Die aus erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge teilt sich wie oben beschrieben in den Anteil der Grundlaständerung und den Anteil der EE-Spitzenlast auf. Für die Überschussstrommenge (Grundlaständerung) wird in diesem Schritt des Modells angenommen, dass sie in die vorgelagerte Netzebene rückgespeist wird. Als Erlös wird ein Rückspeisepreis angesetzt. Dieser wird als Mischpreis aus einem Anteil für fossil erzeugten Strom und einem Anteil für erneuerbaren Strom aus dem übergeordneten Netz angenommen.

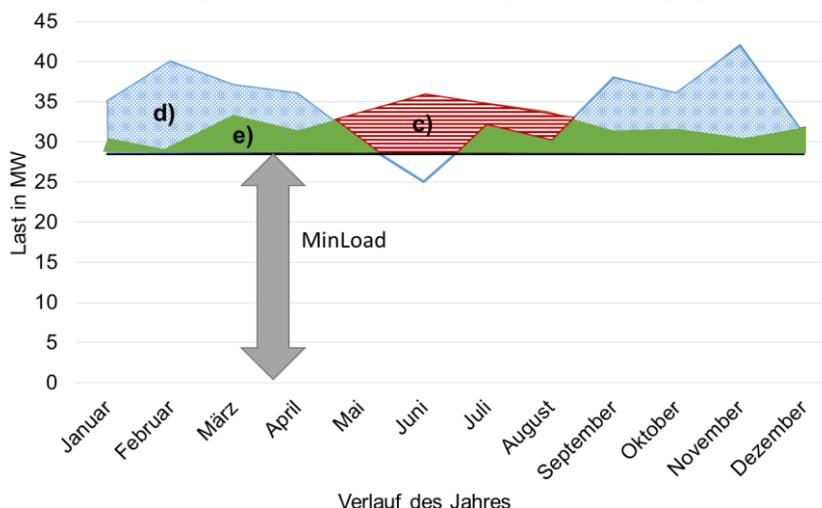


Abbildung 6-10: Beispiel Anteil Grundlaständerung (c), Anteil Gas (d) und Spitzenlast PV (e) [Eigene Darstellung]

Der fossile Anteil des Mischpreises entspricht den Kosten des übergeordneten Gaskraftwerks aus Kapitel 6.3.1 des jeweiligen Betrachtungsjahres und beträgt im Ausgangsjahr 2015 7,64 Ct/kWh. Für den erneuerbaren Anteil des Mischpreises werden 0 Cent/kWh angesetzt, da davon ausgegangen werden

muss, dass zu Zeiten des Überschussstroms im Modellgebiet ebenfalls ein hoher Anteil erneuerbarer Energien in das übergeordnete Netz eingespeist wird, was ebenfalls zu einer Überschussmenge führen kann. Aufgrund dessen ist es nicht möglich, den Überschussstrom aus dem Modellgebiet zu diesem Zeitpunkt in das vorgelagerte Netz zurückzuspeisen, weswegen die Kraftwerke abgeregelt werden müssen. Der Einsatz von Speichertechnologien wird im Anschluss an den zweiten Modellschritt betrachtet. Die Anteile von fossilem und erneuerbarem Strom im übergeordneten Netz werden auf Basis der in Deutschland im Jahr 2015 in die Stromnetze eingespeisten Strommengen ermittelt und bis 2040 anhand der Klimaschutzziele der Bundesregierung skaliert. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion im Jahr 2015 betrug 33,4 %, im Jahr 2017 bereits 38,3 % (FRAUNHOFER ISE 2018), daraus ergibt sich ein Anteil der fossilen Stromproduktion im selben Jahr von 66,6 % bzw. 61,7 %. Anhand des historischen Werts aus 2017 und dem Zielwert für 2050, der im Sinne der Klimaschutzziele im Minimum bei 80 % liegt (BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE 2010), werden die jährlichen Werte mithilfe folgender Ausgleichsfunktion skaliert.

$$y_{EE,t} = 0,0126 * T_t + 0,3704 \quad (6.18)$$

Dabei sind

$y_{EE,t}$	der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion im Betrachtungsjahr t [%],
T_t	die Anzahl der betrachteten Jahre (Basisjahr = 2015),
t	das Jahr der Betrachtung.

Für das Jahr 2015 ergibt sich folglich ein Mischpreis für die Rückspeisung in Höhe von 5,09 Ct/kWh (= 33,4 % * 0 Ct/kWh + 66,4 % * 7,64 Ct/kWh). Da für den Anteil der Grundlaständerung an der EE-Strommenge weniger Erlöst werden kann, als die Gesteungskosten betragen, muss der Anteil der integrierten Spitzenlast entsprechend höher vergütet werden. Der EE-Spitzenlastpreis errechnet sich nach folgender Logik:

$$x(EE-SL_t) = \frac{X(EE_t) - X(GL-\ddot{A}_t)}{Q(EE-SL_t)} \quad (6.19)$$

Dabei sind

$x(EE-SL_t)$	der Preis für die Spitzenlast aus erneuerbaren Energien pro Einheit im Betrachtungsjahr t [€/kWh],
$X(EE_t)$	die Gesamtkosten zur Erzeugung der EE-Strommenge im Betrachtungsjahr t [€],
$X(GL-\ddot{A}_t)$	die Gesamterlöse für die rückzuspeisende Strommenge im Betrachtungsjahr t [€],
$Q(EE-SL_t)$	die Strommenge aus erneuerbaren Energien (EE-Spitzenlast), die in die Restlast integriert werden kann, im Betrachtungsjahr t [kWh],
t	das Jahr der Betrachtung.

Die Subtrahenden des Zählers lassen sich folgendermaßen definieren:

$$\begin{aligned} X(EE_t) &= x(EE_t) * Q(EE_t) \\ X(GL-\ddot{A}_t) &= x(GL-\ddot{A}_t) * Q(GL-\ddot{A}_t) \end{aligned} \quad (6.20)$$

Dabei sind

- $x(EE_t)$ die Gestehungskosten der erneuerbaren Energien pro Einheit im Betrachtungsjahr t [€/kWh],
- $Q(EE_t)$ die aus erneuerbaren Energien erzeugte Jahresstrommenge im Betrachtungsjahr t [kWh],
- $x(GL-\ddot{A}_t)$ die Erlöse aus der Rückspeisung der Überschussstrommenge (Grundlaständerung) in das übergeordnete Netz pro Einheit im Betrachtungsjahr t [€/kWh],
- $Q(GL-\ddot{A}_t)$ die Grundlaständerung als Strommenge im Betrachtungsjahr t [kWh],
- t das Jahr der Betrachtung.

Nach der Kostenberechnung für die sieben sich jährlich ergebenden Zubauvarianten (PV_1MW, PV_2MW, PV_3MW, PV_4MW, PV_5MW, Wind_2,5MW, Wind_5MW) wählt der Algorithmus im Modell die Variante mit dem geringsten Spitzenlastpreis aus. Tabelle 6.9 zeigt die Strommengen des Jahres 2016 der einzelnen Zubauvarianten.

Irritierend mag in Tabelle 6.10 erscheinen, dass die Gestehungskosten der erneuerbaren Energien sich nicht mit der steigenden Leistung der Zubauvarianten verändern. Skaleneffekte, die sich durch die größere Dimensionierung eines Projektes ergeben, kommen hier nicht explizit zum Tragen. Das liegt daran, dass nicht davon ausgegangen wird, dass der jeweilige Zubau innerhalb eines Projektes realisiert wird. Stattdessen entspricht die Leistung der jeweiligen Zubauvarianten dem Kontingent des gesamten Versorgungsgebietes. Dabei bleibt unberücksichtigt, in welchen Chargen das Kontingent aufgebaut wird. Skaleneffekte unterschiedlicher Größenordnungen sind also implizit in den durchschnittlichen Gestehungskosten berücksichtigt.

Tabelle 6.9: Strommengen des Jahres 2016 der einzelnen Varianten
[Eigene Darstellung]

Variante	Q (EE₂₀₁₆) = (b)	Q (EE-SL₂₀₁₆) = (e)	Q (GL-\ddot{A}₂₀₁₆) = (c) = (b) – (e)
PV_1MW	1.191.526 kWh	815.986 kWh	375.540 kWh
PV_2MW	2.383.052 kWh	1.619.455 kWh	763.597 kWh
PV_3MW	3.574.578 kWh	2.399.511 kWh	1.175.067 kWh
PV_4MW	4.766.103 kWh	3.140.268 kWh	1.625.835 kWh
PV_5MW	5.957.629 kWh	3.832.855 kWh	2.124.774 kWh
Wind_2,5MW	4.423.139 kWh	1.919.707 kWh	2.503.532 kWh
Wind_5MW	8.846.279 kWh	3.645.108 kWh	5.201.171 kWh

Tabelle 6.10 stellt die jeweiligen Preisansätze für die EE-Strommenge und die Grundlaständerung der Zubauvarianten und deren Gesamtkosten für das Jahr 2016 dar.

Tabelle 6.10: Gesteungs- und Gesamtkosten des Jahres 2016 der einzelnen Strommengen und Varianten
[Eigene Darstellung]

Variante	x (EE ₂₀₁₆)	X (EE ₂₀₁₆)	x (GL-Ä ₂₀₁₆)	X (GL-Ä ₂₀₁₆)
PV_1MW	6,69 Ct/kWh	79.713 €	5,09 Ct/kWh	19.115 €
PV_2MW	6,69 Ct/kWh	159.426 €	5,09 Ct/kWh	38.867 €
PV_3MW	6,69 Ct/kWh	239.139 €	5,09 Ct/kWh	59.811 €
PV_4MW	6,69 Ct/kWh	318.852 €	5,09 Ct/kWh	82.755 €
PV_5MW	6,69 Ct/kWh	398.565 €	5,09 Ct/kWh	108.151 €
Wind_2,5MW	9,50 Ct/kWh	420.198 €	5,09 Ct/kWh	127.425 €
Wind_5MW	9,50 Ct/kWh	840.397 €	5,09 Ct/kWh	264.740 €

Aus den Werten in Tabelle 6.9 und Tabelle 6.10 ergeben sich unter Anwendung der Formel (6.15) die in Tabelle 6.11 abgebildeten Spitzenlastgestehungskosten.

Tabelle 6.11: Spitzenlastgestehungskosten der einzelnen Zubauvarianten
[Eigene Darstellung]

Variante	x (SL-EE ₂₀₁₆)
PV_1MW	7,43 Ct/kWh
PV_2MW	7,44 Ct/kWh
PV_3MW	7,47 Ct/kWh
PV_4MW	7,52 Ct/kWh
PV_5MW	7,58 Ct/kWh
Wind_2,5MW	15,25 Ct/kWh
Wind_5MW	15,79 Ct/kWh

Als Bedingung für den Zubau gilt, wie im Ablaufdiagramm dargestellt, dass die günstigste EE-Variante nur dann zugebaut wird, wenn die entsprechende Spitzenlastgestehungskosten kleiner oder gleich den Gesteungskosten für das dezentrale Gaskraftwerk im Vorjahr sind.

$$\text{Bedingung 3: } x_{\text{Min}}(\text{EE-SL}_t) \leq x(\text{Gas}_{t-1})$$

Im Jahr 2016 ist die günstigste Zubauvariante 1 MW an PV-Erzeugungskapazität. Die Kosten dafür liegen mit 7,43 Ct/kWh unter den Gesteungskosten für das Gaskraftwerk vor Ort im Jahr 2015 (= $K_{\text{betrGas,vO,2015}} + K_{\text{ver,Gas,vO,2015}}$), die 8,14 Ct/kWh betragen.

$$\text{Bedingung 3: } x_{\text{Min}}(\text{EE-SL}_t) \leq x(\text{Gas}_{t-1}) \rightarrow 7,43 \text{ Ct/kWh} \leq 8,14 \text{ Ct/kWh} \rightarrow \text{erfüllt}$$

Im Modellgebiet wird folglich 1 MW an Leistung in Form von PV-Freiflächenanlagen zugebaut. Anschließend beginnt die Kostenberechnung für das Jahr 2017, wobei die durch den Zubau veränderten Lastgänge übertragen werden und als neue Ausgangsbasis gelten. Die in Abbildung 6-8 dargestellte Berechnungs-Optimierungs-Schleife läuft durch bis zum Jahr 2040.

6.4 Modellergebnisse und Implikationen für das Lastmanagement auf Verteilnetzebene

Im Folgenden werden die Auswirkungen der Ergebnisse aus der Simulation auf das Modellgebiet dargestellt und die Implikationen auf das Lastmanagement auf Verteilnetzebene abgeleitet. Außerdem werden die Auswirkungen der Ergebnisse auf das Gesamtsystem eruiert.

6.4.1 Begrenzung des Netzbezugs und dezentrale Spitzenlasterzeugung

Zunächst kann festgehalten werden, dass die Begrenzung des Netzbezugs aus der vorgelagerten Netzebene auf die MinLoad ein signifikantes Einsparpotenzial bietet. Die günstigste Variante für die Spitzenlasterzeugung ist der Aufbau von PV-Erzeugungskapazität um jährlich 1 MW auf insgesamt 21 MW im Jahr 2039. Gleichzeitig bleibt das dezentrale Gaskraftwerk bestehen, um die nicht durch regenerativen Strom zu deckende Spitzenlast abzufahren. Beim optimalen Zubau von 21 MW PV-Leistung können 43 % (9.523.000 kWh) der Spitzenlaststrommenge regenerativ gedeckt werden. Die restlichen 57 % müssen weiterhin fossil abgefahren werden, da die Zeiten der Stromerzeugung aus PV nur zum Teil mit den Strombedarfszeiten übereinstimmen.

Abbildung 6-11 stellt den Verlauf der Spitzenlastgestehungskosten dar. Aus der Abbildung geht hervor, dass trotz der sinkenden Anfangsinvestitionen die Spitzenlastgestehungskosten für regenerativen Strom ansteigen, da durch den Zubau immer weniger erzeugte Strommenge in die Spitzenlast integriert werden kann. Dennoch bleiben die Spitzenlastgestehungskosten für Photovoltaikstrom (gelbe Linien) bis 2036 unter den Gestehungskosten für die fossile Stromerzeugung (rote Linie).

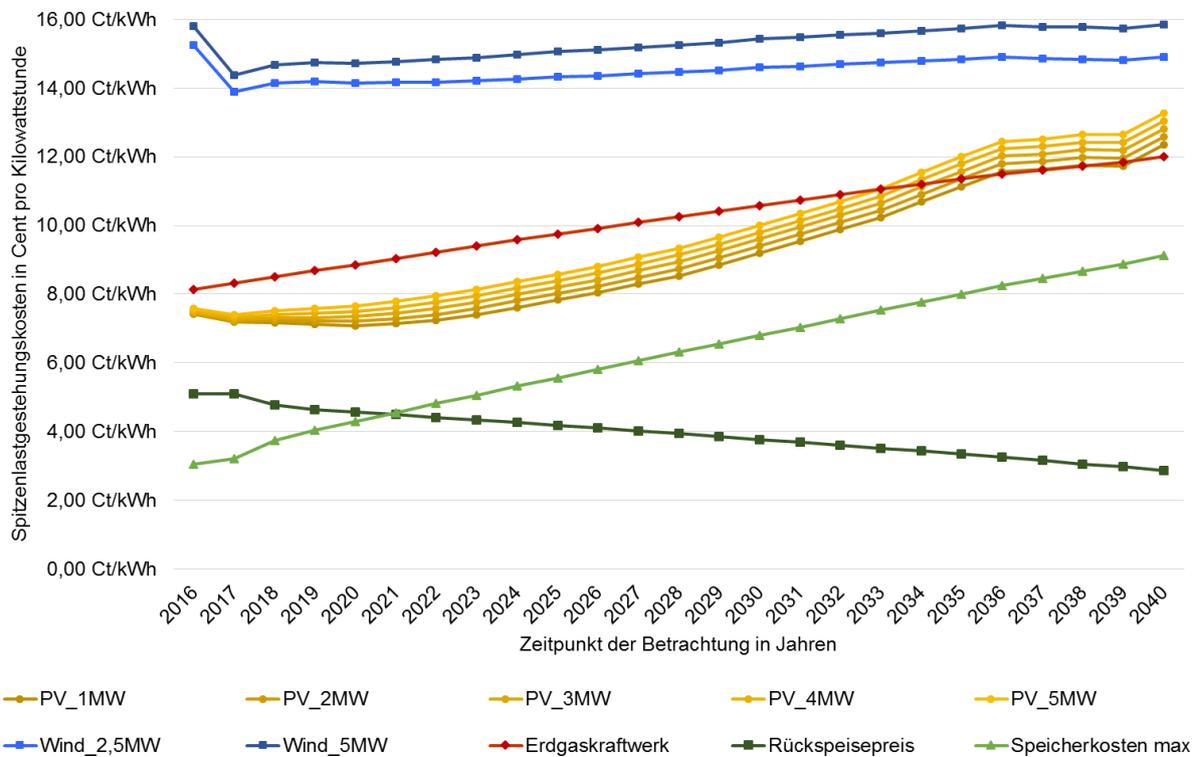


Abbildung 6-11: Verlauf der Spitzenlastgestehungskosten der Zubauvarianten, des Rückspeisepreises und der maximalen Speichergestehungskosten von 2016 bis 2040 [Eigene Darstellung]

Diese wiederum wachsen einerseits aufgrund der steigenden Brennstoffkosten und andererseits aufgrund der geringeren Auslastung wegen des PV-Zubaus im Zeitverlauf an. Die Kostensteigerung bei der Windenergie (blaue Linien) ist deutlich flacher, da die Kostensenkungen durch technische Entwicklungen zum einen höher sind als bei der Photovoltaik. Zum anderen kann eine höhere erzeugte Strommenge in die Spitzenlast integriert werden. Dennoch liegen die Spitzenlastkosten für Windstrom in diesem Modell bis 2040 über den fossilen Gesteungskosten.

Abbildung 6-12 zeigt die Veränderungen der verschiedenen Stromeinspeisemengen aus der dezentralen Erzeugung. Im Jahr 2015 besteht im Modell noch keine erneuerbare Stromproduktion. Stattdessen wird die gesamte Spitzenlaststrommenge in Höhe von 20.794.929 kWh durch das Erdgaskraftwerk erzeugt. Über die Betrachtungszeit nimmt die Erzeugung aus fossilen Brennstoffen (Grau) um 43 % ab, da diese Menge durch Strom aus PV-Freiflächenanlagen (Dunkelgrün) ersetzt wird.

Im selben Maß steigt die regenerative Erzeugung an. Die hellgrünen Balken stellen die jeweils pro Jahr zusätzlich aus PV-Freiflächenanlagen produzierte Strommenge dar. Die dunkelgrünen Balken zeigen die kumulierten Werte über den Betrachtungszeitraum. Mit dem Zubau von PV-Leistung steigt auch die nicht in die Spitzenlast integrierbare Strommenge, die sog. Grundlaständerung an. Die jährliche zusätzliche Menge repräsentieren die orangen Balken, die rostroten Balken stehen für die jeweils kumulierte Grundlaständerungsmenge. Ab dem Jahr 2027 übersteigt die PV-Strommenge, die nicht in die Spitzenlast integriert werden kann, sondern in die vorgelagerte Netzebene rückgespeist wird, die PV-Spitzenlaststrommenge. Der Rückspeisepreis liegt im Jahr 2027 bei 4,0 Cent/kWh. Das entspricht etwa dem Börsenstrompreis des Jahres 2016, der im Base-Bereich bei 3,4 Cent/kWh und im Peak-Bereich bei 4,2 Cent/kWh lag.

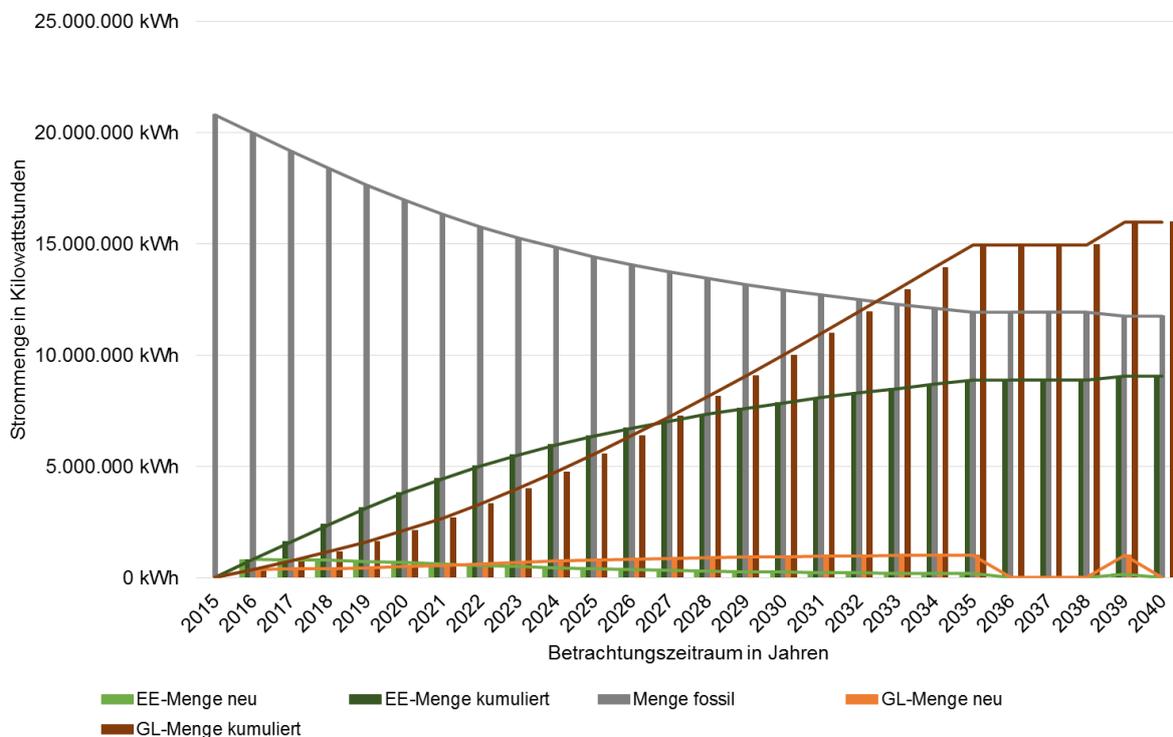


Abbildung 6-12: Veränderung der Einspeisemengen in die Spitzenlast von 2015 bis 2040
[Eigene Darstellung]

Im Vergleich zum Börsenstrompreis erscheint der Rückspeisepreis für das Jahr 2027 relativ hoch angesetzt. Es gilt dabei aber zu beachten, dass das Modell ohne Umlagen und Aufschläge auskommt, stattdessen aber die tatsächlichen Gestehungskosten vergleicht und dadurch Marktverzerrungen eliminiert werden. Der Preis für die fossile Stromerzeugung im Jahr 2027 beträgt 10,1 Cent/kWh, wodurch der Rückspeisepreis von 4,0 Cent/kWh wiederum deutlich geringer wirkt, was auf die richtige Abbildung der Realität im Modell hindeutet.

Mit dem Anstieg der Spitzenlasterzeugung aus erneuerbaren Energien steigt die jährliche Einsparung an Stromerzeugungskosten im Modellgebiet. Abbildung 6-13 stellt die jährlichen Einsparungen über den Betrachtungszeitraum dar, die zusätzlich zur Abdeckung aller anfallenden Kosten inklusive einer Rendite von 4,39 % für den Anlagenbetreiber entstehen.

Über den Zeitverlauf wächst zum einen die Kosteneinsparung pro Kilowattstunde von 0,03 Cent/kWh auf 1,78 Cent/kWh an. Zum anderen sinkt jedoch die in die Spitzenlast integrierbare Menge, weshalb die Erhöhung der Einsparung pro Einheit jeweils nur zu einem gewissen Teil zum Tragen kommt.

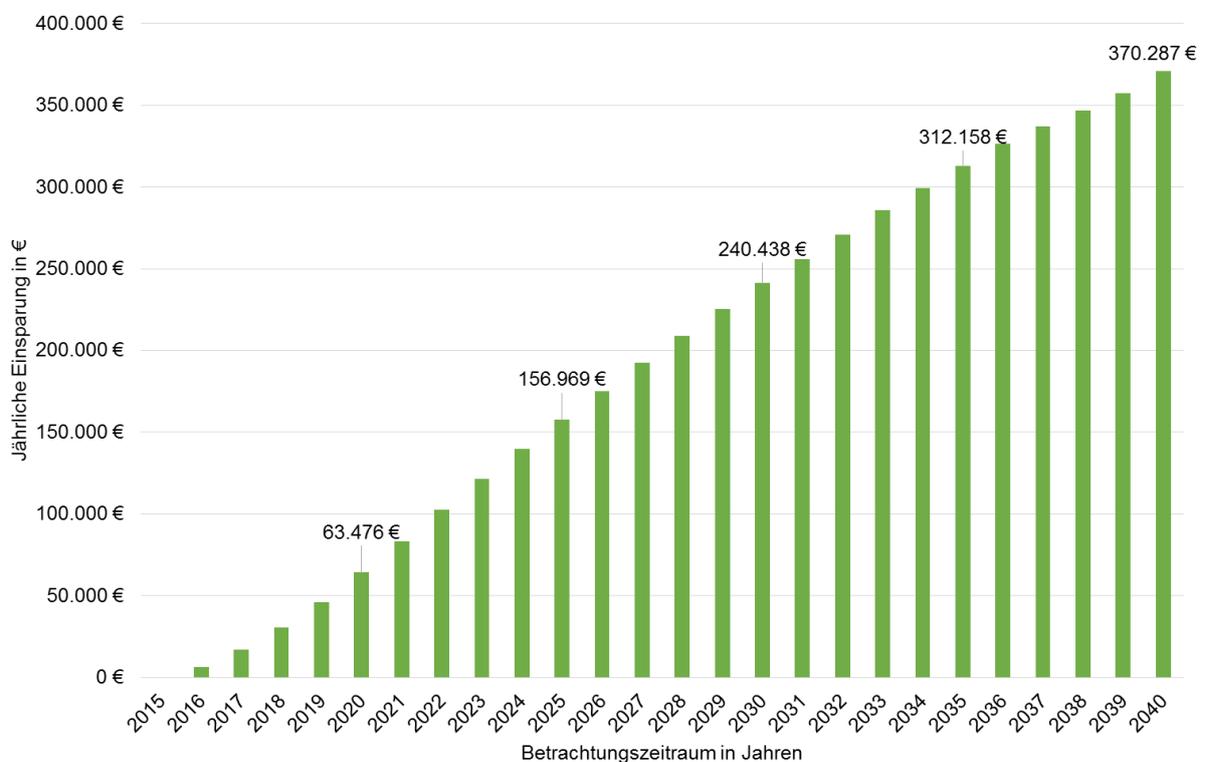


Abbildung 6-13: Jährliche Einsparungen durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Vergleich zur fossilen Spitzenlastproduktion von 2015 bis 2040 [Eigene Darstellung]

Um zu bestimmen, wie viel die jährlichen Einsparungen zum heutigen Zeitpunkt wert sind, wird der Kapitalwert, wie in Formel (4.3) definiert, berechnet. Als Kalkulationszinssatz werden weiterhin 4,39 % angenommen, der Betrachtungszeitraum umfasst die Jahre 2015 bis 2040.

$$C_0 = -A_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(E_t - A_t)}{(1+i)^t}$$

$$C_0 = 0 \text{ €} * (1,0439)^{-1} + 5.823 \text{ €} * (1,0439)^{-2} + \dots + 370.287 \text{ €} * (1,0439)^{-26} = 2.345.563 \text{ €}$$

Bezogen auf den heutigen Zeitpunkt sind die jährlichen Einsparungen über den Betrachtungszeitraum hinweg durch den Einsatz von erneuerbaren Energien zur Spitzenlastproduktion 2.345.563 € wert. Damit zeigt sich, dass mit der Umstellung auf regenerative Stromerzeugung nicht nur ökologische Gewinne, sondern auch wirtschaftliche Vorteile erzielt werden können.

Zur Beurteilung der monetären Einsparpotenziale pro Jahr werden diese in den Kontext des Strombedarfs der Beispielkunden aus den verschiedenen Netzebenen gesetzt. Der jährliche Strombedarf des Beispielkunden aus der Netzebene 5 beträgt 959.207 kWh, der des Beispielkunden aus der Netzebene 6 563.244 kWh und der des Beispielkunden aus der 7. Netzebene 143.680 kWh (siehe Kapitel 3.5). Die jährliche Benutzungsdauer und die Jahreshöchstlast spielen bei der Bewertung im Gesteungskostenmodell keine Rolle. Abbildung 6-14 zeigt im Überblick die jährlichen Einsparpotenziale der drei Beispielkunden für die Jahre 2015, 2020, 2025, 2030, 2035 und 2040.

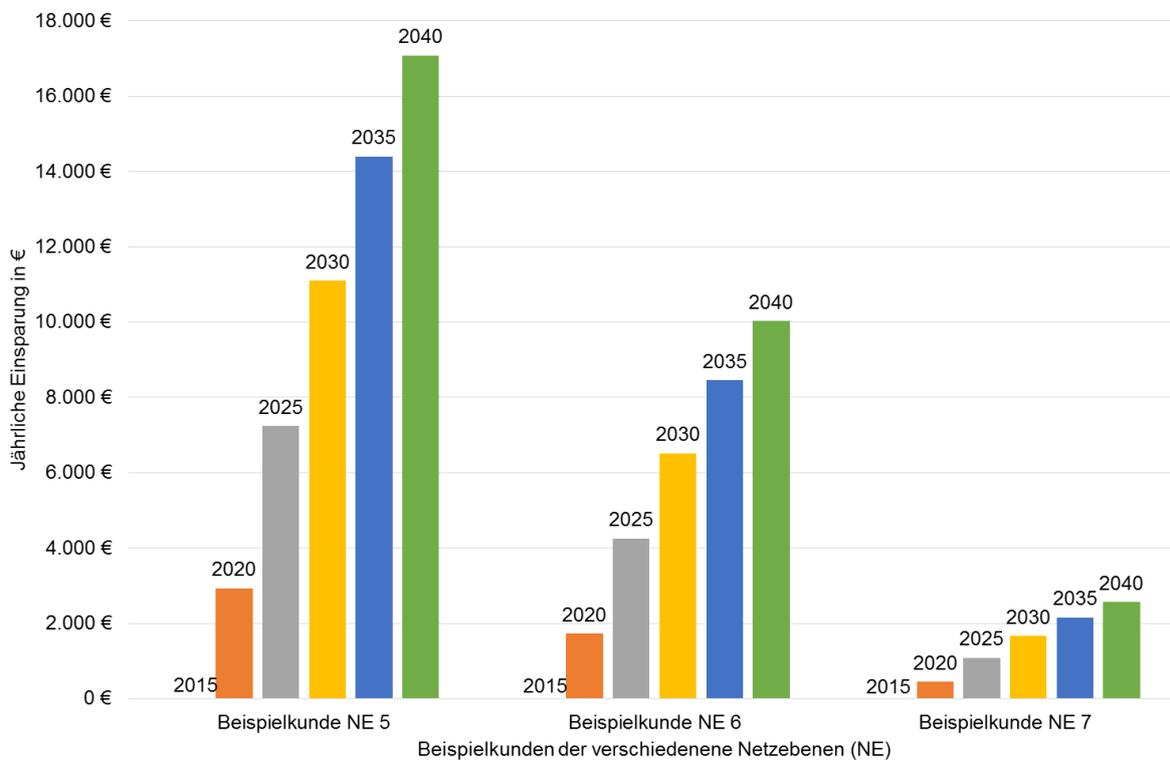


Abbildung 6-14: Entwicklung des jährlichen Einsparpotenzials im Gesteungskostenmodell für die Beispielkunden der verschiedenen Netzebenen
[Eigene Darstellung]

Im Jahr 2015 besteht im Modell noch keine regenerative Erzeugungskapazität, weswegen kein Einsparpotenzial vorhanden ist. Für jeden Beispielkunden steigt das jährliche monetäre Einsparpotenzial kontinuierlich über den Betrachtungszeitraum an. Der Kunde der Netzebene 5 hat aufgrund des höchsten Strombedarfs das höchste Einsparpotenzial, das von 2.928 € im Jahr 2020 auf 17.080 € im Jahr 2040 ansteigt. Im Vergleich dazu kann der Beispielkunde der Netzebene 6 im Jahr 2020 durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Spitzenlastproduktion 1.719 € einsparen. Bis zum Jahr 2040 steigt sein Kostenreduktionspotenzial auf 10.029 € an. Der Beispielkunde der Netzebene 7 ist ein lastgemessener Kunde und damit ein Kunde mit relativ hohem Stromverbrauch verglichen zu den restlichen Niederspannungskunden. Sein Einsparpotenzial erhöht sich von 439 € im Jahr 2020 auf 2.558 € im Jahr 2040.

6.4.2 Einsatz von Stromspeichertechnologien auf Verteilnetzebene

Zur Erhöhung des regenerativen Anteils an der Spitzenlaststrommenge besteht die Möglichkeit, als Lastmanagementmaßnahme Stromspeichertechnologien auf Verteilnetzebene einzusetzen, wodurch möglicherweise weitere monetäre Einsparpotenziale gehoben werden können. So kann die überschüssige Strommenge in Zeiten des Strombedarfs innerhalb des Versorgungsgebiets verschoben werden. Die schwarze Linie in Abbildung 6-11 zeigt den Verlauf des Rückspeisepreises an. Mit den sinkenden Erlösen für den Überschussstrom steigen die Kosten, die eine Kilowattstunde Speicherstrom im Modell maximal kosten darf. Während die maximalen Speichergestehungskosten pro integrierte Kilowattstunde Spitzenlast im Jahr 2015 lediglich 3,05 Cent betragen dürfen, wachsen diese bis zum Jahr 2040 auf 9,13 Cent an. Unterstellt man, dass aus netztechnischen Gründen keine Energie mehr rückgespeist werden darf, betragen die maximalen Speichergestehungskosten im Jahr 2040 12,0 Ct/kWh. Die Speichergestehungskosten enthalten alle Kostenkomponenten einschließlich Verzinsung.

Zur wirtschaftlichen Bewertung des Speichereinsatzes wird im Modell ein Stromspeicher integriert. Die Kapazität des Speichers wird skalierbar gewählt. Als kleinste Kapazitätsgröße werden 21.000 kWh für das Versorgungsgebiet untersucht. Geladen wird der Speicher mit der überschüssigen Strommenge, die aus den 21 MW PV-Freiflächenanlagen erzeugt wird, jedoch nicht direkt in die Spitzenlast integriert werden kann. Dazu werden der Bedarfslastgang und die Einspeiselastgänge analysiert. Sobald weniger erneuerbare Spitzenlast erzeugt als gebraucht wird, liefert der Speicher maximal die Strommenge, die zum jeweiligen Zeitpunkt eingespeichert ist. Speicherverluste werden nicht explizit berücksichtigt, sondern müssen von dem maximal zur Verfügung stehenden Investitionsbetrag getragen werden.

Zur monetären Bewertung der Ergebnisse werden die potenziellen Speicherkosten in die Kosten pro installierte Kilowattstunde Speicherkapazität umgerechnet. Dazu werden zunächst die jährlichen Kosten ermittelt, die vermieden werden können, weil keine fossile Erzeugungsanlage eingesetzt werden muss. Angesetzt werden dafür die 12,0 Cent/kWh, da davon ausgegangen wird, dass im Jahr 2040 nicht in die vorgelagerte Netzebene rückgespeist werden kann. Die Kosten pro Einheit werden mit der zur Spitzenlastdeckung zur Verfügung stehenden Speicherstrommenge multipliziert und so die jährlichen maximalen Speicherkosten berechnet. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben gibt die AfA-Tabelle des Bundesfinanzministeriums eine gewöhnliche Nutzungsdauer eines Stromspeichers von 15 Jahren an. Aufgrund dessen werden die jährlichen Speicherkosten auf 15 Jahre skaliert und durch die installierte Speicherkapazität geteilt. Auf diese Weise ergeben sich die maximal möglichen Anfangsinvestitionen pro Kilowattstunde Speicherkapazität. Abgedeckt werden müssen von diesem Betrag pro Einheit Netzverluste sowie Renditeerwartungen.

Durch die aufgebaute Erzeugungskapazität stehen im Jahr 2040 21 MW PV-Leistung zur Verfügung. Aus deren erzeugter Spitzenlaststrommenge können 15.982.809 kWh nicht direkt in die Spitzenlast integriert werden, sondern stehen theoretisch zur Speicherung zur Verfügung. Bei einer Speicherkapazität von 21.000 kWh können 1.152.327 kWh an Speicherstrom in die Spitzenlast eingespeist werden. Die Berechnung der maximalen Anfangsinvestition in eine Kilowattstunde Speicherkapazität im Modell ergibt sich wie beschrieben folgendermaßen.

$$\begin{aligned} & \text{Speicherstrommenge pro Jahr [kWh]} * \text{vermiedene Kosten für fossile Stromerzeugung} && (6.21) \\ & \text{[€/kWh]} = \text{max. jährliche Speicherkosten [€]} \\ & 1.152.327 \text{ kWh} * 0,12 \text{ €/kWh} = 138.279 \text{ €} \end{aligned}$$

$$\text{Max. jährliche Speicherkosten [€/a]} * \text{Nutzungsdauer [a]} = \text{max. Speicherinvestition [€]} \quad (6.22)$$

$$138.279 \text{ €} * 15 \text{ Jahre} = 2.074.188 \text{ €}$$

$$\text{Max. Speicherinvestition [€]} / \text{Speicherkapazität [kWh]} \quad (6.23)$$

$$= \text{max. Investition pro kWh Speicherkapazität [€/kWh}_{\text{cap}}]$$

$$2.074.188 \text{ €} / 21.000 \text{ kWh} = 98,77 \text{ €/kWh}_{\text{cap}}$$

Bei einer Speicherkapazität von 21.000 kWh können also 99 €/kWh_{cap} in das Speichersystem investiert werden. Abbildung 6-15 stellt die maximalen Anfangsinvestitionen (€/kWh_{cap}) in Abhängigkeit von der Speicherkapazität und der nutzbaren Speicherstrommenge dar.

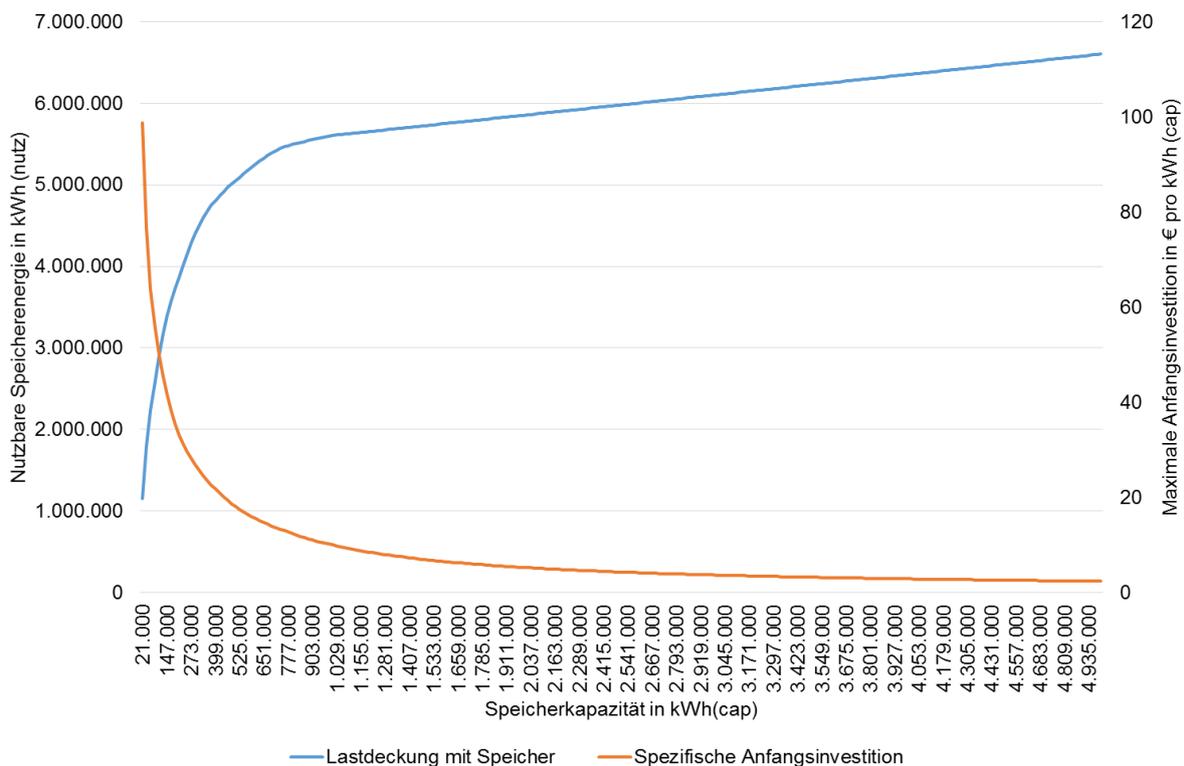


Abbildung 6-15: Veränderung der maximalen Speicherinvestitionen in Abhängigkeit von der Speicherkapazität und der nutzbaren Speicherenergie [Eigene Darstellung]

Mit der Erhöhung der Speicherkapazität geht die Erhöhung der nutzbaren Speicherstrommenge einher. Ab einer Kapazität von rund 294.000 kWh lässt der Anstieg der nutzbaren Speicherstrommenge deutlich nach, während die maximalen Anfangsinvestitionen weiter abnehmen. Ein Grund dafür ist der Umstand, dass die Spitzenlast abgedeckt werden soll, die tages- und jahreszeitlich stark schwankt. Zwar steht im Sommer mehr Überschussstrom zur Verfügung, der Bedarf kann aber durch die PV-Erzeugung zu einem Großteil gedeckt werden. Dagegen stehen im Winter sowohl weniger Überschuss- als auch Spitzenlaststrom zur Deckung des Bedarfs zur Verfügung, weswegen die Beladung des Speichers nicht mehr voll stattfinden kann. Wie oben beschrieben betragen bei einer Speicherkapazität von 21.000 kWh die maximalen Anfangsinvestitionen 99 €/kWh_{cap} bei einer nutzbaren Speicherstrommenge von 1.152.327 kWh. Bei der vierfachen Speicherkapazität sinken die maximalen Speicherinvestitionen bei

einer nutzbaren Strommenge von 2.594.000 kWh auf 56 €/kWh_{cap}. Mit der zusätzlich abgedeckten Spitzenlast erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energien auf 58 %. Laut SCHMIDT et al. (2017) entwickeln sich die Produktpreise für Lithium-Ionen- bzw. Redox-Flow-Großspeicher wie in Abbildung 6-16 dargestellt. Die Produktpreise (nicht Kosten!) sinken bis zum Jahr 2040 auf 284 bzw. 231 €/kWh_{cap}, was um 216 % über den im Modell errechneten maximalen Anfangsinvestitionen liegt. Abbildung 6-16 veranschaulicht die von SCHMIDT et al. (2017) prognostizierten Produktpreise. Dagegen gehen MÜLLER et al. (2017) davon aus, dass die Investitionen in eine Kilowattstunde Speicherkapazität bereits 2025 bei nur mehr 312 € liegen, was ein höheres Kostenreduktionspotenzial impliziert.

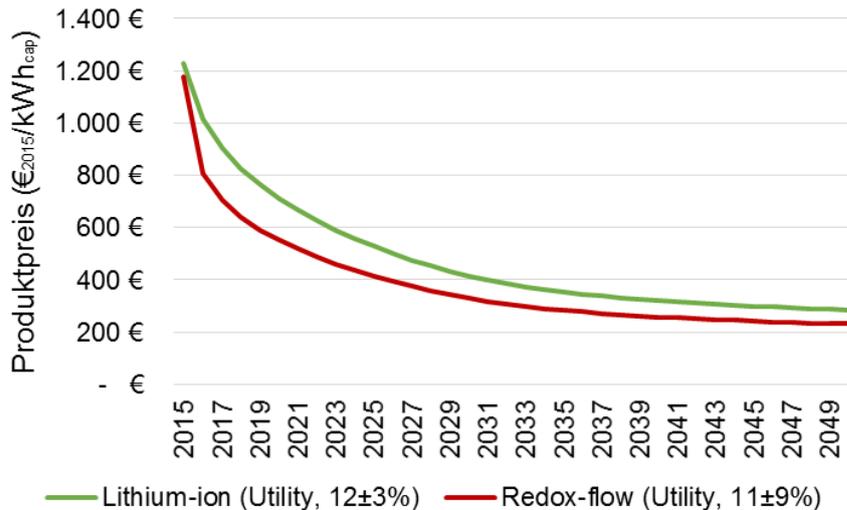


Abbildung 6-16: Entwicklung der Produktkosten für Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Speichern
[Eigene Darstellung nach Schmidt et al. 2017]

Die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichertechnologien als Lastmanagementmaßnahme zur Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze ist stark abhängig von den zugrunde gelegten Opportunitätskosten. Im Modell liegen die Opportunitätskosten bei 12 Ct/kWh (Kosten für die fossile Erzeugung vor Ort) aus Sicht des Verteilnetzbetreibers, der die Investitionsentscheidung zu Erzeugungstechnologien trifft. Betrachtet man dagegen die Opportunitätskosten eines Haushaltskunden, befinden sich diese im Jahr 2017 laut Bundesnetzagentur im Durchschnitt bei 29,86 Ct/kWh inklusive Steuern und Umlagen. Die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern auf Haushaltsebene – vor allem in Verbindung mit der Installation einer PV-Anlage – kann folglich möglicherweise schneller erreicht werden. Die Sensitivitätsanalyse in Kapitel 6.5 gibt Aufschluss über den Einfluss der Opportunitätskosten auf die zur Verfügung stehenden maximalen Speicherinvestitionen.

6.4.3 Auswirkungen der Ergebnisse auf das Gesamtsystem

In Bezug auf den Speichereinsatz lässt sich sagen, dass mit dem Ausbau der regenerativen Erzeugungskapazität im Gesamtsystem die Wirtschaftlichkeit der Speichertechnologien ansteigt. Je schneller der Ausbau der erneuerbaren Energien im gesamten System vollzogen wird, desto schneller kann aus netztechnischen Gründen nicht mehr in die vorgelagerte Netzebene rückgespeist werden. Aufgrund dessen steigt der Druck, die überschüssige Strommenge durch den Speichereinsatz nutzbar zu machen. Solange die überschüssige Strommenge aus erneuerbaren Energien in die vorgelagerte Netzebene eingespeist

werden kann, da nicht in jedem Netzgebiet ausreichend regenerative Erzeugungskapazität zur Verfügung steht, führt das zu sinkenden Kosten für das Gesamtsystem – unter der Prämisse, dass die angenommenen Rückspeisepreise unter den Kosten für die fossile Stromerzeugung liegen. Während die im Modell angesetzten Preise für die Rückspeisung von 5,09 Cent/kWh im Jahr 2015 auf 2,88 Cent/kWh im Jahr 2040 absinken, betragen die Gesteungskosten für Grundlaststrom aus fossilen Brennstoffen im Jahr 2015 bereits bei 7,64 Cent/kWh (siehe MinLoad-Erzeugung Kapitel 6.2.1) mit steigender Tendenz aufgrund der angenommenen Kostensteigerung für Erdgas von 0,05 Cent/kWh jährlich. Daher kann davon ausgegangen werden, dass die beschriebene Kostensenkung im Gesamtsystem durch die erhöhte Einspeisung erneuerbaren Stroms eintritt. Das Einsparpotenzial gilt sowohl, wenn die überschüssige Strommenge in das vorgelagerte Netz eingespeist wird, als auch wenn sie zur Vermeidung von fossiler Stromerzeugung vor Ort eingesetzt wird.

Begrenzt nicht nur die Beispielregion ihren Strombezug aus der Versorgungsebene, sondern tun es ihr die anderen Verteilnetzegebiete gleich, führt dies aufgrund der sinkenden Erlöse für den Netzbetreiber der Netzebene 4 bei bestehender Infrastruktur zwangsläufig zu steigenden Kosten pro Einheit. Während das Einsparpotenzial sinkt, steigt der Anreiz zur Bezugsbegrenzung weiter an. Dieses Ergebnis deckt sich mit den Ergebnissen aus Kapitel 4 und 5. Aufgrund der im Modell berechneten Wirtschaftlichkeit der Spitzenlasterzeugung vor Ort, gilt es, den Ausbau der Stromnetze auf Versorgungs- und Transportnetzebene zu überdenken und stattdessen die Investition in den Ausbau der Verteilnetze und in den Aufbau dezentraler Erzeugungskapazität in Betracht zu ziehen. Es sei denn, die Kosten der überregionalen Stromproduktion können beispielsweise durch die verstärkte Nutzung kostengünstiger Wind-Offshoretechnologien deutlich reduziert werden.

6.5 Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter

Aufbauend auf den Ergebnissen aus den vorangehenden Kapiteln werden im Folgenden der Einfluss und dessen Ausprägung unterschiedlicher Veränderungen von Modellannahmen in Form einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Die wirtschaftlichste Zubauvariante ist in den Modellberechnungen in Kapitel 6.4 jeweils 1 MW an PV-Freiflächenleistung. Aufgrund dessen wird für die Sensitivitätsanalyse der Brennstoffkosten und des Rückspeisepreises ausschließlich diese Zubauvariante zugrunde gelegt. Bei Betrachtung des Einflusses der Gesteungskosten erneuerbarer Energien werden sowohl die günstigste PV-Variante (1 MW) als auch die günstigste Wind-Variante (2,5 MW) untersucht. Für die Prognose der Stromgestehungskosten über den Zeitverlauf wurde die Annahme getroffen, dass die fossile Stromerzeugung in Form von Erdgaskraftwerken keine technologischen Lernkurven mehr durchlaufen wird. Stattdessen wurde die Steigerung des Brennstoffpreises anhand der historischen Kostenentwicklung abgeschätzt und als gegeben für den Betrachtungszeitraum angesehen. In den Modellberechnungen wurde deshalb, ausgehend von Erdgas-Brennstoffkosten von 2,73 Cent/kWh inkl. Strukturierungskosten von 0,05 Cent/kWh und Energiesteuer von 0,55 Cent/kWh im Jahr 2015, eine jährliche Brennstoffpreissteigerung von 0,05 Cent/kWh einkalkuliert. Unterstellt man aber, dass die Brennstoffkosten keiner Preissteigerung unterworfen sind, sondern konstant auf dem Niveau des Ausgangsszenarios bleiben, verändern sich die Ergebnisse wie in Abbildung 6-17 als gelbe Linie dargestellt.

Im Vergleich zum Ausgangsszenario (schwarze Linie) bleiben die Gestehungskosten für die fossile Spitzenlaststromerzeugung relativ konstant. Die Spitzenlastgestehungskosten für Strom aus PV-Freiflächenanlagen ändern sich zunächst nicht, weswegen die rote gestrichelte Linie (Ausgangswerte für 1 MW PV) und die dunkelgelbe gestrichelte Linie synchron verlaufen und als dunkle gestrichelte Linie in der Abbildung zu sehen sind.

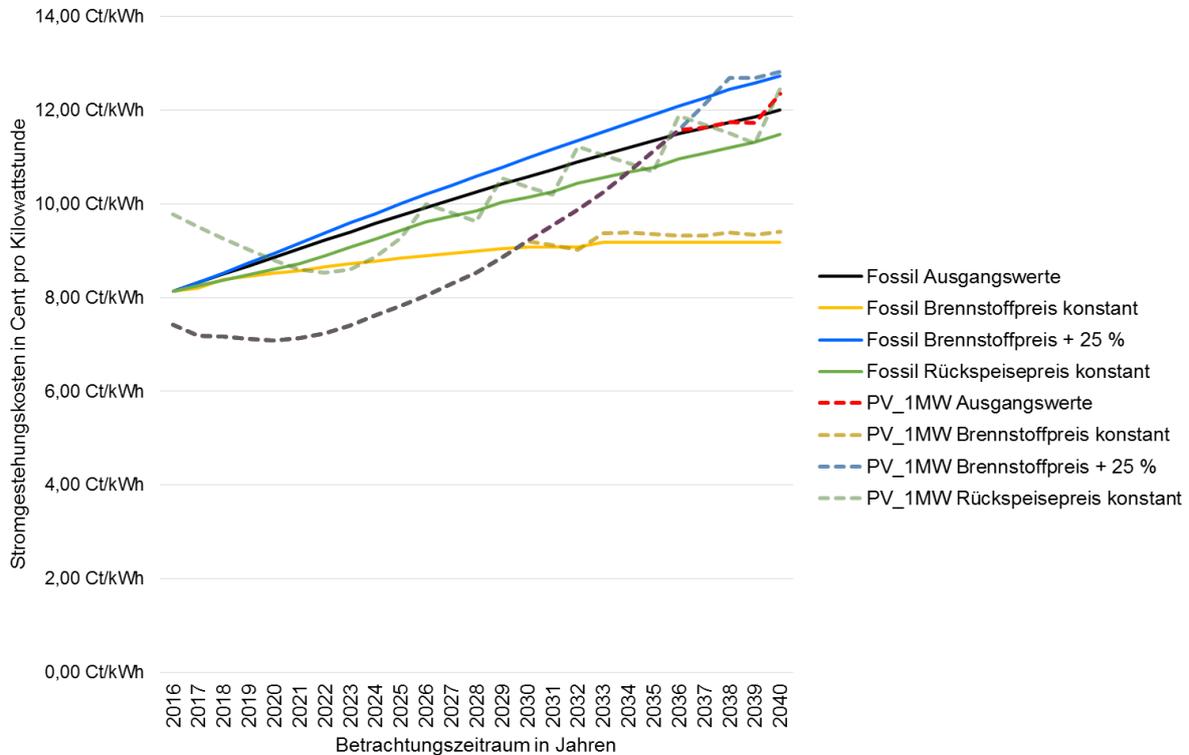


Abbildung 6-17: Sensitivitätsanalyse: Einfluss des Rückspeisepreises und des Brennstoffpreises [Eigene Darstellung]

Bleibt der Erdgas-Brennstoffpreis konstant, wird der Zubau von PV-Leistung im Jahr 2030 für 2 Jahre unterbrochen. Im Jahr 2032 sinken die Gestehungskosten für Spitzenlaststrom aus Photovoltaik unter die Kosten für die fossile Erzeugung. Im restlichen Zeitraum liegen diese wieder darüber, weswegen es zu keinem weiteren Ausbau in den Jahren 2033 bis 2040 kommt. Verglichen mit dem Ausgangsszenario werden 14 MW anstatt 21 MW an PV-Leistung im Versorgungsgebiet zur Spitzenlaststromerzeugung aufgebaut. Damit sinkt die Deckung der Spitzenlaststrommenge von 43 % auf 38 % ab. Während der Kapitalwert der jährlichen Einsparungen im Ausgangsszenario 2.345.563 € beträgt, reduziert sich dieser durch die konstanten Brennstoffkosten und der damit einhergehenden geringeren erneuerbaren Spitzenlaststrommenge auf 1.213.175 €.

Unterstellt man anstatt der konstanten Brennstoffkosten eine um 25 % höhere Steigerung als im Ausgangsszenario, wachsen die Erdgas-Bezugskosten um 0,0625 Cent/kWh jährlich. Aus dieser Kostensteigerung resultiert, dass ein Jahr länger ein Zubau von jeweils 1 MW PV-Leistung (blaue gestrichelte Linie) stattfindet. Insgesamt werden also 22 MW Spitzenlasterzeugungsleistung in Form von PV-Freiflächenanlagen in den Jahren 2016 bis 2037 installiert. Dadurch steigt die durch erneuerbare Energien abgedeckte Spitzenlaststrommenge von 43 % auf 44 % an. Die geringe Steigerung der EE-Deckung ist auf die über den Zeitverlauf sinkende PV-Strommenge zurückzuführen, die in die Spitzenlast integriert

werden kann. Mit der Erhöhung der PV-Leistung geht allerdings zeitgleich die Erhöhung der Grundlaständerungsmenge einher, was bedeutet, dass mehr erneuerbarer Strom zur Speicherung bzw. zur Verdrängung fossilen Stroms im Gesamtsystem zur Verfügung steht. Der Kapitalwert der Einsparungen steigt bei um 25 % höheren Brennstoffkosten auf 2.652.722 € an, was einer Differenz von 307.159 € entspricht. Die Kosten für die fossile Erzeugung der Spitzenlaststrommenge (blaue Linie) sind höher als im Ausgangsszenario. Zum größten Teil ist das auf die Erhöhung der Brennstoffkosten zurückzuführen. Einen kleineren Einfluss hat allerdings auch die Tatsache, dass mehr PV-Leistung installiert wird und die fossilen Gestehungskosten aufgrund der geringeren Auslastung der Technik zusätzlich ansteigen. Als nächster Einflussfaktor wird der angenommene Rückspeisepreis untersucht. Die Ergebnisse sind ebenfalls in Abbildung 6-17 dargestellt. Im Ausgangsszenario beträgt der Rückspeisepreis 5,09 Cent/kWh im Jahr 2015 und sinkt bis zum Jahr 2040 auf 2,88 Cent/kWh. Steigt der Ausbau der erneuerbaren Energien im Gesamtsystem deutlich schneller an als erwartet, kann es eher zu Netzengpässen kommen, die eine Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene verhindern. Um den Einfluss dieser Konstellation bewerten zu können, wird ein konstanter Rückspeisepreis von 0,00 Cent/kWh von Beginn an angenommen. Durch die Senkung des Rückspeisepreises erhöhen sich die Gestehungskosten des PV-Stroms, was zu einem signifikant geringeren Ausbau an PV-Leistung führt. Anstatt 21 MW werden nur 9 MW zugebaut, eine höhere Auslastung der fossilen Spitzenlasttechnologien und damit geringere fossile Gestehungskosten (grüne Linie) sind die Folge. Aufgrund der im Modell inhärenten Reduktion der EE-Kosten über den Betrachtungszeitraum (siehe Kapitel 6.2.4) sinken die Stromgestehungskosten aus PV-Anlagen bis zum Jahr 2021 unter die fossilen Stromgestehungskosten. Der Zubau von PV-Erzeugungsleistung bewirkt, dass weniger erneuerbare Strommenge in die Spitzenlaststrommenge integriert werden kann, je mehr PV-Leistung bereits besteht. Andererseits steigen die Kosten für die fossile Spitzenlaststromproduktion mit der sinkenden fossilen Strommenge und aufgrund der im Modell angenommenen Brennstoffkostensteigerung im Zeitverlauf an. Das Zusammenspiel dieser Sachverhalte führt zur abwechselnden Senkung und Steigung der PV-Spitzenlastgestehungskosten, was in Abbildung 6-17 die grün gestrichelte Zickzack-Linie darstellt. Der Kapitalwert der Einsparungen sinkt auf 528.187 € im Vergleich zu 2.345.563 € im Ausgangsszenario, der durch erneuerbare Energien gedeckte Anteil des Spitzenlaststroms beträgt 29 %. Neben des geringeren Zubaus an PV-Leistung führt die Verschiebung der Investitionszeitpunkte bis zum Jahr 2021 ebenfalls zu einer Reduzierung des Kapitalwerts, da die späteren Erlöse einer stärkeren Diskontierung unterliegen.

Im nächsten Schritt wird der Einfluss der Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren Energien auf die Modellergebnisse untersucht. Dazu werden einerseits die günstigste PV-Variante (1 MW) und andererseits die günstigste Wind-Variante (2,5 MW) betrachtet. Im Vergleich zum Ausgangsszenario wird eine Kostensteigerung bzw. -senkung um jeweils 25 % angenommen. Abbildung 6-18 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse der EE-Gestehungskosten. Die Ausgangswerte der fossilen Gestehungskosten (schwarze Linie) unterscheiden sich marginal und nur am Ende des Betrachtungszeitraums von denen im Fall einer Kostensenkung der EE-Gestehungskosten um 25 % (hellgrüne Linie). Die Kostensenkung führt dazu, dass anstatt 21 MW PV-Erzeugungsleistung 25 MW aufgebaut werden. Das heißt, es erfolgt in jedem Jahr der Betrachtung ein Kapazitätszubau an PV-Freiflächenanlagen, da deren Gestehungskosten (gelbe gestrichelte Linie) zu jeder Zeit unterhalb derer für die fossile Erzeugung liegen. Dadurch erhöhen sich die durch erneuerbare Energien gedeckte Spitzenlaststrommenge auf 46 % und der Kapitalwert der Einsparungen um 47 % auf 4.989.912 €. Zwar liegen die Gestehungskosten für

Strom aus Windenergieanlagen (hellblaue gepunktete Linie) ab dem Jahr 2020 unter den fossilen Gestehungskosten, jedoch stets deutlich über den Gestehungskosten von Strom aus PV-Freiflächenanlagen. Aufgrund dessen wird weiterhin keine Windenergieanlage im Versorgungsgebiet installiert.

Unterstellt man eine um 25 % schwächere Kostensenkung bei den erneuerbaren Energien, werden anstatt der ursprünglichen 21 MW lediglich 11 MW PV-Erzeugungsleistung zugebaut. Erst im Jahr 2022 sinken die PV-Gestehungskosten unter das Niveau der fossilen Spitzenlasterzeugung. Analog zur Entwicklung bei der Reduktion des Rückspeisepreises führt das Zusammenspiel aus sinkenden in die Spitzenlast integrierbaren EE-Strommengen und steigenden Brennstoffkosten ab dem Jahr 2030 zu einer abwechselnden Steigung und Senkung der EE-Spitzenlastgestehungskosten. Die hellbraune gestrichelte Linie stellt diesen Sachverhalt in Abbildung 6-18 dar. Insgesamt können 32 % der Spitzenlaststrommenge erneuerbar erzeugt werden. Der Kapitalwert der Einsparungen beträgt 685.884 €. Im Gegensatz zu den PV-Gestehungskosten liegen die Windgestehungskosten (dunkelblaue gepunktete Linie) im Fall der schwächeren Kostensenkung zu jedem Zeitpunkt über den fossilen Gestehungskosten, weswegen keine Erzeugungskapazität aufgebaut wird.

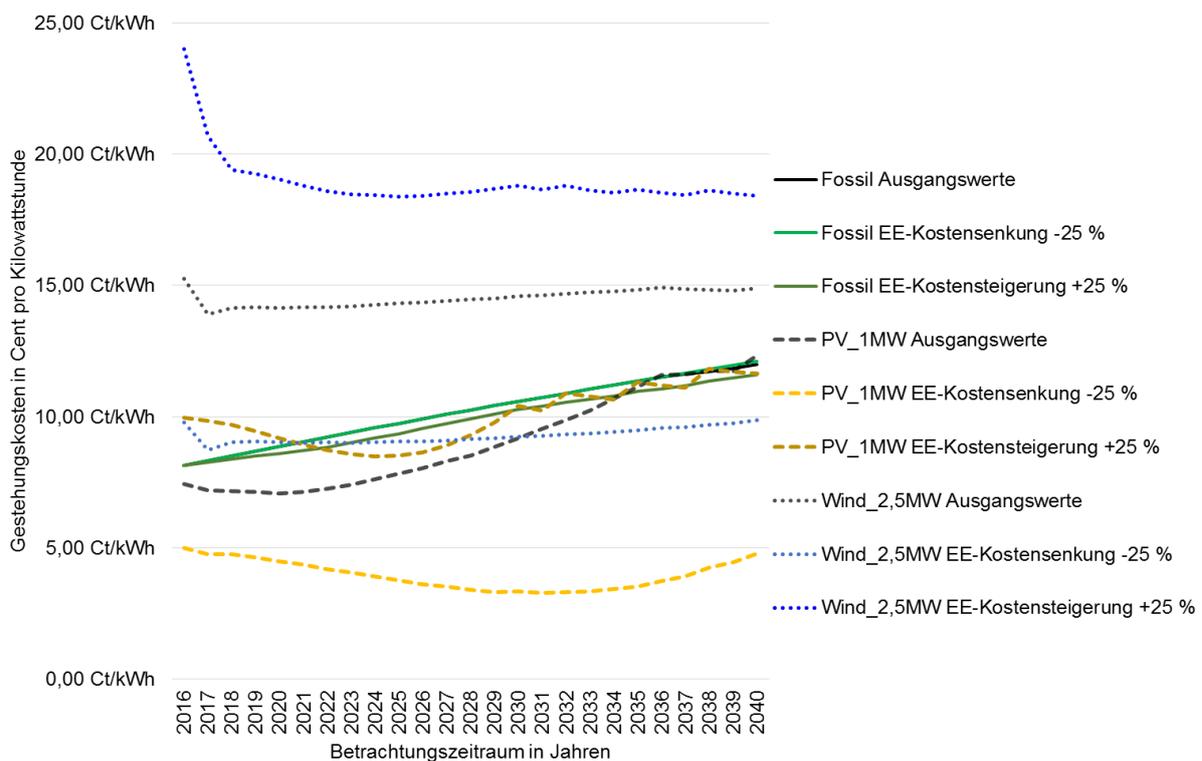


Abbildung 6-18: Sensitivitätsanalyse: Einfluss der Gestehungskosten von PV- und Windenergieanlagen [Eigene Darstellung]

Um die Auswirkungen des Einsatzes von Windenergieanlagen auf die erneuerbare Spitzenlaststrommenge und das Einsparpotenzial zu berechnen, wird in der folgenden Analyse von sinkenden EE-Gestehungskosten um 25 % und einem Vorrang von Windenergie vor PV-Strom ausgegangen. Abbildung 6-19 verdeutlicht das Ergebnis der Betrachtung. Während im Ausgangsszenario die Wind-Spitzenlastgestehungskosten (schwarze gepunktete Linie) zu jedem Zeitpunkt über den fossilen Gestehungskosten liegen, führt die um 25 % stärkere Kostensenkung der Windgestehungskosten dazu, dass das Niveau der fossilen Gestehungskosten erstmals im Jahr 2022 erreicht wird (blaue gepunktete Linie).

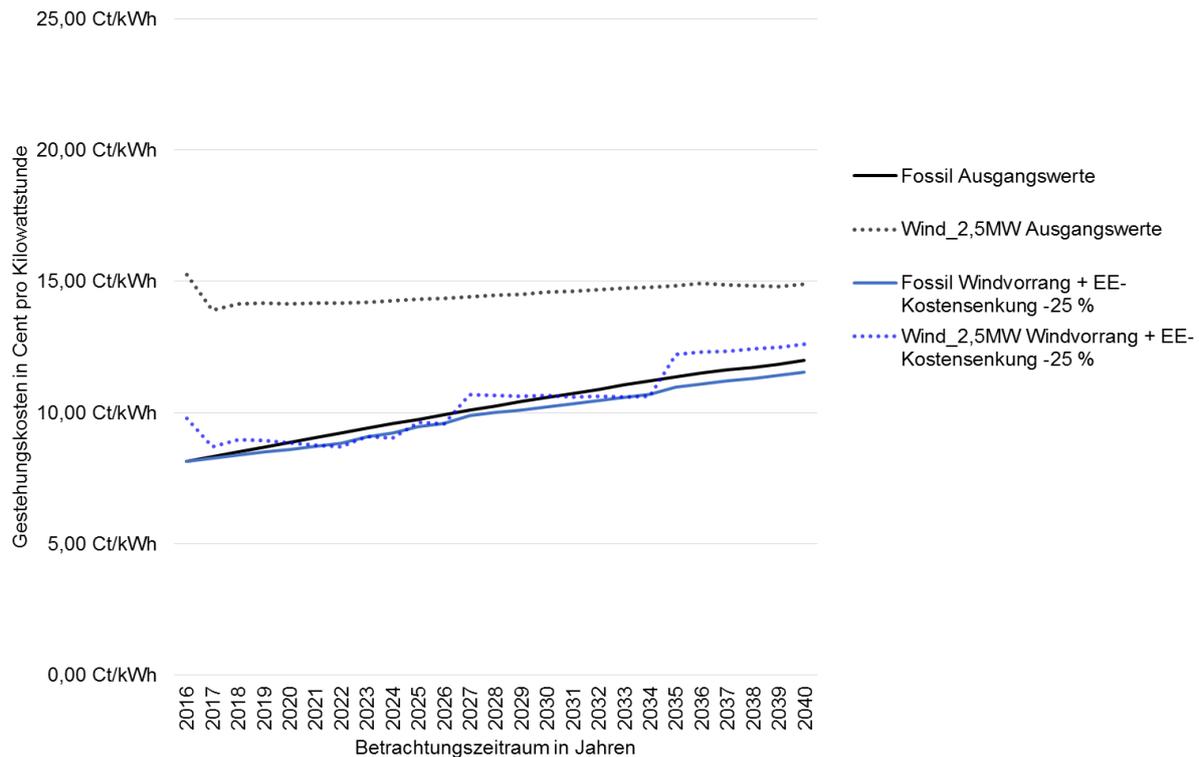


Abbildung 6-19: Sensitivitätsanalyse: Einfluss der vorrangigen Einspeisung von Windenergie bei einer EE-Kostensenkung um 25 %
[Eigene Darstellung]

Durch den Einsatz von Windenergie zur Spitzenlastproduktion sinkt die fossil zu erzeugende Spitzenlaststrommenge, was in einer geringeren Auslastung der fossilen Spitzenlasttechnologien und daher in höheren fossilen Gestehungskosten resultiert. Dieser Sachverhalt wird in Abbildung 6-19 nicht dargestellt, da im Ausgangsszenario mehr PV-Erzeugungskapazität zugebaut wird und deshalb die fossilen Gestehungskosten (schwarze Linie) stärker ansteigen. Insgesamt werden viermal 2,5 MW Windleistung zugebaut, und zwar in den Jahren 2022, 2024, 2026 und 2034. Hier zeigt sich ebenfalls die abwechselnde Steigung und Senkung der EE-Spitzenlastgestehungskosten aufgrund der erklärten Sachverhalte. Im Fall des Einsatzes von Windenergie erfolgen die Veränderungen allerdings zum Teil in größeren Schritten. Das ist auf die deutlich höheren Gestehungskosten für Windstrom im Vergleich zum PV-Strom zurückzuführen, weshalb das Erreichen des fossilen Kostenniveaus durch den Anstieg der Brennstoffkosten längere Zeiträume in Anspruch nimmt. Aus den 10 MW Wind-Leistung können 31 % der erzeugten Strommenge in die Spitzenlast integriert werden. Der Kapitalwert der Einsparungen liegt mit 553.826 € erwartungsgemäß deutlich unter den Kapitalwerten, die durch den Einsatz der günstigeren PV-Freiflächenanlagen zustande kommen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass sowohl die Veränderung der Brennstoffkosten und des Rückspeisepreises als auch die Veränderung der Kostenentwicklungen erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen einen signifikanten Einfluss auf die im Modellgebiet aufgebaute Spitzenlasterzeugungsleistung haben. Nicht so deutlich wirkt sich der Wandel der genannten Parameter auf die durch erneuerbare Energien abgedeckte Spitzenlastmenge aus. Das liegt an der sinkenden EE-Strommenge, die direkt in

die Spitzenlast integriert werden kann, je mehr Leistung bereits aufgebaut wurde. Werden Stromerzeugungstechnologien eingesetzt, verändert sich das Ergebnis dahingehend, dass deutlich mehr erneuerbare Strommenge zur Speicherung zur Verfügung steht, je mehr Kapazität aufgebaut wurde.

6.6 Fazit aus dem Stromgestehungskostenmodell

Das Stromgestehungskostenmodell zeigt, dass bereits zum heutigen Zeitpunkt erneuerbare Energien wirtschaftlich in das Stromversorgungssystem integriert werden können – unter der Prämisse, dass es nicht zu Marktverzerrungen aufgrund von Umlagen und Befreiungen kommt. Folgender Schluss lässt sich aus den Ergebnissen ableiten: Die Wahl des Umlagen-Systems in der deutschen Energiewirtschaft führt zwar zu einem steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion, aber nicht zu effizienten und kostenoptimalen Bedingungen. Die Gestaltung des zukünftigen Strommarktes sollte deshalb unter Beachtung dieses Gesichtspunktes stattfinden.

Auch wenn derzeit bereits große Anstrengungen zur Untersuchung von Stromspeichertechnologien gemacht werden, herrscht dennoch eine hohe Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung von Speicherkosten. Deswegen ist es zum aktuellen Zeitpunkt schwierig, Aussagen über die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Stromspeichern für die Zukunft zu treffen. Aus diesem Grund beruft sich die vorliegende Studie auf die Aussage, was der in die Spitzenlast zu integrierende Speicherstrom maximal kosten darf. Je nach Zielsetzung (Kostenminimierung vs. Maximierung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromproduktion) kann die Beurteilung der Ergebnisse abweichen. Die Verwendung von dezentralen Power-to-Gas-Technologien bei zukünftigen großen Stromüberschussmengen kann durch den Einsatz des entstehenden Brennstoffs im fossilen Spitzenlastkraftwerk interessant werden. Deren Wirtschaftlichkeit müsste allerdings in einer weiterführenden Studie betrachtet werden.

Mit der Internalisierung der Umweltwirkungen durch den Einsatz fossiler Stromerzeugungsanlagen würden sich ebenfalls Veränderungen auf die Modellergebnisse ergeben. In der Sensitivitätsanalyse wird deutlich, dass der Einfluss der fossilen Brennstoffpreise signifikant ist. Steigen die Kosten aufgrund von eingepreisten, staatlich erhobenen CO₂-Kosten an, führt das zu einem schnelleren Zubau erneuerbarer Energien und damit zu einer weiteren Kostenreduktion.

Das Gestehungskostenmodell zeigt außerdem deutlich, dass nur durch den Einsatz von Stromspeichern signifikante Mehrmengen an erneuerbarem Strom in das Versorgungssystem integriert werden können. Ist das Ziel die Senkung des CO₂-Ausstoßes und dadurch die Erhöhung der erneuerbar produzierten Strommenge, gilt es, anstatt des Abregelns erneuerbarer Energien bei Netzengpässen den Aufbau von Stromspeichertechnologien innerhalb des Gesamtsystems zu forcieren.

Publikation:

Gruber, M., Behringer, L., Röder, H., Gaderer, M., Mayer, W. (2018): Lastmanagement auf Verteilnetzebene: Wann lassen sich erneuerbare Energien wirtschaftlich integrieren? Ein Stromgestehungskostenmodell. 15. Symposium Energieinnovation (EnInnov), 14. – 16.02.2018, Graz, Österreich

Die Publikation wurde im Rahmen des 15. Symposiums Energieinnovation an der TU Graz mit dem Young Author Award und dem Nachwuchsförderpreis der TU Graz ausgezeichnet (siehe Anhang 5)

7 Ergebnissynthese

Im Folgenden werden die Ergebnisse aus den verschiedenen Dissertationsteilen zusammengeführt und deren Bedeutung für den Projektpartner sowie andere Verteilnetzbetreiber ähnlicher Größe beschrieben. Außerdem wird die Beantwortung der Forschungsfragen bewertet.

7.1 Zusammenführung der Ergebnisse

Ausgangspunkt der Überlegungen war die Frage, wie die Gesamtwohlfahrt durch die Minimierung der Netzkosten und der Stromerzeugungskosten erreicht werden kann. Als Lösungsansatz werden wie aus Abbildung 7-1 hervorgeht Stromspeicher sowohl auf Verbraucher- als auch auf Erzeugerseite angesehen.

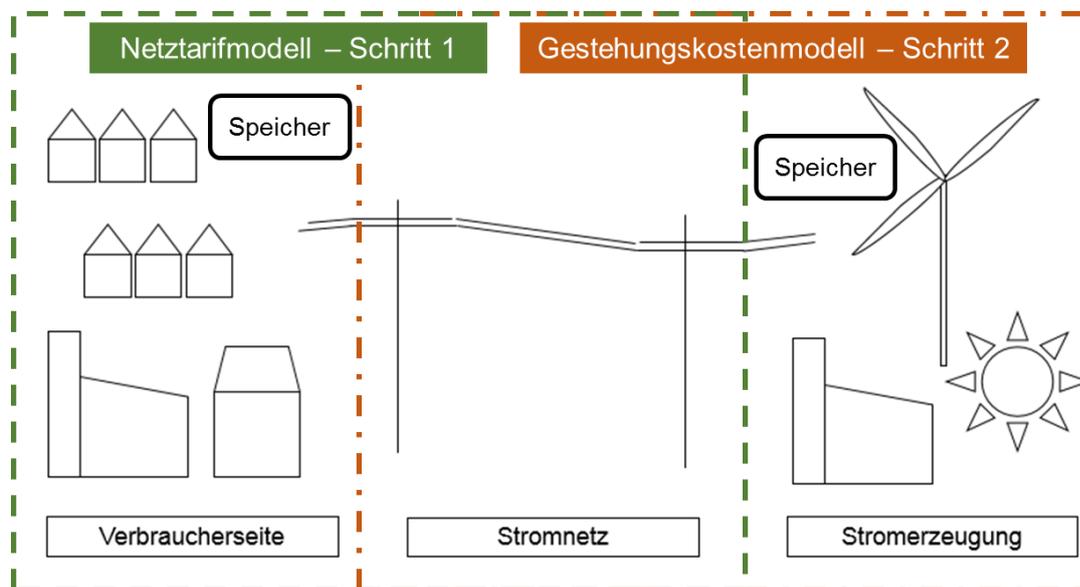


Abbildung 7-1: Zusammenführung der Ergebnisse aus dem Netztarif- und dem Gestehungskostenmodell [Eigene Darstellung]

Die Hypothese, dass sich durch den Einsatz von Stromspeichern als Lastmanagementmaßnahme die Netzkosten senken und mehr erneuerbare Energien in die Stromnetze integrieren lassen, konnte klar bestätigt werden. Allerdings ist die Wirtschaftlichkeit eines derartigen Lastmanagementsystems auf Verteilnetzebene aufgrund der hohen Marktpreise für Speichertechnologien aktuell nicht gegeben. Durch die Entwicklung des MinLoad-Tarifmodells gelingt es, monetäre Anreize auf Verbraucherseite für die Vermeidung von Lastspitzen und die stärkere Auslastung der Netzinfrastruktur zu setzen. Die Verteilung der Netzkosten erfolgt mithilfe des MinLoad-Modells verursachergerecht. Im Gegensatz zum aktuell gültigen Netztarifmodell in Deutschland werden die Beiträge zur Jahreshöchstlast nicht mithilfe von Wahrscheinlichkeiten geschätzt, sondern real gemessen. Die Verursachergerechtigkeit verstärkt die Signalwirkung der Netztarife, da jeder Netzkunde die Auswirkungen seiner Netznutzung nachvollziehen und beeinflussen kann. Durch die verstärkte Auslastung der Netzinfrastruktur und die damit einhergehende verstetigte Netznutzung lassen sich die Kosten für den Bezug aus der vorgelagerten Netzebene reduzieren, wodurch ein monetäres Einsparpotenzial für Kunden und Netzbetreiber entsteht. Im konkreten Fall des Projektpartners beträgt das jährliche Einsparpotenzial rund 1,5 Mio. €, die für den Aufbau eines Lastmanagementsystems zur Verfügung stehen.

Vergleicht man allerdings die aktuellen Preise für ein Lastmanagementsystem in Form von Stromspeichern, ist zu sagen, dass diese deutlich über den maximal möglichen Anfangsinvestitionen liegen. Allein das netzseitige Einsparpotenzial reicht folglich nicht aus, um die jährlichen Kosten für das Lastmanagementsystem zu decken. Aufgrund dessen wird wie in Abbildung 7-1 dargestellt im nächsten Schritt der Studie das monetäre Einsparpotenzial auf Erzeugerseite untersucht.

Eingeführt werden kann ein derartiges Netztarifmodell, das ausschließlich leitungsbezogen abrechnet, unter den aktuell gültigen rechtlichen Rahmenbedingungen in Deutschland nicht. Einerseits sieht die StromNEV die Aufteilung der Tarifkomponenten in Arbeits- und Leistungspreis sowie die Anwendung der Gleichzeitigkeitsfunktion vor. Andererseits löst sich das Einsparpotenzial im Zeitverlauf auf, sofern alle Verteilnetzbetreiber das MinLoad-Tarifmodell einführen. Grund dafür ist, dass der Netzbetreiber der vorgelagerten Netzebene seine nicht gedeckten Netzkosten durch die Erhöhung der Netzentgelte ausgleichen darf. Dadurch steigt zwar der Anreiz die Lastspitzen zu vermeiden, jedoch sinkt gleichzeitig das Einsparpotenzial. Um das MinLoad-Tarifmodell zielführend umsetzen zu können, wären folglich Änderungen an den rechtlichen Rahmenbedingungen notwendig.

Im Fall, dass die Rahmenbedingungen angepasst und eine kostengünstigere Form des Lastmanagements eingesetzt würden, könnten die Netzkosten wie in der Ausgangsthese beschrieben durch die Lastgangglättung gesenkt werden. Bestehen bliebe der Zielkonflikt eines möglichst konstanten Netzlastgangs mit der Einspeisung möglichst großer Mengen fluktuierender, erneuerbaren Stroms zur Reduktion der Stromerzeugungskosten. Als Lösungsansatz wird wie beschrieben die Spitzenlasterzeugung vor Ort und der Einsatz von erzeugerseitigen Stromspeichern untersucht. Aus dem vorangegangenen Teil der Studie wird das netzseitige monetäre Einsparpotenzial, das durch die maximale Auslastung der Netzinfrastruktur erreicht wird, übernommen. Für die Untersuchung wird angenommen, dass keine Marktverzerrungen in Form von Steuern, Umlagen und Subventionen für die Energieerzeugung bestehen. Im Fall des Praxispartners ist es wirtschaftlicher, die Spitzenlast vor Ort mithilfe eines Gaskraftwerks zu decken anstatt die benötigte Höchstlast aus dem vorgelagerten Netz zu beziehen, da die Kosten für den Aufbau der Erzeugungskapazität geringer sind als die Kosten für den Netzbezug. Ebenfalls zeigt sich, dass unter der Voraussetzung der eliminierten Marktverzerrungen der Aufbau und Betrieb von erneuerbaren Erzeugungsanlagen wirtschaftlicher ist als der Einsatz des Gaskraftwerks zur Spitzenlastdeckung. Ist das Ziel der Anstrengungen die Kostenminimierung, ist die Spitzenlastproduktion vor Ort mit einem Mix aus PV-Anlagen und Gaskraftwerk im Fall des Praxispartners die wirtschaftlichste Alternative. Ist die Zielsetzung vorrangig die Steigerung des erneuerbaren Anteils an der Stromproduktion, so kann der Aufbau der Speicherkapazität den in der Ausgangsthese beschriebenen Effekt erzielen. Mithilfe des entwickelten Gesteungskostenmodells lässt sich die wirtschaftlichste Alternative in Bezug auf den Zubau von erneuerbaren Energien zur Spitzenlastproduktion für alle Versorgungsgebiete berechnen. Neben dem wirtschaftlichsten Ausbauszenario lassen sich außerdem die maximalen Speicherkosten als Ergebnis ableiten. Im Projektgebiet dürfen die Anfangsinvestitionen für die Speicherkapazität im besten Fall maximal 99 €/kWh_{cap} betragen. Dabei können allerdings lediglich 51 % der Spitzenlast mit erneuerbaren Energien abgedeckt werden. Je mehr Speicherkapazität aufgebaut wird, desto geringer ist der Anteil an Speicherstrom, der in die Spitzenlast integriert werden kann, da die Be- und Entladezeiten zeitlich und mengenmäßig immer weniger mit dem Spitzenlastbedarf übereinstimmen. Die für das Jahr 2040 angesetzten Speicherpreise in Höhe von 284 bzw. 231 €/kWh_{cap} liegen signifikant über den maximalen An-

fangsinvestitionen (SCHMIDT et al. 2017). Damit zeigt sich, dass auch auf Erzeugerseite die Wirtschaftlichkeit eines speicherbasierten Lastmanagementsystems aktuell nicht gegeben ist. Die zukünftigen Entwicklungen im Bereich der Netzentgelte und der Brennstoff- bzw. Technologiekosten haben allerdings einen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit wie die Sensitivitätsanalysen zeigen. Bis diese gegeben ist, müssen andere Formen des Lastmanagements wie der Einsatz von Notstromaggregaten oder die Abregelung erneuerbarer Energien in Betracht gezogen werden. Denkbar wären außerdem staatliche Subventionen für die Speichereinführung, falls das gesellschaftliche Ziel eines möglichst hohen Anteils erneuerbarer Energien an der Spitzenlastproduktion erreicht werden soll.

Obwohl die Wirtschaftlichkeit eines Lastmanagementsystems auf Verteilnetzebene mit Einsatz von Stromspeichertechnologien aktuell nicht wirtschaftlich ist, kann die Anwendung der Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zur Steigerung der Gesamtwohlfahrt durch die Senkung der Netzkosten führen.

7.2 Bedeutung der Ergebnisse für den Projektpartner und Verteilnetzbetreiber ähnlicher Größe

Bedeutung der Ergebnisse für den Praxispartner

Bereits während der Bearbeitung der Dissertation wurden die jeweiligen Teilergebnisse mit den zuständigen Fachabteilungen des Praxispartners diskutiert und über die Umsetzung beraten. Insbesondere zwei Maßnahmen aus der Dissertation wurden auf den Weg gebracht: Die Veränderung des Tarifmodells zur Stärkung der Leistungspreiskomponente und der Aufbau von Kraftwärmekopplungsanlagen zur Steigerung der Spitzenlasterzeugung vor Ort.

Zum Jahr 2017 wurden die Netzentgelte erstmals proaktiv vom Praxispartner verändert, um dem Leistungspreis eine größere Bedeutung zukommen zu lassen. Allerdings ist dies nur im gesetzlichen Rahmen möglich. Das heißt, dass nach der StromNEV die Abschaffung des Arbeits- und Grundpreises nicht erlaubt ist und weiterhin die Gleichzeitigkeitsfunktion zur Kostenallokation verwendet werden muss. Im Bereich der nicht lastgemessenen Netzkunden wäre die Einführung eines Leistungspreises jedoch aktuell aufgrund der Messeinrichtung nicht möglich. Ein erfolgreicher Smart-Meter-Rollout ist die Voraussetzung für die Einführung eines leistungspreisbasierten Netztarifmodells für alle Kunden. Allerdings kommt es im Gegensatz zum in Kapitel 3.3 vorgestellten Zeitplan zu erheblichen Verzögerungen bei der Markteinführung der Smart Meter in Deutschland. Zwar können bereits elektrische Zähler (sog. moderne Messeinrichtungen) installiert werden, jedoch fehlt es an der Zulassung der Kommunikationseinheit, dem sog. Smart Meter Gateway, das die Informationen digital an den Verteilnetzbetreiber übertragen kann. Aktuell laufen die Zertifizierungsverfahren durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnologie zur Überprüfung, ob die bereits entwickelten Smart Meter Gateways den Anforderungen nach dem Messstellenbetriebsgesetz genügen. Voraussetzung für den Start des Rollouts ist, dass drei voneinander unabhängige Unternehmen zertifizierte, gesetzeskonforme Smart Meter Gateways anbieten. (BNETZA 2019) Das Personal des Praxispartners ist bereits geschult und wird die Lastmessung in der Netzebene 7 sobald als möglich umsetzen.

Die signifikante Stärkung der Leistungspreiskomponente im Tarifmodell des Praxispartners geht aus Abbildung 7-2 hervor. Während der Leistungspreis für Netzkunden mit einer jährlichen Benutzungsdauer von weniger als 2.500 Stunden in Jahr 2016 in der Mittelspannung 3,30 €/kW, in der Umspannebene 5,15 €/kW und in der Niederspannung 5,88 €/kW betrug, wurde dieser für das Jahr 2019 jeweils

rund vervier- bis verfünffacht. Auch der Arbeitspreis für dieselbe Kundengruppe war im Jahr 2016 mit 3,61 Cent/kWh in der Niederspannung, 3,69 Cent/kWh in der Umspannebene und 3,68 Cent/kWh in der Mittelspannung deutlich geringer. Die Steigerung fiel mit 150 %, 151 % und 168 % jedoch deutlich moderater aus.

Benutzungsdauer < 2.500 h/a		
Entnahme	Leistungspreis in €/ kW*a	Arbeitspreis in ct/kWh
Mittelspannung (MS)	14,76	5,42
Umspannung Mittel-/ Niederspannung	22,88	5,58
Niederspannung (NS)	23,44	6,18

Benutzungsdauer > 2.500 h/a		
Entnahme	Leistungspreis in €/ kW*a	Arbeitspreis in ct/kWh
Mittelspannung (MS)	119,67	1,23
Umspannung Mittel-/ Niederspannung	135,82	1,06
Niederspannung (NS)	145,16	1,32

Abbildung 7-2: *Netztarife 2019 des Projektpartners*
[Stadtwerke Neuburg a. d. Donau 2018]

Durch die Anwendung der Gleichzeitigkeitsfunktion soll im aktuellen deutschen Netztarifmodell die Verursachergerechtigkeit Berücksichtigung finden. Deshalb werden für Netzkunden mit Benutzungsdauern größer 2.500 Stunden pro Jahr geringere Kosten pro Einheit angesetzt. Um diesen Effekt nicht zu schmälern, wurden die Leistungspreise für diese Nutzergruppe deutlich weniger stark mit Steigerungsraten von 154 % in der Mittelspannung, 162 % in der Umspannebene und 182 % in der Niederspannung angepasst. Dafür wurden die Arbeitspreise innerhalb dieses Kundensegments um 198 %, 193 % bzw. 181 % erhöht, was das Verhältnis zwischen Arbeits- und Leistungspreis leicht verändert.

Die zweite Maßnahme des Praxispartners, die sich auf die Erkenntnisse aus der Dissertation stützt, ist der Ausbau der Kraftwärmekopplungsanlagen in Form von Gasblockheizkraftwerken zur Erzeugung der Spitzenlast vor Ort. Im ersten Schritt des Gestehungskostenmodells wurde untersucht, ob es wirtschaftlicher ist, die Spitzenlast aus dem vorgelagerten Netz zu beziehen oder vor Ort in einem Gaskraftwerk zu erzeugen. Im Fall des Praxispartners ist die Erzeugung vor Ort die wirtschaftlichere Variante. Zwar wurde die Wirtschaftlichkeit unter der Voraussetzung eliminiertes Marktverzerrungen bewertet, jedoch betreffen diese im Gestehungskostenmodell hauptsächlich die erneuerbaren Energien. Die unter den realen Bedingungen zu zahlenden Steuern und Umlagen werden einerseits durch Subventionen in Form von Zuschlägen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz für eingespeiste oder eigengenutzte Strommengen aufgewogen. Andererseits kann die erzeugte Wärmemenge zur Speisung des Nahwärmenetzes des Praxispartners verwendet werden, wodurch sich Erlöse für die Wärmenutzung ergeben. Auch PV-Freiflächenanlagen außerhalb der EEG-Förderung wurden im Zuge des Forschungsprojektes angedacht und stehen aufgrund der hohen Wirtschaftlichkeit durch die Vermeidung von Bezugsspitzen aus dem vorgelagerten Netz vor der Realisierung im Versorgungsgebiet des Praxispartners. Als Investor wird allerdings nicht der Verteilnetzbetreiber, sondern eine Bürgergenossenschaft auftreten.

Auch das Thema Stromspeicher wurde vom Praxispartner intensiv diskutiert. Aufgrund der Erkenntnisse aus der vorliegenden Arbeit und der aktuellen Marktlage wird jedoch bis auf weiteres von einer

Speicherinstallation durch den Verteilnetzbetreiber abgesehen. Neben der aktuell nicht gegebenen Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern als Lastmanagementmaßnahme stellt sich die Frage, ob die Investition des Verteilnetzbetreibers von der zuständigen Regulierungsbehörde als Netzkosten genehmigt würde und damit als Teil des Netzentgelts von den Kunden abgerechnet werden dürfte. Dies wäre wohl nur gerechtfertigt, wenn bewiesen werden kann, dass der Einsatz von Stromspeichern wirtschaftlicher ist als ein Netzausbau. Selbst wenn das der Fall ist, stellt sich die Frage, ob die jährliche Einsparung nicht teilweise vom Effizienzkriterium der Erlösobergrenze karnibalisiert würde. Sobald sich die rechtlichen Rahmenbedingungen und die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern so verändern, dass der Einsatz für den Verteilnetzbetreiber vorteilhaft ist, soll der Aufbau von Speicherkapazität auch in der Beispielregion beginnen. Auch im privaten Bereich soll die Installation von Speichertechnologien in Verbindung mit PV-Anlagen im Netzgebiet unterstützt werden. Im Rahmen eines Versuchsprojekts bereits umgesetzt wird der Aufbau der Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität im Versorgungsgebiet. Im Zusammenspiel mit der Entwicklung der Smart Energy-Komponenten ließen sich in diesem Bereich ebenfalls Lastmanagementmaßnahmen durch den Verteilnetzbetreiber umsetzen.

Auf Seiten der Netzkunden lässt sich beobachten, dass zwar mehr steuerbare Verbrauchereinrichtungen (z. B. Wärmepumpen) eingesetzt werden, auf diese hat der Netzbetreiber allerdings nur einen geringen Einfluss zur Nutzung als Lastmanagementmaßnahme. Gesetzlich vorgesehen ist lediglich die Abregelung der Wärmepumpen im Fall von Netzüberlastungen, § 14a EnWG. Ebenfalls sichtbar ist für den Praxispartner, dass die Netzkunden bei Neubauten in hohem Maße PV-Anlagen zur Optimierung des Eigenstromverbrauchs installieren. Im Sinne der Verursachergerechtigkeit führt dieser Trend unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen zu einer Verstärkung der externen Kosten. Gerade in Zeiten hohen Strombedarfs nutzen diese Kunden punktuell das Stromnetz, was eine Erhöhung der Spitzen zur Folge hat. Das MinLoad-Tarifmodell würde ein derartiges Verhalten bestrafen und stattdessen netzdienliche Maßnahmen fördern. Ob die Netzkunden zusätzlich zu den PV-Anlagen Stromspeicherkapazitäten aufbauen obliegt nicht der Meldepflicht, weswegen an dieser Stelle keine Aussage dazu getroffen werden kann, in welchem Maße die Lastgangglättung verbraucherseitig im Versorgungsgebiet des Praxispartners zunehmen wird.

Bedeutung der Ergebnisse für andere Verteilnetzbetreiber

Grundsätzlich lassen sich die Ergebnisse zur Netztarifgestaltung sowie die Zusammenhänge der Einsparungen und der Regulierungsvorschriften auf die Verteilnetzbetreiber ähnlicher Größe übertragen, da die gesetzlichen Rahmenbedingungen gleichermaßen gelten. Schwer vergleichbar sind die Ausgangssituationen im Bereich der Netzkosten, weswegen die Ausprägung der Ergebnisse abweichen kann. So wirken sich Strukturfaktoren wie die Ansiedelung von Industrie in den jeweiligen Versorgungsgebieten oder auch betriebswirtschaftliche Entscheidungen zum Ansatz von Baukostenzuschüssen auf die Netzkosten und damit auf die Netztarifstrukturen aus. Die Einführung eines leistungspreisbasierten Tarifmodells ist wie beschrieben nur sinnvoll, wenn alle Kundengruppen lastgemessen abgerechnet werden können. Da dies nicht der Fall ist, funktioniert die Anreizsetzung zur Lastglättung im aktuellen Tarifmodell nicht wirksam. Zudem fehlt die verbrauchssteuernde Information, die durch den Einsatz von Stromspeichern – insbesondere auf Haushaltsebene – übertragen werden könnte.

Das Gestehungskostenmodell ist auf andere Verteilnetzbetreiber unmittelbar übertragbar – nicht jedoch die Ergebnisse aus der Anwendung für den Praxispartner. Im ersten Schritt des Gestehungskostenmodells wird untersucht, ob die fossile Spitzenlasterzeugung vor Ort wirtschaftlicher ist als der Bezug aus dem vorgelagerten Netz. Je nachdem welcher Versorgungsnetzbetreiber dem Verteilnetz vorgelagert ist und welche Strukturen dieser zu bedienen hat, fallen die vorgelagerten Netzkosten aus. Einen Einfluss haben außerdem die gewälzten Netzkosten aus den Transportnetzen, wobei auch hier erhebliche Unterschiede in der Entgelthöhe bestehen (BNETZA & BUNDESKARTELLAMT 2017). Das heißt, dass zwar die Bewertungsmethodik angewendet werden kann. Es kann aber nicht davon ausgegangen werden, dass für alle Verteilnetzbetreiber zutrifft, dass die Spitzenlasterzeugung vor Ort wirtschaftlicher ist als der Bezug aus dem vorgelagerten Netz. Im zweiten Schritt werden die Erzeugungskosten unterschiedlicher erneuerbarer Energien zur Spitzenlastabdeckung mit dem fossilen Kraftwerk verglichen. Je nach Region können einzelne Technologien wirtschaftlicher oder weniger wirtschaftlich sein z. B. aufgrund der Sonneneinstrahlung oder der Windausbeute. Auch die Spitzenlasten haben in den unterschiedlichen Versorgungsgebieten unterschiedliche Ausprägungen, je nachdem welche Nutzergruppen an das Netz angeschlossen sind. Die Anwendung des Modells ist durch das Einsetzen der jeweiligen Lastgänge und Kostenannahmen für jedes Versorgungsgebiet möglich. Auch die Ableitung der maximal möglichen Anfangsinvestition in Stromspeichertechnologien funktioniert auf Basis der jeweiligen Eingabeparameter. Wiederum gilt: Je mehr überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, der nicht in das Netz zurückgespeist werden kann, desto größer ist der Druck zum Aufbau von Speicherkapazitäten. Dadurch steigen die maximal möglichen Anfangsinvestitionen an.

Wenn auch nicht alle Ergebnisse unmittelbar auf andere Verteilnetzbetreiber übertragen werden können, so sind die erforschten Zusammenhänge und Modellansätze dennoch von Bedeutung für sie.

8 Diskussion

Nachfolgend werden die Resultate aus den vorangegangenen Kapiteln in den Kontext der wissenschaftlichen Fachwelt gesetzt und Methoden sowie insbesondere die Ergebnisse kritisch gewürdigt.

8.1 Diskussion der Methoden

Zur wirtschaftlichen Bewertung von Lastmanagement auf Verteilnetzebene werden in der vorliegenden Arbeit insbesondere zwei Methoden aus der Wirtschaftswissenschaft eingesetzt. Zum einen die Kapitalwertmethode, die zur Ermittlung der maximalen Anfangsinvestitionen und zur Bewertung des Einsparpotenzials zum heutigen Zeitpunkt dient. Zum anderen findet die Methode der Vollkostenbetrachtung – ausgeführt als Stromgestehungskostenmethode – Anwendung bei der Bearbeitung der Ausgangsfragestellungen.

Die Kapitalwertmethode oder auch Nettobarwertmethode ist ein etabliertes Instrument aus der klassischen Investitionstheorie. Während ursprünglich von einem vollkommenen Finanzmarkt ausgegangen wurde, öffneten die Vertreter der neo-klassischen und neo-institutionellen Investitionstheorie die Methode für die Möglichkeit eines Finanzmarktes, der mit Risiko und Unsicherheiten behaftet ist. Durch den Gebrauch unterschiedlicher Kalkulationszinssätze für Fremd- und Eigenkapital in Kapitel 6 wird dem unvollkommenen Finanzmarkt Rechnung getragen. Aufgrund des anhaltend niedrigen Zinsniveaus

für Fremdkapital wird ein Fremdkapitalzins von 2,71 % gewählt, der dem Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen für Hypothekendarlehen, Anleihen der öffentlichen Hand und Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) der letzten zehn abgeschlossenen Geschäftsjahre entspricht. Um realistische Renditeerwartungen in der Berechnung widerzuspiegeln, wird der den Netzbetreibern von der Regulierungsbehörde zugestandene Eigenkapitalzinssatz von 6,91 % angesetzt. Insbesondere bei Energieprojekten, die oft von langen Laufzeiten und hohen Investitionen charakterisiert sind, hat die Auswahl des Kalkulationszinssatzes eine signifikante Auswirkung auf die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen (ERDMANN & ZWEIFEL 2010). Aufgrund dessen empfehlen ERDMANN & ZWEIFEL (2010) die Verwendung des Marktzinssatzes zur energieökonomischen Bewertung, was in der vorliegenden Arbeit wie beschrieben umgesetzt wird. Um Verzerrungen in der Betrachtung zu vermeiden, wird durchgehend die Annuitätenmethode, also die gleichmäßige Aufteilung von kapitalgebundenen Cashflows über den Betrachtungszeitraum, anstatt von Tilgungsdarlehen, deren Cashflow über die Zeit aufgrund der sich verringenden Zinszahlungen kleiner wird, hinterlegt.

Aus der Methode zur Berechnung des Kapitalwerts lässt sich durch Umstellen der Formel und Bewertung des Kapitalwerts mit 0 € die Ermittlung der maximalen Anfangsinvestitionen ableiten (siehe Formel (4.3)). Während in der Fachliteratur vor allem der Nutzen verschiedener Investitionen in Energietechnologien aus der Gegenüberstellung von Kosten und Erlösen betrachtet wird (bspw. WIECHMANN 2008, WENIGER et al. 2014, GROTH & SCHOLTENS 2016), berechnet die vorliegende Arbeit stattdessen, wie hoch die Investition in eine Lastmanagementtechnologie maximal sein darf, damit die Investition gerade noch vorteilhaft bzw. nicht unvorteilhaft ist.

Der Grund für diese Betrachtungsweise liegt in der Aktualität des Themas. Während von etablierten Anlagen zur Stromerzeugung und -verteilung valide Daten zu Kostenstrukturen zu finden sind, sind sowohl bei Smart-Energy-Technologien, die als intelligente Vernetzung zwischen Energieerzeugung, Verbrauch und Speicherung als Voraussetzung des Lastmanagements angesehen werden, als auch bei Stromspeichertechnologien als eine Form des Lastmanagements Daten zu deren Kosten nicht oder nur eingeschränkt verfügbar. Insbesondere bei den Stromspeichertechnologien haben verschiedene Parameter Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Systems. So spielen neben den klassischen Determinanten wie Zinssatz und Laufzeit hauptsächlich die eingesetzte Speichertechnologie, die Anzahl der Ladezyklen und zukünftige Ersatzkosten eine entscheidende Rolle bei der wirtschaftlichen Bewertung (KONDZIELLA et al. 2013, OBI et al. 2017). Als Ergebnis ihrer Untersuchung weisen KONDZIELLA et al. (2013) aus: „Die [...] Analyse hat gezeigt, dass die Vollkosten des Batteriebetriebs nahezu ausschließlich durch die Investition in die Anlage bestimmt sind.“ Aufgrund dieser Aussage ist die Berechnung der maximalen Speicherinvestitionen anstatt der Speichergestehungskosten in der vorliegenden Arbeit berechtigt, da die Aussagekraft der erzielten Ergebnisse als sehr hoch eingestuft werden kann. In Abhängigkeit der ausgespeicherten Strommenge kann auf Basis der Berechnungen für den konkreten Fall die Verteilung der Anfangsinvestitionen auf die einzelnen Einheiten ermittelt werden.

Um die maximalen Speicherinvestitionen im Modellteil der Stromerzeugung zu berechnen, findet die Methode der Stromgestehungskosten oder auch Levelized Costs of Electricity (LCOE) zur Berechnung der Einsparpotenziale Anwendung. Ursprünglich wurde die LCOE-Methode entwickelt, um unterschiedliche Stromerzeugungstechnologien in regulierten Strommärkten über die während der gesamten

Lebensdauer anfallenden durchschnittlichen Kosten zu vergleichen. Auf Basis dieser Kalkulation sollten Einspeisevergütungen bestimmt werden können, die die Deckung der Kosten inklusive einer angemessenen Rendite für den Betreiber gewährleisten. (IEA/NEA 2015)

Laut International Energy Agency und Nuclear Energy Agency der OECD ist die Stromgestehungskostenmethode die etablierte Form der Energiekostenberechnung, die in den meisten Studien zur Wirtschaftlichkeit von Energieerzeugungstechnologien verwendet wird. Als Stärke der Methode wird die Vergleichbarkeit von Kosten für Technologien mit unterschiedlichen Leistungsklassen, Lebensdauern und Erzeugerprofilen angesehen. Außerdem ist die Methode durch ihre Transparenz und Klarheit auf andere Länder und Märkte übertragbar. (IEA/NEA 2015) Nicht berücksichtigt bleibt bei der Methodik der Stromgestehungskosten grundsätzlich die Auswirkung von Interdependenzen zwischen unterschiedlichen Technologien, die bei gleichzeitigem Einsatz entstehen. Stattdessen zieht die LCOE-Methode ausschließlich die Bewertung der Kosten auf Anlagenebene in Betracht und vergleicht diese miteinander.

Diese Grenze der Methodik wird in der vorliegenden Arbeit durch die Entwicklung des Gestehungskostenmodells aufgebrochen. Durch die Aufteilung der regenerativ produzierten Strommengen in die Spitzenlaststrommenge (direkt zur Spitzenlastabdeckung integrierbare Strommenge) und die Grundlaständerungsmenge (über die Spitzenlast hinausgehende Strommenge aus EE-Erzeugung) wird erreicht, dass sich die Gestehungskosten aufgrund der resultierenden Interdependenzen der unterschiedlichen Technologien entsprechend verändern. So reagieren die Kosten direkt auf die unterschiedlichen Einsatzplanungen und vice versa. Damit gelingt es, die Methode der Stromgestehungskosten auf die sich ändernden Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft – weg von der stabilen Grundlastenerzeugung hin zur fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien – zu übertragen.

Die Bedenken von IEA/NEA (2015), dass die Bewertung der Wirtschaftlichkeit auf Basis der LCOE im liberalisierten Strommarkt den gegebenen Bedingungen nicht genügend Rechnung trägt, sind dennoch berechtigt. Bestünde ein vollständig liberalisierter Strommarkt ohne Marktverzerrungen, können die Stromgestehungskosten, wie Kapitel 6 zeigt, als Basis sowohl zur kurzfristigen Einsatzplanung als auch zur langfristigen Strategieentwicklung in Bezug auf den Erzeugerpark verwendet werden. Wie aber eingangs beschrieben herrscht ebendiese Konstellation in Deutschland nicht vor. Es bestehen Marktverzerrungen beispielsweise aufgrund fixer Einspeisetarife für erneuerbare Energien, Haftungsbefreiungen für Atomkraftbetreiber und wegen der fehlenden Internalisierung externer Kosten, die aus dem Einsatz von fossilen Kraftwerken resultieren. Die Vermischung der Formen des Strommarktes führt in der Tat dazu, dass die Stromgestehungskosten kein singular verwendetes Instrument zur wirtschaftlichen Bewertung von Energiekosten sein können. Aufgrund dieses Sachverhalts wird in der vorliegenden Arbeit die LCOE-Methode ausschließlich unter der Annahme eines Strommarktes ohne Marktverzerrungen angewendet.

Für die Bewertung der Netzkosten werden in der vorliegenden Arbeit ausschließlich Realdaten des Praxispartners herangezogen. Dagegen wird bei der Berechnung der Gestehungskosten der Stromerzeugung in einigen Fällen auf Sekundärdaten zurückgegriffen. Der Aufwand einer eigenen Datenerhebung zur Abschätzung einzelner Kostenkomponenten der unterschiedlichen Energieerzeugungstechnologien (Erdgaskraftwerk, Windenergieanlage, PV-Freiflächenanlage) ist im Rahmen dieser Arbeit nicht gerechtfertigt, zieht aber eine mögliche Unschärfe nach sich. Dieser Unschärfe wird zum einen mit der sorgfältigen Auswahl der Sekundärdaten und zum anderen mit Experteninterviews begegnet, die für

eine realitätsnahe, valide und vergleichbare Datenbasis sorgen. Als Datengrundlage für die Netzkosten-Analysen und die Tarifmodellentwicklung werden in Kapitel 4 und 5 die realen Netzdaten des Praxispartners verwendet. Abbildung 8-1 zeigt die stark unterschiedliche Ausprägung des Netzkostenniveaus – sowohl bezogen auf die Regionen Deutschlands als auch in Bezug auf die unterschiedlichen Sektoren. Die variierenden Höhen der Netzentgelte sind ein Resultat der unterschiedlichen Netzbetreiber, die die jeweiligen Versorgungsgebiete auf Übertragungs- sowie Verteilnetzebene bewirtschaften, und der jeweils vorhandenen Netzstrukturen. Diese unterscheiden sich regional insbesondere aufgrund von Stadt- bzw. Landausprägung und zu versorgender Bevölkerungszahl.

Bei den Modellberechnungen liegen dieser Arbeit bewusst konkrete Daten eines Versorgungsgebietes zugrunde. Die Verwendung von deutschlandweiten oder sektorenübergreifenden Durchschnittszahlen würde Ergebnisse liefern, die auf keines der Versorgungsgebiete zutreffen und so zu nicht relevanten Aussagen führen. Deshalb kreiert auch die DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (2014) in ihrer Studie zum Smart-Meter-Rollout differierende Netzgebietstypen, um den signifikanten Unterschieden zwischen den Versorgungsgebieten der unterschiedlichen Netzbetreiber Rechnung zu tragen.

Sollen die Ergebnisse der vorliegenden Studie auf andere Versorgungsgebiete übertragen werden, kann zum einen geprüft werden, ob die Charakteristika der Regionen übereinstimmen (siehe Kapitel 3.4 und 3.5). Ist das der Fall, können die Ergebnisse direkt verwendet werden. Zum anderen ist durch das Skalieren der Daten – auch für die einzelnen Nutzergruppen – die Übertragbarkeit gegeben. Des Weiteren sind alle Modellteile so gestaltet, dass die Datengrundlagen anderer Netzbetreiber und Versorgungsgebiete einfach eingepflegt und dadurch konkrete, fallspezifische Ergebnisse errechnet werden können.

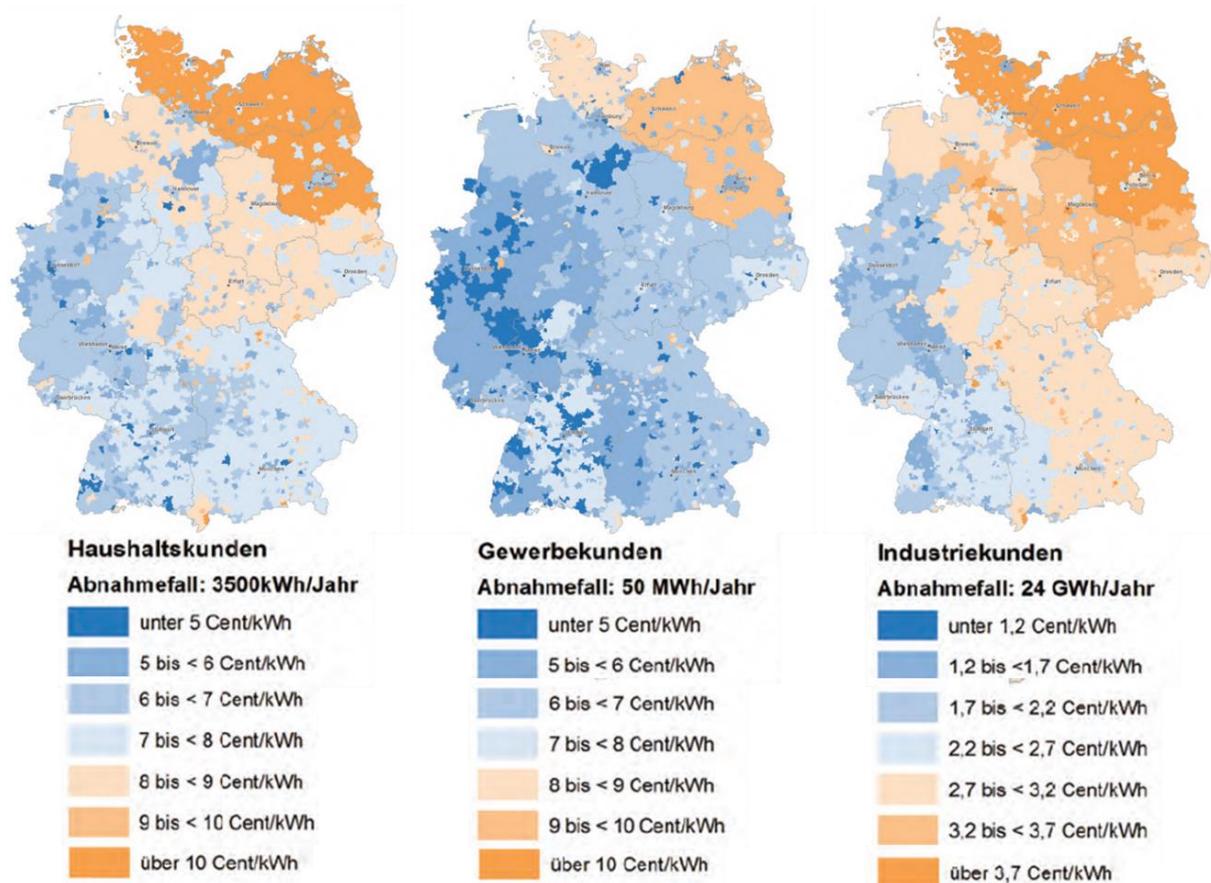


Abbildung 8-1: Unterschiede der Netzentgeltniveaus in Deutschland und den Sektoren Haushalt, Gewerbe und Industrie für das Jahr 2017
[BNETZA & BUNDESKARTELLAMT 2017]

Die zugrunde liegenden Mechanismen und Determinanten sind für alle Regionen Deutschlands gleich, weswegen die maßgeblichen Ergebnisse der vorliegenden Dissertation als allgemein gültig angesehen werden können.

8.2 Diskussion der Ergebnisse

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit werden im weiteren Verlauf analog zur Reihenfolge ihrer Abhandlung in den Kapiteln 4 bis 6 anhand der bestehenden wissenschaftlichen Erkenntnisse und der politischen Rahmenbedingungen kritisch gewürdigt.

Lastmanagement auf Verteilnetzebene: statistische Modellierung der Einsparpotenziale

Die Hauptergebnisse aus der statistischen Modellierung der Einsparpotenziale durch Lastmanagement in Bezug auf die Netzkosten sind einerseits, dass die Einsparpotenziale sehr unterschiedlich auf die Sektoren und Nutzergruppen aufgeteilt sind. Vor allem für leistungsgemessene Endverbraucher besteht in den Netzebenen 5 bis 7 ein erhebliches monetäres Einsparpotenzial. Obwohl die Haushaltskunden, wie in Abbildung 8-1 zu sehen, wesentlich höhere Netzentgelte pro Einheit zu zahlen haben, sind deren Einsparpotenziale durch Lastverschiebung deutlich geringer. Nicht lastgemessene Kunden können bei der aktuellen Rechtslage kaum von Lastmanagementmaßnahmen profitieren, da ihre Abrechnung ausschließlich auf Basis der bezogenen Jahresstrommenge erfolgt – dessen ungeachtet, wann der Strombezug in welcher Höhe stattfindet.

Mit dem Smart-Meter-Rollout, der in Deutschland wie in Abbildung 3-4 und Abbildung 3-5 geplant ist, soll diesem Problem Abhilfe geschaffen werden. Laut Aussage von ERNST & YOUNG (2013) ist jedoch durch den flächendeckenden Einbau von Smart Metern, wie von der EU gefordert (Rolloutquote von 80 % bis 2020), mit einem negativen Kapitalwert zu rechnen. Das heißt, dass die Kosten der notwendigen Investitionen den Nutzen übersteigen. Vor allem bei Endverbrauchern mit geringem Leistungsbezug können die Kosten durch Stromeinsparungen und Lastverlagerungen im aktuellen Strommarktdesign nicht kompensiert werden (ERNST & YOUNG 2013). Ein liberalisierter Strommarkt und die verpflichtende Einführung intelligenter Messtechnik führen aufgrund dessen zu einem Zielkonflikt. Einerseits soll die Kostendeckung für die Anbieter der Messtechnik gewährleistet werden. Andererseits muss die Zumutbarkeit der Kostenübernahme durch die Endverbraucher gegeben sein. Zusätzlich wird seit dem Jahr 2005 die Liberalisierung des deutschen Strommarktes forciert, weswegen der freie Wettbewerb nicht durch weitere Marktverzerrungen gestört werden sollte. Die genannten sozialen Ziele für Anbieter und Endverbraucher lassen sich allerdings nur schwer mit der Marktliberalisierung kombinieren. (DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH 2014)

Um die sog. „low hanging fruits“ beim Einsatz von Lastmanagement auf Verteilnetzebene abzugreifen, erscheint es aufgrund der hohen absoluten Einsparpotenziale sinnvoll, sich zunächst auf die Betriebe des GHD-Sektors zu konzentrieren. Während Industriebetriebe zumeist mit einem Energiemanagementsystem ausgestattet sind und aufgrund des hohen Anteils, den ihre Energiekosten an den Gesamtausgaben ausmachen, aus eigenem Interesse Optimierungsmaßnahmen wie Lastmanagement vorsehen, ist das innerhalb des GHD-Sektors nicht unbedingt der Fall. Gerade in kleineren Unternehmen ist oftmals weder Zeit, noch das Wissen über Energiemanagementmaßnahmen oder das Fachpersonal, das sich mit

dem Energiemanagement auskennt, vorhanden. Aufgrund dessen ist es in diesem Bereich durch Aufklärung und vor allem das Angebot an wirtschaftlichen Lastmanagementmaßnahmen zunächst einfacher, größere Einsparpotenziale zu heben.

Abgesehen davon, dass private Haushalte aktuell aufgrund fehlender Leistungsmessung und fehlender zeitlicher Differenzierung des Stromverbrauchs nicht an Einsparpotenzialen durch Lastmanagementmaßnahmen partizipieren können, ist der Anreiz, die Energiekosten zu senken, für diese Zielgruppe relativ gering. Laut Statistischem Bundesamt betrug der Anteil der Energiekosten durchschnittlich 5,8 % der Haushaltsausgaben im Jahr 2016 in Deutschland (STATISTISCHES BUNDESAMT 2018). Darin enthalten sind die Aufwendungen für Strom- und Wärmeversorgung. Mobilitätskosten fließen in der Betrachtung des Statistischen Bundesamtes nicht in die Energiekosten ein und liegen mit 13,5 % der Haushaltsausgaben deutlich über den Kosten der Haushalte für Strom und Wärme (STATISTISCHES BUNDESAMT 2018). Damit zeichnet sich ab, dass das Einsparen von Energiekosten für den deutschen Durchschnittshaushalt kein existenzielles Thema ist. In den sozial schwächeren Haushalten mit unterdurchschnittlichem Haushaltseinkommen ist der Anreiz wohl größer.

Die Akzeptanz der Endkunden beeinflusst als ein weiterer entscheidender Faktor den Ausbau der Smart-Meter-Technologie als Voraussetzung für Lastmanagementmaßnahmen. Das Technology Acceptance Model (TAM) ist eine Methode, um die Befürwortung der Bevölkerung in Bezug auf neue Technologien zu messen. Laut TAM determinieren insbesondere zwei Faktoren die Akzeptanz der Endverbraucher gegenüber einer neuen Technologie. Zum einen muss der Nutzer wahrnehmen, dass die neue Technologie vorteilhaft für ihn ist, im Sinne einer Verbesserung im Vergleich zur vorhergehenden Technologie (Perceived Usefulness). Zum anderen fördert die Wahrnehmung, dass die neue Technologie einfach zu bedienen ist, ebenfalls die Akzeptanz durch den Nutzer (Perceived Ease of Use). (DAVIS 1989, PARK et al. 2017) Die Erkenntnisse stammen ursprünglich aus dem Bereich der Informationstechnologie, dem auch die Smart Meter zugerechnet werden können. SOVACOOOL et al. (2017) diagnostizieren in ihrer Studie über den Smart-Meter-Rollout in Großbritannien unter anderem, dass ältere Personen, Menschen mit länger anhaltenden Krankheiten, geringen Haushaltseinkommen und weniger gut qualifizierte Personen Schwierigkeiten bei der effektiven Nutzung von Smart Metern haben. Damit ist der Perceived Ease of Use bei einigen Nutzergruppen im Haushaltsbereich nicht gegeben, wodurch die Akzeptanz abgeschwächt werden kann.

Der Nutzen des Smart-Meter-Rollouts resultiert aus einem Zusammenspiel verschiedener Faktoren. Durch den Einsatz intelligenter Messtechnik wird die Grundlage dafür geschaffen, dass Energieerzeugung-, -verbrauch, -verteilung und -speicherung direkt miteinander kommunizieren können. So können durch intelligentes Einspeise- und Lastmanagement Einsparpotenziale durch Effizienzeffekte und bedarfsgerechte Auslegung der Anlagen gehoben werden. Für die Nutzer bedeuten Einsparungen im Netzausbau und im Erzeugungskapazitätsaufbau in der Konsequenz Senkungen bei den Energiekosten. Außerdem können weitere Einsparungen im Bereich des Messstellenbetriebs erreicht werden, da die Übertragung der Messdaten digital erfolgt und eine Zählerablesung vor Ort beispielsweise nicht mehr notwendig ist. Bei der flächendeckenden Einführung der Smart-Meter-Technologie ist es also essentiell, für die einfache Bedienbarkeit der Geräte zu sorgen und den Nutzen der Technologie klar an den Endkunden zu kommunizieren.

Aus den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit geht hervor, dass der monetäre Nutzen von Lastmanagement und damit der zugrunde liegenden Smart-Meter-Technologie im Haushaltsbereich deutlich geringer ist als im GHD-Sektor und in der Industrie. Die sorgfältige Abwägung zwischen Kosten und Nutzen im Haushaltskundenbereich ist entsprechend ERNST & YOUNG (2013) unter Einbeziehung der aktuellen Forschungsergebnisse, technologischen Entwicklungen und den Erfahrungen des Smart-Meter-Rollouts in anderen Ländern notwendig, damit die Digitalisierung der Energieversorgung und damit auch Lastmanagementmaßnahmen gelingen können. Damit technische Möglichkeiten zum Lastmanagement in den verschiedenen Sektoren genutzt werden können, bedarf es außerdem neuer Netzentgelt-Tarifmodelle, da das schlichte Vorhandensein von Einsparpotenzialen, wie in Kapitel 4 beschrieben, nicht zugleich ein Anreiz ist, dieses zu heben.

Die Einführung von Smart-Energy-Technologien, virtuellen Kraftwerken und der damit einhergehenden Digitalisierung der Energieversorgung zieht die Diskussion über die Datensicherheit nach sich. Werden sensible Daten über den Energiebedarf einzelner Gebäude, aber auch ganzer Versorgungsgebiete und Länder digital erfasst und an die Messstellen- bzw. Netzbetreiber übertragen, hat die Sicherheit dieser Daten eine hohe Priorität. Dabei spielen Bedenken hinsichtlich der Privatsphäre, aber auch der nationalen Sicherheit eine Rolle. Abgesehen von der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit muss vor dem Einsatz von Lastmanagement auf Verteilnetzebene die Datensicherheit im Smart Grid gewährleistet sein. Dazu stellt das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) konkrete Anforderungen an die eingesetzten Technologien in Form von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien (EISENKRÄMER 2017).

Als weitere Erkenntnis aus Kapitel 4 konnte gewonnen werden, dass das Einsparpotenzial durch Lastmanagement zwar zum einen abhängig von der vom Kunden bezogenen Jahreshöchstlast und der erzielten Leistungsreduktion ist, zum anderen aber stark von der Reduktion der gesamten Netzerlöse des Netzbetreibers, die durch die Gesamtheit der Kunden herbeigeführt wird, abhängt. Im anreizregulierten Strommarkt Deutschlands stehen einzelne Maßnahmen wie Lastmanagement nicht ausschließlich für sich selbst, sondern können Auswirkungen auf andere Marktteilnehmer haben. Senken einzelne oder mehrere Netzkunden in einem Versorgungsgebiet ihre Jahreshöchstlast, ist der Netzbetreiber laut Anreizregulierungsverordnung berechtigt, die Netzkosten zu erhöhen (siehe Kapitel 4.4). Damit steigen die Netzkosten für alle Netznutzer an. Im Nachteil sind diejenigen Netznutzer, die ihren Netzbezug nicht reduzieren können.

Eine Möglichkeit zur Reduktion des Stromnetzbezugs ist die Eigenerzeugung durch regenerative Energien wie beispielsweise Photovoltaikanlagen. Die Installation einer derartigen Anlage bleibt allerdings Endkunden vorbehalten, die über geeignete Flächen verfügen. Damit werden Kundengruppen wie Mieterinnen und Mieter grundsätzlich von dieser Reduzierungsmöglichkeit des Netzbezugs ausgeschlossen. Stattdessen haben sie aufgrund der Senkung des Netzbezugs der anderen Kunden die Infrastruktur über Gebühr zu finanzieren, was zu einer sozialen Ungerechtigkeit in der aktuellen Netzentgeltsystematik führt. Neben der Einsparung eines Teils der Netzkosten können sog. Prosumer außerdem Energiekosten einsparen. Nicht nur zwischen den einzelnen Kundengruppen, sondern auch regional bestehen Ungleichheiten in der Höhe der Netzkosten, die auf die Kunden gewälzt werden. Die in Abbildung 8-1 dargestellten regionalen Ausprägungen der Netzkosten innerhalb Deutschlands werden sich bei gleichbleibender Netzentgeltsystematik weiter verschärfen.

Aufgrund der Energiewende ist der Aufbau von regenerativen Erzeugungstechnologien und damit einhergehend der Ausbau der Stromnetze notwendig. Zum einen wird die Erweiterung des europäischen Strommarktes verfolgt, um gemeinsam Synergie- und Effizienzeffekte des Länderverbundes bei der Stromversorgung nutzen zu können. Das zieht die Erweiterung der grenzüberschreitenden Stromleitungen für einen europäischen Energie-Binnenmarkt nach sich. Hinzu kommt der Aufbau der erneuerbaren Energien innerhalb Deutschlands, die in die Übertragungs- und Verteilnetze integriert werden müssen. Zur Nutzung von Offshore-Windenergie bedarf es Stromtransportleitungen vom Norden Deutschlands in den Süden. Außerdem werden die vermehrt in Süddeutschland stehenden Atomkraftwerke nach und nach abgeschaltet, was einen zusätzlichen Strombedarf in diesen Regionen hervorruft, der entweder über (regenerative) Erzeugung vor Ort oder über in die Regionen transportierten Strom aufgefangen werden muss. (BNETZA 2015a) Diese Ausbauanstrengungen ziehen einen starken Investitionsbedarf nach sich, der sich in den Netzentgelten der Endkunden niederschlägt.

Die Bundesnetzagentur rechnete im Jahr 2015 damit, dass die Netzentgelte im Haushaltsbereich in Deutschland um durchschnittlich rund 25 % bis zum Jahr 2022 steigen werden. Im selben Zeitraum erhöhen sich die Netzentgelte für Industriekunden theoretisch um 106 %. Durch singuläre Netzentgelte, Entgeltreduktionen im Sinne des § 19 StromNEV und Netzentgeltbefreiungen haben die Industriekunden die Kostensteigerung nicht in vollem Maße zu tragen. Grund für den deutlich geringeren Anstieg im Bereich der Haushaltskunden ist die Tatsache, dass in der Niederspannungsebene wesentlich mehr Kunden angeschlossen sind, auf die die Netzkosten verteilt werden können. Teile der Netzentgelterhöhungen werden als Umlagen eingepreist, damit alle Regionen diesen „Energiewende-bedingten“ Anteil der Netzkosten zu tragen haben und nicht nur die Regionen, in denen der Netzausbau stattfindet. Beispiele dafür sind die Offshore-Haftungsumlage und die § 19 StromNEV-Umlage. Aufgrund der dennoch ungleichen Verteilung der Netzentgelt-Lasten über die Regionen Deutschlands hinweg werden immer wieder Forderungen nach bundeseinheitlichen Netzentgelten laut. (BNETZA 2015a) Diese Möglichkeit und deren Vorzüge sowie Nachteile werden im folgenden Abschnitt im Kontext der Tarifmodellentwicklung diskutiert.

Der Berechnung der Bundesnetzagentur zum Investitionsbedarf sind Freileitungen als Annahme unterstellt. Laut BNETZA (2015a) würde die Erdverkabelung deutlich höhere Kosten nach sich ziehen. Das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) bestimmt in § 2 bereits einige Abschnitte zu Pilotstrecken für Erdverkabelung. Zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Arbeit ist die politische und fachliche Diskussion über die Art der Stromtrassenverlegung auf Höchstspannungsebene noch nicht vollständig abgeschlossen. Aus aktueller Sicht ist es wahrscheinlich, dass es in einigen weiteren Teilabschnitten zur Erdverkabelung kommen wird, um die entstehenden Konflikte mit der lokalen Bevölkerung möglichst zu entschärfen.

Entwicklung eines Tarifmodells für Netzbetreiber nach dem Verursacherprinzip

Zwei Überlegungen aus Kapitel 4 führen insbesondere zur Entwicklung des Tarifmodells für Stromnetzbetreiber auf Verteilnetzebene. Zum einen bestehen Einsparpotenziale, die durch Lastmanagementmaßnahmen gehoben werden können. Anreize, diese auch tatsächlich zu nutzen, finden sich im aktuellen Netzentgeltsystem allerdings nicht in ausreichendem Maße. Zum anderen werden aus Sicht der Autorin die Aspekte der verursachergerechten Aufteilung der Netzentgelte über die Endverbraucher nicht ausreichend in der aktuellen Netzentgeltsystematik berücksichtigt.

Die Aufteilung der Netzentgelte im MinLoad-Tarifmodell in einen Basis- und einen Strafleistungspreis verstärken den Anreiz der Kunden, die Netzbezugslast gering zu halten. Diejenigen Kunden, die tatsächlich – nicht nur statistisch – zur Jahreshöchstlast beitragen, werden mit dem Strafleistungspreis dazu verpflichtet, die von ihnen verursachten Mehrkosten des Gesamtsystems zu tragen. Der Anreiz, die Netzbezugslast niedrig zu halten, und die verursachergerechte Aufteilung der Kosten sorgen für eine höhere Auslastungsrate der Infrastruktur, was langfristig zu sinkenden Kosten führt.

Die Bundesnetzagentur beschreibt in ihrem Bericht über die Netzentgeltsystematik im Bereich Elektrizität verschiedene innerhalb der Behörde diskutierte Ansätze, um den in der aktuellen Systematik inhärenten Schwierigkeiten zu begegnen und Verbesserungen anzustreben. Beweggründe dafür sind unter anderem die Forderungen nach mehr Verursachergerechtigkeit und verstärkten Anreizen zu netz- bzw. marktdienlichem Verhalten der Netznutzer. (BNETZA 2015a) Ein zur Diskussion stehender Ansatz ist die Einführung von Einspeisenetzentgelten. Dadurch würden nicht die Endverbraucher die Aufwendungen aufgrund des Netzanschlusses und der Einspeisung aus dezentralen Kraftwerken zahlen, sondern zunächst der Betreiber der Einspeiseanlage. Allerdings würden sich dadurch wohl die Kosten der Energieerzeugung, die sich im Energiepreis widerspiegeln, erhöhen, da die Betreiber der Erzeugungsanlagen die Zusatzkosten einpreisen würden. Auch sinken nicht die Netzkosten im Allgemeinen, es findet lediglich eine Umverteilung der Zahllast statt. (BNETZA 2015a) Im Gegensatz dazu verbleiben die Netzkosten im MinLoad-Tarifmodell auf Seiten der Endverbraucher, jedoch findet ebenfalls eine verursachergerechtere Aufteilung Anwendung.

Als ein Vorteil von Einspeiseentgelten wird die mögliche Steuerungswirkung hinsichtlich der regionalen Ansiedlung von Erzeugungsanlagen gesehen. So können Betreiber dazu angereizt werden, in den Gebieten Erzeugerkapazitäten aufzubauen, in denen die Netzentgelte günstig sind, das heißt in denen aktuell wenig dezentrale Einspeisung installiert ist. Problematisch zu sehen sind allerdings die erhöhten Energiekosten, die beim Stromexport zu Nachteilen für die deutschen Erzeugungsanlagenbetreiber führen können. Zu Einspeisenetzentgelten auf Übertragungsnetzebene bestehen bereits EU-Regelungen, die die Höhe entsprechender Netzentgelte begrenzen. Auf Verteilnetzebene ist das allerdings bislang nicht der Fall. (BNETZA 2015a)

Einen weiteren zur Diskussion stehenden Ansatz bieten flexible Netzentgelte, die zeitlich variierend auf die aktuelle Situation im Netz angepasst würden. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist das allerdings kein durchführbarer Lösungsweg, da zum einen die Transparenz für die Endverbraucher hinsichtlich der Netzentgelte verloren gehen würde und zum anderen nicht planbare Auswirkungen auf die Netze entstehen könnten, die weiteren Netzausbau nach sich ziehen würden. (BNETZA 2015a) Diese Ansicht entspricht auch den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit. Eine entscheidende Determinante des MinLoad-Tarifmodells ist die logische Kausalität zwischen Netznutzung und Kostenverursachung. Außerdem haben die meisten Kunden – zumindest im Haushaltsbereich – weder einen großen finanziellen Anreiz noch die Zeit, sich mit ständig ändernden Netzentgelten auseinanderzusetzen. Gleichwohl der Anteil der Netzkosten am gesamten Haushaltsstrompreis nur einen Anteil von rund 25 % ausmacht. Selbst bei Industriekunden mit hohen Netzentgelten ist die Umsetzbarkeit variabler Netzentgelte fraglich.

Wie oben beschrieben steht die Forderung nach bundesweit einheitlichen Netzentgelten sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene im Raum. Die Bundesnetzagentur sieht ebenfalls die Ten-

denz eines weiteren Anstiegs der Ungleichheit zwischen den Regionen. In Form einer horizontalen Kostenwälzung und einheitlichen Netzentgelten hätten die Kunden der über 890 Verteilnetzbetreiber und vier Übertragungsnetzbetreiber jeweils dieselben Kosten pro Einheit der Netzkosten zu tragen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist lediglich die Vereinheitlichung der Netzentgelte auf Übertragungsebene denkbar. Die Regulierungsbehörde sieht einen zunehmend gemeinschaftlichen Aufgabenbereich der vier Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TransnetBW und TenneT als wahrscheinlich für die Zukunft. Aufgrund dessen wäre der Umverteilungsaufwand relativ gering. Allerdings führt eine Vereinheitlichung der Netzentgelte auf Übertragungsebene lediglich zu einem schwachen Ausgleich der Netzentgelte für die Endkunden. Auf Verteilnetzebene hält die Bundesnetzagentur einheitliche Netzentgelte für nicht denkbar. Die große Anzahl an Netzbetreibern und Kunden würde zu einer Komplexität und Bürokratie führen, die im Sinne der Zielstellung als nicht gerechtfertigt angesehen wird. Grundsätzlich ist die horizontale Kostenwälzung laut BNetzA nicht zu empfehlen, da die Kostenverantwortung der einzelnen Netzbetreiber abgeschwächt werden würde und es aufgrund dessen zu Ineffizienzen bei der Bewirtschaftung der Netze kommen kann. (BNetzA 2015a)

Die vorliegende Studie schafft keine Erkenntnisse zu bundesweit einheitlichen Netzentgelten. Es kann aber die Aussage getroffen werden, dass die Beibehaltung der bundesweit einheitlichen Systematik zur Berechnung der Netzkosten aus Gründen der Transparenz und der Schaffung von Anreizen für netzdienliches Verhalten der Verbraucher sinnvoll ist.

Welche Aktualität das Thema der vorliegenden Arbeit hat, zeigen die Entwicklungen hinsichtlich der gesetzlichen Regelungen zu den vermiedenen Netznutzungsentgelten und Netzentgelten für Speichereinrichtungen. Zu Anfang der Bearbeitungszeit im Februar 2015 waren die Hürden für mehr Flexibilität im deutschen Strommarkt deutlich größer als heute. Auch wenn noch nicht alle Hemmnisse abgebaut werden konnten, beeinflussen beispielsweise die Gesetzesänderungen zu Netzentgelten für Speichereinrichtungen den Einsatz dieser Technologien positiv. In der Vorgängerversion des Energiewirtschaftsgesetzes wurden bei Stromspeichereinrichtungen Netzentgelte sowohl für die eingespeicherte als auch für die ausgespeicherte Strommenge fällig. Lediglich Ausnahmefreiungen nach § 118 Abs. 6 EnWG waren möglich. Mit der zuletzt am 20.07.2017 geänderten Version des EnWG werden Übergangsregelungen geschaffen, was langfristig die Abschaffung der doppelten Entgelterhebung bedeutet.

Im Bereich der dezentralen Stromerzeugung standen laut Vorgängerversion der Stromnetzentgeltverordnung laut § 18 den Betreibern entsprechender Anlagen unter bestimmten Bedingungen Vergütungen für die Vermeidung der Netzentgelte in den vorgelagerten Netzebenen zu. Damit wurden die Netzkosten lediglich umverteilt, die Zahllast blieb jedoch gleich und war weiterhin von der Allgemeinheit der Endverbraucher zu tragen. Mit Änderung der StromNEV zum 17.07.2017 wurden die vermiedenen Netznutzungsentgelte für dezentrale Einspeiseanlagen zum 01.01.2018 gesenkt und werden mittelfristig abgeschafft. Weitere Ansätze zur Verbesserung der Netzentgeltsystematik sind die Veränderungen in den Strukturen der Regelleistung, des singulären Netzentgelts und der individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV. Deren Diskussion würde aber im Rahmen der vorliegenden Arbeit zu weit führen.

Die genannten gesetzlichen Änderungen erfüllen einen Teil der unter anderem in der vorliegenden Arbeit geforderten Flexibilität und bauen Hürden ab, die einem Lastmanagement auf Verteilnetzebene bis dahin im Weg standen. Dennoch ist weder die verursachergerechte Aufteilung der Netzkosten noch die Anreizschaffung für Lastmanagementmaßnahmen vollumfassend in der aktuell gültigen Netzentgelt-

systematik berücksichtigt. Aufgrund dessen ist es notwendig, weiterhin über Optimierungen des Systems nachzudenken. Unter den Gesichtspunkten der Transparenz und der Umsetzbarkeit hat das MinLoad-Tarifmodell deutliche Vorteile im Vergleich zu den anderen von der Bundesnetzagentur bisher vorgeschlagenen Systematiken. Deshalb ist es aus Sicht der Autorin wert, die Ergebnisse aus der Entwicklung des MinLoad-Tarifmodells in weitere Überlegungen zur Veränderung der Netzentgeltsystematik einzubeziehen.

Nicht nur auf nationaler Ebene in Deutschland steht die aktuelle Netzentgeltsystematik auf dem Prüfstand. Der europaweite Zusammenschluss führender Verteilnetzbetreiber „European Distribution System Operators for Smart Grids“ (EDSO) stellt in seinem Positionspapier aus dem Jahr 2015 fest, dass die zunehmende Variabilität von Stromverbrauch und -erzeugung den Umbau der Netzentgeltkonzeption nötig macht, damit diese den veränderten Rahmenbedingungen auf geeignete Weise begegnen kann. Als Anforderungen an eine überarbeitete Netzentgeltsystematik sieht die EDSO zum einen stabile und vorhersagbare Erlöse für die Verteilnetzbetreiber, um die sichere Stromversorgung zu jeder Zeit sicherzustellen. Zum anderen darf die veränderte Netzentgeltsystematik die Entwicklung der dezentralen Energieerzeugung und das Erreichen der europäischen energiepolitischen Ziele nicht behindern. Als dritte Anforderung an eine Konzeptionsüberarbeitung spricht die EDSO über eine grundsätzliche Ermöglichung von netzdienlichen Flexibilitätsoptionen zur Reduzierung von Netzkosten im Gesamtsystem. (EDSO 2015)

Das Ziel, mehr Anreize für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement zu schaffen, verfolgt das MinLoad-Tarifmodell ebenso wie der Dachverband EDSO. Durch das Ansetzen der beiden Leistungspreiskomponenten wird die sichere Abdeckung der Netzkosten gewährleistet. Während der Basis-Leistungspreis die Grundinfrastrukturkosten deckt, sorgt der Straf-Leistungspreis einerseits dafür, dass die Kosten der jeweiligen Lastspitze ausreichend refinanziert werden. Andererseits dient der drohende Straf-Leistungspreis der Motivation, Lastspitzen zu vermeiden und stattdessen auf Flexibilitätsoptionen zuzugreifen. Die Forderung nach systemimmanenten Anreizen für den Ausbau der dezentralen Energieerzeugung erfüllt die aktuell gültige Netzentgeltsystematik in Form der Netzentgeltbefreiung für dezentral erzeugten Strom, der den Eigenbedarf des Betreibers abdeckt.

Allerdings bleibt im aktuellen Netzentgeltsystem das Problem der Verursacherungerechtigkeit. Die Eigendeckungsquote durch bspw. PV-Dachanlagen kann in einem gewöhnlichen Haushalt nicht 100 % betragen, sondern liegt deutlich darunter (KUBLI 2016). In den Zeiten, in denen die PV-Anlage keinen Strom produziert, muss der Eigentümer Strom aus dem Netz beziehen, wenn er nicht auf Elektrizität verzichten möchte. Diese Zeiten treffen aber zumeist genau mit den Zeiten zusammen, in denen auch die anderen Betreiber dezentraler PV-Anlagen keinen Strom produzieren können und ebenfalls auf den Bezug aus dem Netz angewiesen sind, wodurch Netzspitzen entstehen können. Das heißt, sog. Prosumer tragen in den ungünstigsten Zeiten zum Anstieg der Netzbelastung bei, haben aber nur einen geringen Anteil der Netzkosten zur Refinanzierung zu tragen. Die gleichbleibenden oder sogar gestiegenen Netzkosten müssen auf weniger Einheiten aufgeteilt werden, wodurch die Netzentgelte für den einzelnen und damit vor allem für die klassischen Verbraucher ohne Eigenerzeugung ansteigen.

ULLI-BEER et al. (2016) sehen hier einen Zielkonflikt zwischen der Anreizsetzung für weiteren Ausbau der privaten PV-Anlagen durch die aktuelle Netzentgeltsystematik und dem Ziel der Verursachergerechtigkeit. In der Schweiz wird wie in Deutschland über die Veränderung der Netzentgeltsystematik verhandelt. Fällt die Netzentgeltbefreiung für eigenerzeugten Strom weg, so entfallen auch Anreize zum

Aufbau weiterer dezentraler Anlagen zur Eigenstromerzeugung. In der Schweiz wird deshalb über die Abrechnung nach Bezugsprofilen diskutiert, die die Schaffung der Prosumer als eigene Nutzergruppe mit entsprechendem Netzentgelt voraussetzt. (ULLI-BEER et al. 2016) Das unterstreicht die Forderung der vorliegenden Arbeit nach der Stärkung der Leistungspreiskomponente an den Netzentgelten zur Verbrauchersteuerung, für die auch FRIEDRICHSEN et al. (2016) in ihrem Bericht „Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung“ im Auftrag des Umweltbundesamtes plädieren.

Das MinLoad-Tarifmodell schafft durch den Wegfall der Arbeitspreiskomponente keinen expliziten Anreiz zum Aufbau dezentraler Erzeugungsanlagen. Stattdessen werden die Netznutzer, die zu ungünstigen Zeiten die Netzbelastung erhöhen, durch den Straf-Leistungspreis zur Übernahme der durch sie verursachten Kosten verpflichtet. Dadurch bietet das MinLoad-Tarifmodell aber Anreize für den Einsatz von Stromspeicheranlagen, um den Netzbezug zu Spitzenlastzeiten vermeiden zu können. Das heißt, es wird netzseitig der Ausbau von erneuerbaren Energieanlagen zusammen mit einer Speichertechnologie im Modell implizit gefördert. Für die Effizienz der Energiewende kann das einen positiven Einfluss bedeuten, nicht unbedingt aber für die Geschwindigkeit der Transformation – vor allem aufgrund der aktuell hohen Kosten für Stromspeichertechnologien. Die Ergebnisse aus KUBLI (2016) unterstützen die These, dass leistungspreisbasierte Netzentgelte den Einsatz von regenerativen Erzeugungsanlagen im Haushaltssektor zusammen mit Stromspeichertechnologien begünstigen. Das MinLoad-Tarifmodell wurde zu Forschungszwecken als extreme Ausprägung einer Netzentgeltsystematik angelegt. Eine Kombination aus starken Leistungspreiskomponenten und einer schwachen Arbeitspreiskomponente kann ein Lösungsansatz sein, um ein optimales Ergebnis zu finden.

Die Anwendung einer Kombination verschiedener Netzentgeltkomponenten ist Teil der Diskussion in der internationalen Fachliteratur. Viele Arbeiten fokussieren dabei allerdings ausschließlich auf Haushaltskunden (bspw. ABDELMOTTELEB et al. 2018, KLAASSEN et al. 2016, KUBLI 2016). Wie in Deutschland sind in diesem Sektor arbeitspreisbasierte Netzentgelte (€/kWh) vorherrschend. Es besteht unter den genannten Autorinnen und Autoren Einigkeit darüber, dass eine Anpassung der Netzentgeltsystematik aufgrund der sich ändernden Rahmenbedingungen durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien erfolgen muss.

Grundsätzlich werden drei verschiedene Kostenkomponenten wie auch im Tarifmodell des Praxispartners der vorliegenden Arbeit unterschieden: Arbeitspreis (Energy Charges), Leistungspreis (Capacity Charges) und Grundpreis (Fixed Charges) (ABDELMOTTELEB et al. 2018). Bei der ausschließlichen Anwendung von Arbeitspreisen als Netzentgeltsystem werden die Netzkosten über die bezogene Strommenge verteilt (€/kWh). Zur Ermittlung der reinen Leistungspreiskomponente stellt die Jahreshöchstlast die entscheidende Determinante dar, durch die die Netzkosten geteilt werden (€/kW). Im Gegensatz dazu werden bei der ausschließlichen Anwendung eines Grundpreises die Netzkosten auf die Anzahl der Netznutzer verteilt (€/Kunde).

ABDELMOTTELEB et al. (2018) schlagen in ihrer Studie „Designing efficient distribution network charges in the context of active customers“ ein Kombinationsmodell aus verschiedenen Netzentgeltkomponenten vor. Dieses wird auf Basis der Annahme entwickelt, dass die Höchstlast des Netzes die entscheidende Determinante sein muss, nicht die Höchstlast der einzelnen Nutzer. Das entspricht auch den Aussagen der vorliegenden Arbeit und wird im MinLoad-Tarifmodell umgesetzt, indem bei der Festsetzung der Jahresrechnung geprüft wird, ob der jeweilige Kunde im Moment der Jahreshöchstlast des Netzes

mehr als die ihm zugewiesene MinLoad bezieht. Ist das der Fall, trägt der Kunde aktiv zur Netzspitze bei und hat somit für die entstehenden Mehrkosten aufzukommen. Die Kunden, die nicht zur Netzspitze beitragen, zahlen den Basis-Leistungspreis. Die Wälzung der gesamten Netzkosten bezogen auf die Jahreshöchstlast und die Refinanzierung alleinig über die Kunden, die die Netzspitze verursachen, entspricht aus Sicht der Autorin nicht der Verursachergerechtigkeit. Alle Kunden, die einen Netzanschluss besitzen, verursachen Kosten, da für sie die Infrastruktur bereitgestellt wird – egal wie stark sie diese letztendlich nutzen. Der Basis-Leistungspreis spiegelt diesen Sachverhalt wider und beteiligt alle Kunden an der Deckung der Netzkosten.

ABDELMOTTELEB et al. (2018) kombinieren im Vergleich zum MinLoad-Tarifmodell nicht zwei Leistungspreiskomponenten, sondern einen Grundpreisanteil und sog. Peak Coincidence Network Charges (PCNC) als Leistungspreiskomponente. Analog zum MinLoad-Tarifmodell wird ex ante eine Lastgrenze für das Verteilnetz festgelegt. Übersteigt die Netzlast den vorgegebenen Grenzwert, fällt für die Kunden, die zur Lastspitze beitragen, der PCNC-Leistungspreis entsprechend der Höhe ihres Beitrags an. Dabei gilt als lineare Funktion: Je weiter der Bezug über der Lastgrenze liegt, desto höher ist der PCNC-Preis. (ABDELMOTTELEB et al. 2018) Abbildung 8-2 stellt den Zusammenhang zwischen Lastgrenze und angesetzten Netzentgelten dar.

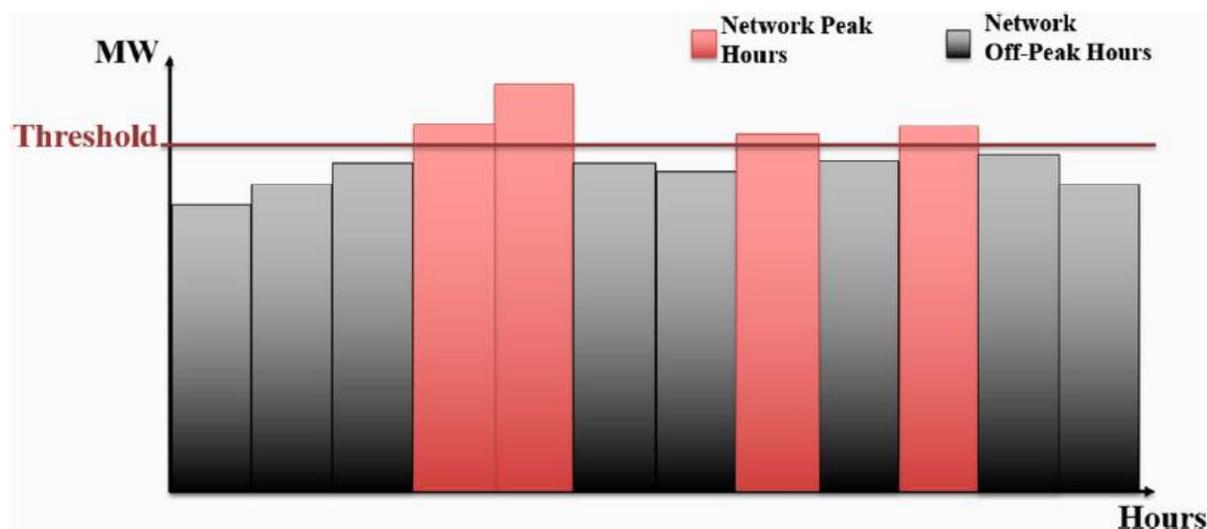


Abbildung 8-2: Netzentgeltsystematik nach ABDELMOTTELEB et al. (2018)
[ABDELMOTTELEB et al. 2018]

Wie im MinLoad-Tarifmodell werden erst bei der Abrechnung am Ende des Jahres ex post die Jahreshöchstlasten des Netzes ermittelt. Statt der Minimallast, die der Vollausslastung der Netzinfrastruktur entspricht, werden bei der Festlegung der Lastgrenze bei ABDELMOTTELEB et al. (2018) andere Maßstäbe angesetzt. Als Möglichkeiten der Festlegung schlagen die Autoren beispielsweise vor, dass die zusätzlichen Erlöse aus der PCNC-Komponente nötig werdende Zusatzinvestitionen in das Netz oder einen Sicherheitsaufschlag abdecken sollen. Dagegen umfassen die MinLoad und damit der Basis-Leistungspreis im entsprechenden Tarifmodell die Grundinfrastrukturkosten, die in jedem Fall anfallen.

Im PCNC-Tarifmodell wird nach der Abrechnung der Bezüge, die über der Lastgrenze lagen, die verbleibende Differenz zu den Gesamtnetzkosten ermittelt. Diese wird als Grundpreis nach dem Ramsey-Prinzip auf alle Netzkunden aufgeteilt, wobei die Frage nach den optimalen Kriterien für die Aufteilung bleibt. Treten während des abzurechnenden Jahres keine Netzspitzen über der Lastgrenze auf, erzielt

der Netzbetreiber keine Erlöse aus der PCNC-Komponente des Netzentgelts. Die gesamten Netzkosten werden stattdessen als Grundpreis an die Netzkunden weitergegeben. (ABDELMOTTELEB et al. 2018) Das Hauptziel der effizienten Anreizsetzung zur Vermeidung von Netzspitzen und deren Übermittlung an die Netzkunden kann durch das PCNC-Tarifmodell wie auch im MinLoad-Tarifmodell erreicht werden. Ebenso ist eine „future-looking“ Komponente im PCNC-Modell verankert, da die zukünftig entstehenden Kosten durch die entsprechende Leistungspreiskomponente abgedeckt werden. (ABDELMOTTELEB et al. 2018) Das ist im MinLoad-Tarifmodell nicht der Fall. Stattdessen muss der Netzbetreiber für Erweiterungsmaßnahmen wie im aktuellen Tarifmodell zunächst in finanzielle Vorleistung gehen, die ihm in den darauffolgenden Jahren inklusive entsprechender Verzinsung ausgeglichen wird. Dafür ist die Implementierung des MinLoad-Tarifmodells deutlich einfacher, weil die Berechnung der zukünftigen Kosten hohen Unsicherheiten unterworfen ist, was die Kalkulation komplex macht. Außerdem erhöhen daraus möglicherweise resultierende Fehlprognosen die Schwierigkeit der Überwachung durch die Regulierungsbehörden.

Insgesamt sind deutliche Parallelen zwischen dem MinLoad- und dem PCNC-Tarifmodell zu erkennen. Während die PCNC-Methodik aufgrund der Kalkulation der unterschiedlichen PCNC-Preise und der Lastgrenze einer höheren Komplexität unterworfen ist, stellt das MinLoad-Tarifmodell durch die ex ante Festlegung der MinLoad und der beiden Leistungspreiskomponenten die einfacher umzusetzende Methode dar. Beide Modelle nutzen die Unsicherheit bzgl. des Auftretens der Lastspitzen im Netz, um die Nutzer zu jeder Zeit zur Lastreduktion anzureizen. Dabei macht es in beiden Fällen Sinn, den Netznutzern Anhaltspunkte zu kommunizieren, in welchen Phasen des Tages bzw. Jahres tendenziell mit Netzspitzen zu rechnen ist.

DOMÍNGUEZ et al. (2016) testen in ihrer Studie „The economic impact of demand response on distribution network planning“ ebenfalls Netztarifmodelle im Zusammenhang mit Lastmanagementmaßnahmen. Als Ergebnis halten auch sie fest, dass die Anwendung von leistungspreisbasierten Tarifmodellen, die die Lastspitzen-Verursacher durch höhere Entgelte bestrafen, die effektivste Methode ist, um die Reduktion von Netzspitzen durch verbraucherseitige Maßnahmen zu forcieren. Dadurch lassen sich Investitionen in den Netzausbau verhindern und monetäre Einsparungen auf Verbraucherseite erzielen. (DOMÍNGUEZ et al. 2016) Diese Aussagen stützen sowohl die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit als auch von ABDELMOTTELEB et al. (2018).

Die Entwicklung einer adäquaten Netzentgeltsystematik, die den beschriebenen Anforderungen genügt, gestaltet sich insbesondere deshalb als diffizil, weil sich das Energiesystem in Deutschland und Europa in einem Wandel befindet, in dem neue Technologien auf neue Verbrauchskonzepte und Geschäftsmodelle treffen, deren Zusammenspiel noch wenig erprobt ist. (ULLI-BEER et al. 2016) Beispiele für diese Entwicklungen sind der Einsatz von Wärmepumpen, Speichern auf dezentraler und zentraler Ebene und von Elektrofahrzeugen.

In der vorliegenden Arbeit steht die wirtschaftliche Bewertung von Lastmanagement im Fokus der Untersuchungen. Damit rücken insbesondere die monetären Einsparpotenziale für Kunden und Netzbetreiber ins Blickfeld. Möglicherweise machen aber auch alternative, nicht-monetäre Anreize den Einsatz von Lastmanagementmaßnahmen für Endverbraucher attraktiv. SCHÄFFER et al. (2017) nennen als Beispiele für entsprechende Flexibilitätsanreize die Schaffung einer Wettbewerbssituation innerhalb der Verbraucher und den Einsatz von normativem Feedback. Die Herstellung einer Wettbewerbsatmosphäre soll den Spieltrieb der Nutzer wecken und belohnt flexibles Bezugsverhalten mit virtuellen Trophäen,

ähnlich wie etwa bei dem Onlinespiel Farmville. Im Fall des normativen Feedbacks wird ein Vergleich zwischen den Verhaltensweisen der benachbarten Netznutzer hergestellt, um das moralische Gewissen der Verbraucher als Motivator für lastflexibles und damit sozial akzeptiertes Verhalten zu stärken. Die Ergebnisse geben allerdings keine Evidenz, dass Tarife mit normativem Feedback oder spielerischem Anteil effektiver wären als monetäre Anreize. (SCHÄFFER et al. 2017) Das MinLoad-Tarifmodell setzt auf klassische monetäre Anreize und ist aus Sicht der Autorin geeignet, um Lastmanagement für Endverbraucher attraktiver zu machen, als es bisweilen im aktuell gültigen Netztarifmodell des typischen deutschen Verteilnetzbetreibers ist.

Entwicklung eines Stromgestehungskostenmodells zur Spitzenlastproduktion auf Verteilnetzebene

Im dritten Teil der vorliegenden Studie rücken die Energiekosten anstelle der Netzkosten und deren Einfluss auf Lastmanagement auf Verteilnetzebene in den Fokus der Betrachtung. Unter der Prämisse, dass es keine inhärenten Marktverzerrungen gibt, wird ein Gestehungskostenmodell entwickelt, das untersucht, unter welchen Rahmenbedingungen die wirtschaftliche Integration der erneuerbaren Energien zur Spitzenlastproduktion gelingt. Als Ergebnis der Analyse geht hervor, dass bereits heute der Ausbau von PV-Freiflächenanlagen und deren Einsatz zur Abdeckung der über den MinLoad verbleibenden Spitzenlast im Modellgebiet wirtschaftlicher ist als der Einsatz eines fossilen Spitzenlastkraftwerks.

Als Marktverzerrungen im Sinne der zugrunde liegenden Arbeit werden nicht nur Subventionen für die Atom- und Kohlekraft aus der Vergangenheit sowie die fehlende Internalisierung der externen Kosten durch den Einsatz von CO₂-emittierenden fossilen Kraftwerken verstanden. Auch die staatliche Förderung von erneuerbaren Energien in Form von fixen Einspeisevergütungen zählt zu den Marktverzerrungen, die die effektive Wirkung von Preissignalen am Strommarkt verhindern.

Im Gestehungskostenmodell werden die Kostenentwicklungen für PV- und Windanlagen anhand von Lernkurven und erwartetem technologischem Fortschritt als sinkend für den Betrachtungszeitraum bis 2040 prognostiziert. ANTONELLI & DESIDERI (2014) erörtern für Italien die Fragestellung, ob die garantierten Einspeisetarife die Kostendegradation bei PV-Anlagen verursacht haben oder ob die Einspeisetarife von den sinkenden Herstellungskosten getrieben werden. Ihrer Ansicht nach gilt der kausale Zusammenhang, dass die Kosten für PV-Anlagen wegen der Einspeisevergütungen derart gesunken sind, weil dadurch wesentlich mehr Photovoltaikanlagen in Italien installiert wurden. (ANTONELLI & DESIDERI 2014) Das wirft die Frage auf, ob die Abschaffung von Einspeisetarifen aufgrund der Abschaffung von Marktverzerrungen zu einer entsprechend langsameren Reduktion der Herstellungskosten führen würde.

ANTONELLI & DESIDERI (2014) gehen davon aus, dass die Abschaffung von Einspeisevergütungen die technischen Fortschritte und die damit verbundenen Kostensenkungen in der Herstellung verzögert. Dagegen ist es aus Sicht der Autorin der vorliegenden Arbeit entscheidend, ob die Subventionierung der erneuerbaren Energien lediglich in Deutschland oder weltweit abgeschafft wird. Da die Kostenentwicklung global und nicht ländergetrieben ist, werden die Herstellungskosten weiter sinken, wenn nur in Deutschland die Einspeisetarife vollkommen abgeschafft würden. Des Weiteren hängen die Wirtschaftlichkeit und damit der voranschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien auch von den Opportunitätskosten und nicht nur von der Anzahl der installierten Anlagen und dem daraus resultierenden tech-

nischen Fortschritt ab. Mit dem Ausstieg aus der Atomkraft und dem absehbaren Ende der Kohlestromproduktion stehen als fossile Alternative insbesondere Erdgaskraftwerke zur Verfügung. Entsprechen die Gestehungskosten der verschiedenen Technologien denen des Modells der vorliegenden Arbeit, so ist der Einsatz der erneuerbaren Energien zur Spitzenlastproduktion wirtschaftlicher als der Einsatz des fossilen Kraftwerks. Die Sensitivitätsanalyse ergibt, dass auch bei um 25 % weniger stark sinkenden Anfangsinvestitionen der regenerativen Energien der Einsatz dieser Technologien dennoch bis zu einem bestimmten Grad wirtschaftlicher ist und deshalb PV-Erzeugungskapazität aufgebaut wird. Der Anstieg der aufgebauten Stromerzeugungsanlagen führt wiederum zu einem steigenden Lernkurveneffekt und technologischen Fortschritt, was die Kostenreduktionspotenziale positiv beeinflusst. Allerdings trifft dies im Modellgebiet nur für PV-Freiflächenanlagen, nicht aber für Windenergieanlagen zu. In Gebieten mit mehr Windaufkommen und dadurch geringeren Gestehungskosten aufgrund des höheren spezifischen Energieertrags pro installiertem Kilowatt an Leistung werden auch Windenergieanlagen aufgebaut, was zum selben kostensenkenden Effekt führt.

Mit der Einführung der Ausschreibungen der regenerativen Erzeugungskapazitäten im EEG 2017 beschreitet der Gesetzgeber den Weg in Richtung Abbau von Subventionen und Marktverzerrungen im Bereich der erneuerbaren Energien. Nach § 22 EEG besteht für Windenergieanlagen und Solarenergieanlagen ab 750 kW installierter Leistung ein Ausschreibungsgebot. Für Biomasseanlagen gilt ein Grenzwert von 150 kW. Im gesetzlich geregelten Verfahren werden von der Bundesnetzagentur jeweils zu festgelegten Gebotsterminen bestimmte Mengen an Leistung ausgeschrieben und deren Vergütung in Form einer Marktprämie wettbewerblich ermittelt. Die Marktprämie steht dem Betreiber der Anlage wie vormals die Einspeisevergütung 20 Jahre lang zu, § 25 EEG. Abbildung 8-3 stellt die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden grafisch dar. Vor Inkrafttreten des EEG 2017 galt die Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) vom 6. Februar 2015, die die Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen in den Jahren 2015 und 2016 regelte. Die zu der Zeit entstandenen Ausschreibungsergebnisse sind ebenfalls in Abbildung 8-3 zu sehen.

Bei der ersten Ausschreibungsrunde für PV-Freiflächenanlagen am 01.04.2015 betrug der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert 9,17 Cent pro Kilowattstunde. Ausgeschrieben wurde eine Leistung von 150 MW für Deutschland. (BNETZA 2016a) Bis zur Ausschreibung am 01.10.2017 ist der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert auf 4,91 Cent pro Kilowattstunde gesunken (BNETZA 2017a). Das entspricht einer Kostenreduktion von 46 % innerhalb von drei Jahren. Die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land starteten zum 01.05.2017 mit einem durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswert von 5,71 Cent pro Kilowattstunde bei einer ausgeschriebenen Menge von 800 MW. Bei den zwei darauffolgenden Ausschreibungen im Jahr 2017 sank der Zuschlagswert im Juni auf 4,28 Cent und im November auf 3,82 Cent pro Kilowattstunde, was einer Reduktion um 33 % im Vergleich zum Ausgangswert entspricht. Bei der vierten Ausschreibungsrunde im Februar 2018 stieg der Zuschlagswert dagegen wieder an auf nunmehr 4,73 Cent pro Kilowattstunde. (BNETZA 2018) Die Ergebnisse der PV-Ausschreibungen zeigen eine stete Senkung des Zuschlagswerts seit Inkrafttreten der Gesetzesänderung. Der Zeitraum der Windausschreibungen ist noch zu kurz, um Rückschlüsse auf die zukünftige Entwicklung zu ziehen. Jedoch zeigt sich auch hier eine tendenzielle Kostensenkung. Vergleicht man die Ergebnisse des Gestehungskostenmodells mit den Zuschlägen aus den Ausschreibungen, ergibt sich folgendes Bild: Im Jahr 2015 liegen die Gestehungskosten für PV-Freiflä-

chenanlagen im Modell der vorliegenden Arbeit bei 6,73 Cent/kWh, was deutlich unter den Zuschlagswerten desselben Jahres mit 9,17 Cent/kWh, 8,48 Cent/kWh und 8,00 Cent/kWh liegt. Jedoch sinken die Zuschläge in den Ausschreibungen deutlich schneller als die Gestehungskosten im Modell. Während bereits in der letzten Ausschreibung im Jahr 2017 ein durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert von 4,91 Cent/kWh erreicht wird, befinden sich die Gestehungskosten im Modell im selben Jahr noch bei 6,51 Cent/kWh. Das Niveau des Zuschlagswerts aus 2017 für PV-Freiflächenanlagen wird im Modell erst im Jahr 2030 erreicht.

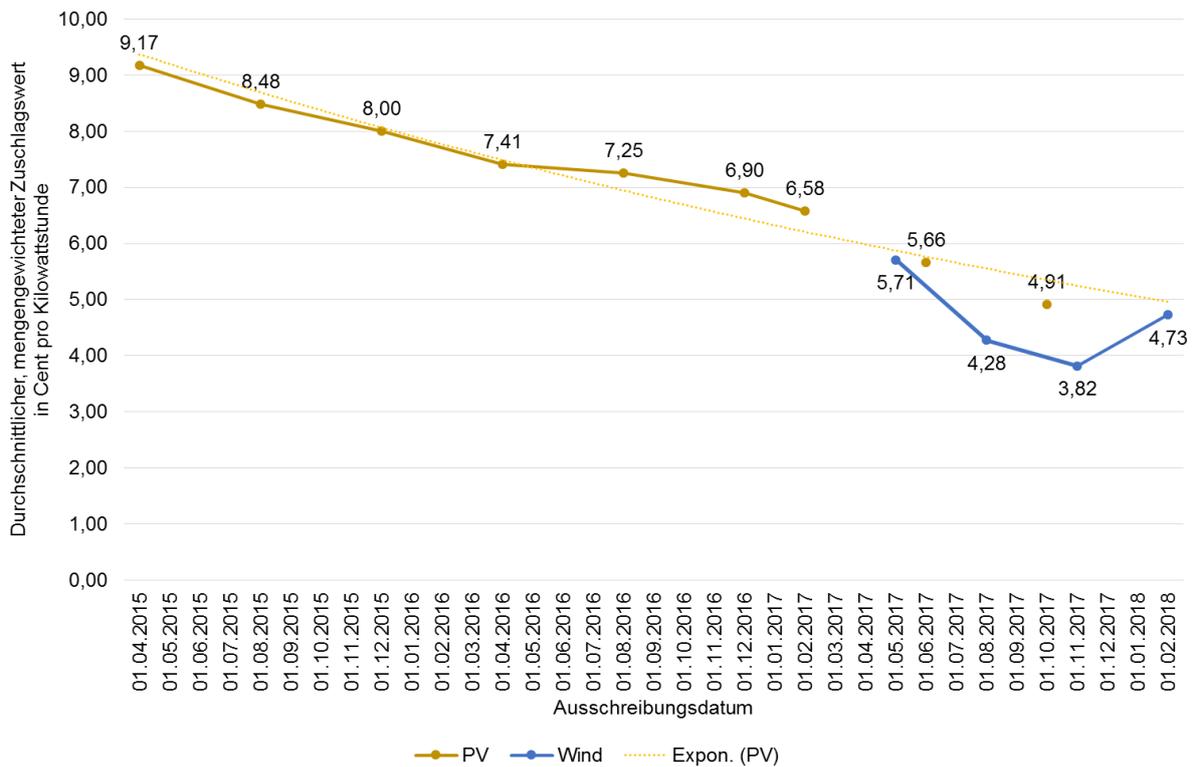


Abbildung 8-3: Ausschreibungsergebnisse für Windenergieanlagen an Land und PV-Anlagen seit 2015 [Eigene Darstellung nach Daten der Bundesnetzagentur]

Es zeigt sich, dass die Kosten für Strom aus PV-Freiflächenanlagen durch die Einführung der wettbewerblichen Ausschreibung deutlich stärkeren Kostensenkungen unterworfen sind, als in den Untersuchungen des Fraunhofer ISE aus dem Jahr 2015, die dem Gestehungskostenmodell zugrunde gelegt sind, angenommen wird. Gründe dafür können zum einen reduzierte Preise für die Anlagen-Hardware sein, die die Hersteller aufgrund des wettbewerblichen Drucks an die Betreiber der Anlagen weitergeben müssen. Zum anderen können aber auch Strategien großer Betreiberunternehmen zu sinkenden Preisen führen. So kann es für große Betreiber sinnvoll sein, einzelne Anlagen(parks) unwirtschaftlich bzw. ohne Rendite zu betreiben, um ihre Vormachtstellung auszubauen und andere Wettbewerber vom Markt zu verdrängen. Die fehlenden Gewinne müssen von den anderen Anlagen im Portfolio des Betreibers ausgeglichen werden können. Dadurch können diese Anlagenbetreiber mit geringen Gebotswerten in die Ausschreibung gehen, was zu einem insgesamt geringeren Niveau des durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerts führt.

Bei den Ausschreibungsergebnissen für Windenergieanlagen an Land stellt sich der Unterschied zu den im Modell errechneten Gestehungskosten wesentlich deutlicher dar als im Sektor der PV-Freiflächenanlagen. Bereits bei der ersten Ausschreibungsrunde im Mai 2017 wird ein Zuschlagswert von

5,71 Ct/kWh erreicht. Dieser sinkt im Laufe des Jahres stetig ab auf 3,82 Cent/kWh. Dagegen liegen die Gestehungskosten im Modell im selben Jahr mit 8,90 Cent/kWh deutlich höher. Im Jahr 2018 steigt der Zuschlagswert zwar wieder an auf 4,73 Cent/kWh, die Gestehungskosten im Modell erreichen trotz der ebenfalls sinkenden Herstellungskosten jedoch lediglich einen Wert von 8,78 Cent/kWh. Am Ende des Betrachtungszeitraums (2040) befinden sich die Gestehungskosten für Strom aus Windenergieanlagen an Land bei 6,84 Cent/kWh, was immer noch deutlich höher ist als die durchschnittlichen, mengenewichteten Zuschlagswerte aus den Jahren 2017/18.

Als Gründe für die signifikanten Unterschiede zwischen den Gestehungskosten im Modell und den Ausschreibungsergebnissen kommen verschiedene Aspekte infrage. Zum einen wurde im Modell mit einem bayerischen Windstandort gerechnet, der deutlich weniger spezifischen Energieertrag in Kilowattstunden pro installiertem Kilowatt an Leistung bringt als ein Standort mit hohem Windaufkommen im Norden der Bundesrepublik Deutschland. LÜERS et al. (2015) beziffern den spezifischen Energieertrag eines Windstandortes mit einer Güte von 100 % auf 3.360 kWh/kW/a. Dagegen wird im Modell aufgrund von Erzeugerlastgängen bestehender Windenergieanlagen in Bayern mit 1.768 kWh/kW/a gerechnet, was 47 % geringere Erträge und damit maßgeblich höhere Gestehungskosten bedeutet. Die Gewinner der Ausschreibungen scheinen folglich durchschnittlich mit höheren Winderträgen zu rechnen und können so deutlich geringere spezifische Kosten pro Einheit ausweisen. Zudem scheinen auch im Fall der Windenergieanlagen die im Modell verwendeten Prognosen der International Renewable Energy Agency (IRENA) aus dem Jahr 2016 deutlich konservativer angesetzt zu sein als tatsächlich möglich. Zwar sind die Herstellungskosten für Windenergieanlagen mitunter abhängig von der Entwicklung der Stahl- und Kupferpreise (IRENA 2016), ein Zusammenhang zwischen den deutlich geringeren Kosten in den Ausschreibungsjahren 2017/18 und den Rohstoffpreisen lässt sich aber nicht unmittelbar herstellen. Während die Preise für Kupfer von 2011 bis 2016 an der London Metal Exchange stetig von rund 10.000 \$ pro Tonne auf 4.500 \$ pro Tonne sanken, erlebten sie ab 2017 wieder einen deutlichen Anstieg auf rund 6.800 \$/t Anfang 2018. Ähnliches lässt sich für die Stahlpreise beobachten, die allerdings stärkeren Schwankungen bei der Abwärtsbewegung von ca. 880 \$/t im Jahr 2011 auf 380 \$/t Anfang des Jahres 2016 unterworfen waren. Zu Beginn des Jahres 2018 erreichten die Rohstoffpreise für Stahl an der New York Mercantile Exchange erneut knapp die Höhe von 2011. (HANDELSBLATT GMBH 2018) Aus den über die vergangenen Jahre gesunkenen Rohstoffpreisen lässt sich ein Zusammenhang mit den allgemein niedrigen Kostenniveaus für Strom aus Windenergieanlagen ableiten. Der Preisanstieg seit 2017 spiegelt sich allerdings nicht in den Ausschreibungen für dasselbe Jahr, sondern erst im Jahr danach wider. Es bleibt abzuwarten, ob und in welcher Höhe die Rohstoffpreisentwicklung Auswirkungen auf die Gebote der Windenergie-Ausschreibungen haben.

Für beide regenerativen Technologien, die im Modell untersucht werden, gilt, dass die niedrigen Kostenniveaus der Ausschreibungen die Aussagen des Gestehungskostenmodells zusätzlich unterstreichen. Selbst bei den im Modell eher konservativ angesetzten Stromgestehungskosten lassen sich erneuerbare Energien zur Spitzenlastproduktion schon heute wirtschaftlich integrieren. Liegen die Gestehungskosten sogar unter den Modellannahmen, steigt die Wirtschaftlichkeit weiter an. Das verdeutlichen die Sensitivitätsanalysen in Kapitel 6.5. Durch den daraus folgenden Zubau regenerativer Stromerzeugungskapazitäten steigt auch der Druck an, Lastmanagementmaßnahmen wie den Einsatz von Stromspeichertechnologien zu ergreifen.

Das Gesteungskostenmodell untersucht den Einsatz von verschiedenen Technologien zur Spitzenlaststromerzeugung unter dem Aspekt der Abschaffung von Marktverzerrungen. Nicht berücksichtigt bleibt allerdings die Internalisierung der durch den Einsatz der fossilen Kraftwerke entstehenden externen Kosten durch den damit verbundenen CO₂-Ausstoß. Grund dafür ist die Komplexität der Einpreisung der zukünftig zu erwartenden Schäden.

Die Monopolkommission der Bundesregierung beschreibt in ihrem Sondergutachten zur Energieversorgung gemäß § 62 EnWG ebenfalls die zu schwache Internalisierung der CO₂-Kosten und macht zwei Vorschläge zur Reformierung. Zum einen sei von der Bundesregierung eine Stärkung des CO₂-Zertifikatehandels auf europäischer Ebene (EU-ETS) zu forcieren. Damit könnte das Ziel der Klimapolitik, eine deutliche Reduktion von CO₂-Emissionen zu schaffen, möglichst kosteneffizient erreicht werden. Dazu nötig sei ein über die Sektoren hinweg einheitlicher CO₂-Preis. (MONOPOLKOMMISSION 2017) Ist die Anpassung des europäischen CO₂-Zertifikatehandels nicht möglich, so schlägt die Monopolkommission nationale Maßnahmen zur Umgestaltung des Abgaben- und Umlagesystems vor. Anstatt einer Besteuerung des Stromverbrauchs sollte der jeweilige Primärenergiebedarf zur Energieerzeugung anhand seines CO₂-Ausstoßes besteuert werden. So würden zum einen die Verwendung regenerativer Energien implizit gefördert und zum anderen die Verzerrungen an den Sektorgrenzen (Strom, Wärme, Mobilität) aufgehoben. Allerdings warnt die Monopolkommission auch davor, dass nationale Maßnahmen lediglich zur Verlagerung der CO₂-Emissionen ins europäische Ausland führen würden, sollten die entsprechenden Zertifikate des EU-ETS nicht im selben Zug von Deutschland aufgekauft werden. (MONOPOLKOMMISSION 2017)

Kommt es in Zukunft tatsächlich zu einer wesentlichen Veränderung des CO₂-Kostensystems und damit zur Internalisierung der externen Kosten, verstärkt das ebenfalls den im Gesteungskostenmodell nachgewiesenen Effekt der wirtschaftlichen Integration der erneuerbaren Energien zur Spitzenlastproduktion. Die aufgrund der CO₂-Bepreisung steigenden Kosten für Strom aus den fossilen Erdgaskraftwerken bedeuten steigende Opportunitätskosten. Einerseits wird dadurch der Aufbau der regenerativen Stromerzeugung noch wirtschaftlicher. Andererseits steigen die Differenzkosten an, die die maximalen Speicherinvestitionen bestimmen. Dadurch wird die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichertechnologien wie auch bei der Senkung der Stromgestehungskosten aus erneuerbaren Energien positiv beeinflusst.

Die ebenfalls in der vorliegenden Arbeit angesprochenen zukünftig steigenden Netzkosten durch den Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze – unter anderem zur Integration der erneuerbaren Energien – könnten teilweise aus dem Blickwinkel der zukünftig eingesparten CO₂-Emissionen gerechtfertigt werden. Durch den heute geplanten und bereits stattfindenden Netzausbau lassen sich in Zukunft durch den Einsatz von regenerativer Erzeugungstechnologie einerseits CO₂-Emissionen und andererseits Brennstoffimporte verringern, was zu Kosteneinsparungen führt. Zur Bewertung, ob diese Vorteile die Kosten des Netzausbaus wie angenommen überwiegen, ist eine realistische Bewertung der durch die CO₂-Emissionen verursachten zukünftigen Schäden notwendig. Außerdem müssen Aspekte der Versorgungssicherheit ebenso berücksichtigt werden.

Ein Ergebnis des Gesteungskostenmodells ist, dass die zur Verfügung stehenden maximalen Anfangsinvestitionen nicht den aktuellen tatsächlichen und für die Zukunft prognostizierten Speicherinvestitionen entsprechen. Stattdessen sind Stromspeichertechnologien noch zu teuer für den Einsatz als Lastmanagementmaßnahme zur Spitzenlastdeckung auf Verteilnetzebene. Das bestätigen auch die Untersuchungen von STAFFELL & RUSTOMJI (2016). Diese Situation ändert sich, wie oben beschrieben, wenn

die Kosten für die fossilen Kraftwerke ansteigen oder die Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren Energien sinken.

Außerdem stellt sich die Frage, ob die Prognosen zur Speicherkostenentwicklung der Realität in den kommenden Jahren entsprechen. Betrachtet man Untersuchungen zu den Gestehungskosten erneuerbarer Energien aus den vergangenen Jahren, so stellt man fest, dass die Kostenreduktionspotenziale entweder die Erwartungen überstiegen oder die Kosten zumindest am unteren Rand der Prognosen zu finden waren (KOST & SCHLEGL 2010, KOPP et al. 2012, KOST et al. 2013). Prognosen aus vergangenen Jahrzehnten dürften noch deutlichere Unterschiede aufweisen. Verhält sich die Kostenentwicklung der Stromspeichertechnologien ähnlich wie die der erneuerbaren Energien, so ist damit zu rechnen, dass die Speichergestehungskosten schneller sinken als zum heutigen Zeitpunkt erwartet. Als begünstigender Faktor könnten dabei auch die aktuell geführte Diskussion zu Diesel-Fahrverboten in einigen deutschen Innenstädten und der Skandal der deutschen Automobilindustrie zu manipulierten Abgastests beitragen, da Elektrofahrzeuge eine Alternative zu konventionellen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren darstellen. Mit der Entwicklung eines wachsenden Marktes für Stromspeichertechnologien geht die Kostensenkung aufgrund von Lernkurveneffekten und technologischem Fortschritt u. a. durch erhöhte Forschungsetats einher.

In der vorliegenden Arbeit werden die zur Verfügung stehenden maximalen Anfangsinvestitionen aus den Opportunitätskosten zur Erzeugung der Spitzenlaststrommenge in fossilen Erdgaskraftwerken ermittelt. Unberücksichtigt bleiben zusätzliche Flexibilitätsoptionen, die durch einen installierten Stromspeicher zusätzlich angeboten werden können. KONZIELLA et al. (2013) stellen bereits fest, dass für das Erreichen der Wirtschaftlichkeit „... zukünftige Geschäftsmodelle für Batteriespeicher mehrere Dienstleistungen und damit generierte Erlösströme [werden] kombinieren müssen.“ Nehmen die installierten Stromspeichertechnologien beispielsweise neben dem Einsatz zur Spitzenlastreduktion am Regelenergiemarkt teil, können zusätzliche Erlöspotenziale gehoben werden. Am Strommarkt in Großbritannien gelingt laut STAFFELL & RUSTOMJI (2016) eine Verdreifachung der Erlöse durch Erweiterung des Einsatzes von Stromspeichern in Form einer Partizipation am Regelenergiemarkt statt der singulären Verwendung zum Lastmanagement. Auch in Deutschland wird die multimodale Betriebsführung von Stromspeichersystemen als Möglichkeit zur Steigerung der Erlöse und damit Erhöhung der Wirtschaftlichkeit angesehen. Unter den Rahmenbedingungen am Strom- und Regelenergiemarkt und den aktuellen Speicherinvestitionen wird die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen in Deutschland dennoch nicht generell erreicht (KLAUSEN et al. 2016). Das entwickelte Gestehungskostenmodell zeigt, dass die von SCHMIDT et al. (2017) prognostizierten Speicherpreise für das Jahr 2040 um 216 % über den im Modell zur Verfügung stehenden Speicheranfangsinvestitionen liegen. Um die Wirtschaftlichkeit zu erreichen, müssten die zusätzlichen Erlöse aus dem multimodalen Betrieb die Differenz abdecken können. Die vorliegende Arbeit legt den Fokus auf Stromspeichertechnologien als Lastmanagementmaßnahme. Sowohl in der Industrie und im GHD-Sektor als auch im Haushaltsbereich bestehen weitere technische Lastmanagementpotenziale, die zur Flexibilisierung der Stromversorgung und zur Integration der erneuerbaren Energien theoretisch gehoben werden können. BECKER (2009) schreibt beispielsweise Lebensmittelketten hohe Lastmanagementpotenziale im Bereich der Kältetechnik zu. Durch Produzieren von Kälte auf Vorrat in Zeiten geringer Netzlasten reicht in Spitzenlastzeiten die in den Gefrierwaren gespeicherte Kälte über einen gewissen Zeitraum aus, sodass der Strombezug über eine bestimmte Zeit reduziert werden kann. (BECKER 2009) Im Haushaltssektor lassen sich insbesondere die sog. „White

Goods“ (Spülmaschine, Waschmaschine, Wäschetrockner) für das Lastmanagement nutzen. Vor allem das Verschieben der Nutzungszeiten der genannten Geräte in Phasen hoher Eigenstromproduktion, bspw. aus PV-Anlagen, kann den Netzbezug zu Spitzenlastzeiten verringern. Dagegen sind die Unterhaltungselektronik und berufsbezogene technische Anwendungen eher ungeeignet zur Lastveränderung. (KLAASSEN et al. 2016) Die Möglichkeit des Lastmanagements in Gebäuden untersucht JUNGWIRTH (2014) und schreibt Büro- und Verwaltungsgebäuden die höchsten Potenziale zu. Genutzt werden könnten insbesondere Heiz- und Kühlanlagen aufgrund thermischer Trägheiten von Gebäuden. Vor allem Gebäude mit thermisch aktivierten Bauteilen (etwa Betonkernaktivierung) können zum Lastmanagement eingesetzt werden, da sie ein hohes Flexibilitätspotenzial aufweisen. (JUNGWIRTH 2014)

Die Aufzählung der technischen Lastmanagementpotenziale stellt lediglich eine Auswahl an Möglichkeiten dar. Tritt zum Beispiel die flächendeckende Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen ein, entstehen weitere Lastmanagementpotenziale durch mobile Speicher auf der einen und zusätzliche Netznutzer auf der anderen Seite. Entscheidend bleibt neben der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Lastmanagementmaßnahmen die Übermittlung der entsprechenden Signale an den Nutzer der Anwendung, deren Last beeinflusst werden soll. Gelingt die automatisierte Übermittlung der Signale und Steuerung der technischen Einrichtungen, spielt der Nutzer eine untergeordnete Rolle. Soll jedoch Einfluss auf das Nutzerverhalten genommen werden, sind verbrauchersteuernde Informationen und deren Aufbereitung ausschlaggebend für das Gelingen von Lastmanagement auf Verteilnetzebene.

Die vorliegende Studie schlägt die Nutzung von Stromspeichersystemen als Informationsträger vor. Ist der Speicher geladen, kann der Nutzer uneingeschränkt Strom verbrauchen. Ist die Ladekapazität gering, muss der Kunde mit erhöhten Preisen für den Netzbezug rechnen. Die Umsetzbarkeit und einfach nachzuvollziehende Kausalität von Ladezustand und Stromkosten macht die Nutzung von Stromspeichertechnologien einfach und somit attraktiv.

Die Akzeptanz von automatisierten und manuellen Lastmanagementmaßnahmen unter den Endverbrauchern ist nicht Teil der Analyse, sondern muss wie oben beschrieben in weiterführenden Studien untersucht werden

9 Fazit & Schlussfolgerungen

Das bereits von der Sächsischen Electricitäts-Lieferungs-Gesellschaft A.G. im Jahr 1927 verfolgte Ziel, die Endkunden zu einer Lastverschiebung weg von Spitzenlastzeiten in lastärmere Zeiten zu bewegen, treibt die Verteilnetzbetreiber heute wieder verstärkt um. In den vergangenen 90 Jahren hat sich einerseits der Druck erhöht, Lastmanagementmaßnahmen zu realisieren, andererseits sind aber auch die technischen Möglichkeiten und die wirtschaftlichen Potenziale dafür angestiegen. Das Ziel der Dekarbonisierung der Energieversorgung, um dem voranschreitenden Klimawandel entgegenzuwirken, und der damit zunehmende Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieerzeugung bedürfen Flexibilitätsoptionen, um Stromangebot und -nachfrage weiterhin zu jeder Zeit ausgleichen zu können. Die Entwicklung und der steigende Einsatz von Smart-Energy- und Stromspeichertechnologien sorgen dafür, dass entsprechende Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement auf Verteilnetzebene technisch umsetzbar werden.

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass in allen untersuchten Sektoren in den Netzebenen 5, 6 und 7 monetäre Einsparpotenziale durch den Einsatz von Lastmanagement vorhanden sind. Diese unterscheiden sich

deutlich voneinander und sind stark abhängig von der Entwicklung im Gesamtsystem. Die aktuell gültige Netzentgeltssystematik bildet die Anforderungen der sich ändernden Rahmenbedingungen der Energiewende und der Liberalisierung des Strommarktes nicht ab. Es fehlt an deutlichen Anreizen für den Einsatz der geforderten Flexibilität. Zudem steigt die systemimmanente Verursacherungerechtigkeit weiter an, sofern die Netztarife nicht verändert werden.

Das in der vorliegenden Arbeit entwickelte Netztarifmodell weist nach, dass der Einsatz von leistungspreisbasierten Tarifmodellen, die gezielt die Verursachung von Spitzenlasten bestrafen, wesentlich zur Forcierung von Lastmanagementmaßnahmen beitragen kann. Zusätzlich schafft es eine gerechte Allokation der Netzkosten auf die Netznutzer. Eine Anpassung der aktuell gültigen Netzentgeltssystematik ist deshalb für die Zukunft unumgänglich, sofern die politisch ausgelobten Energiewendeziele tatsächlich umgesetzt werden sollen.

Dass die wirtschaftliche Integration von erneuerbaren Energien zur Spitzenlastabdeckung auf Verteilnetzebene bereits heute möglich ist, geht aus dem Stromgestehungskostenmodell hervor. Dazu ist allerdings der Abbau der in der Energieversorgung bestehenden Marktverzerrungen eine notwendige Voraussetzung. Durch die Einführung der wettbewerblichen Ausschreibung der zu installierenden regenerativen Stromerzeugungsanlagen hat der Gesetzgeber den Weg in Richtung Abbau von Marktverzerrungen hinsichtlich der Förderung erneuerbarer Energien bereitet. Konsequenterweise müssen aber auch die bestehenden Marktverzerrungen hinsichtlich der fossilen Energieerzeugungsanlagen durch die Internalisierung der externen Kosten aufgehoben werden, die durch die CO₂-Emissionen der fossilen Kraftwerksanlagen entstehen.

Die (zukünftigen) Kosten der durch den Klimawandel verursachten Schäden werden aktuell ebenfalls nicht verursachergerecht allokiert. Statt der Verursacher des CO₂-Ausstoßes müssen im Energiesystem der Gegenwart höchstwahrscheinlich die nachfolgenden Generationen sowie die Menschen anderer Kontinente die entstehenden Kosten tragen.

Auch wenn Stromspeichertechnologien als Lastmanagementmaßnahmen derzeit noch zu teuer sind, können sie bei einer entsprechenden Veränderung der Rahmenbedingungen einen wichtigen Beitrag zur Energiewende und damit zur nachhaltigen Energieversorgung leisten.

10 Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit bewertet Lastmanagement in Form von Stromspeichertechnologien auf Verteilnetzebene wirtschaftlich aus verschiedenen Blickwinkeln. Die Bewertungen finden innerhalb der in Deutschland gültigen rechtlichen Rahmenbedingungen des Strommarktes statt. Zugrunde liegen die Daten eines typischen städtischen Verteilnetzbetreibers in Deutschland mit rund 17.000 Netzkunden, dessen Versorgungsgebiet als Beispielregion dient. Konkret untersucht werden die Netzebenen 5 bis 7 mit deren Nutzergruppen. Als Voraussetzung für den Einsatz von Lastmanagementmaßnahmen gilt der flächendeckende Ausbau der Smart-Meter-Technologie, der die intelligente Vernetzung von Energieerzeugung, -verteilung, -verbrauch und -speicherung ermöglicht.

Im ersten Teil der Studie werden die monetären Einsparpotenziale durch Lastmanagement auf Verteilnetzebene in Form einer statistischen Modellierung bewertet. Es bestehen grundsätzlich in allen Netzebenen Einsparpotenziale, die jedoch sehr unterschiedlich auf die Kundengruppen verteilt sind. Insbesondere für Kunden mit einer Benutzungsdauer von mehr als 2.500 Stunden pro Jahr besteht ein erhebliches monetäres Einsparpotenzial. Dieses ist jedoch nicht allein von der bezogenen Jahreshöchstlast und der erzielten Leistungsreduktion des einzelnen Nutzers abhängig, sondern auch von der Reduktion der gesamten Netzerlöse des Netzbetreibers, die durch die Gesamtheit der Kunden herbeigeführt wird. Mit der zunehmenden Reduktion der Netzerlöse durch die Leistungsreduktion der Gesamtheit der Netzkunden steigen die Netzkosten pro Einheit an. Das verstärkt wiederum den Anreiz, den Leistungsbezug weiter zu senken.

Aufbauend auf den Erkenntnissen der statistischen Modellierung wird im zweiten Teil der Arbeit ein leistungspreisbasiertes Netztarifmodell entwickelt. Die Ziele des Tarifmodells sind die verursachergerechte Allokation der Netzkosten auf die Netznutzer sowie die Schaffung von Anreizen zum Einsatz von Lastmanagementmaßnahmen. Dem Grundsatz folgend, dass die maximale Auslastung der Infrastruktur zu minimalen Kosten pro Einheit führt, wird jeweils eine Minimallast (MinLoad) für das Netz und die angeschlossenen Kunden berechnet. Die MinLoad wird mit einem Basis-Leistungspreis vergütet. Am Ende einer Abrechnungsperiode wird der Moment der Jahreshöchstlast im Netz ex post ermittelt. Bei der Festsetzung der Jahresrechnung wird geprüft, ob der jeweilige Kunde in diesem Moment mehr als die ihm zugewiesene MinLoad bezogen hat. Ist das der Fall, trägt der Kunde aktiv zur Netzspitze bei und hat somit für die entstehenden Mehrkosten in Form eines Straf-Leistungspreises für die über der MinLoad bezogene Leistung aufzukommen. Die Kunden, die nicht zur Netzspitze beitragen, zahlen ausschließlich den Basis-Leistungspreis in €/kW. Als verbrauchersteuernden Informationsübermittler und Maßnahme zur Lastreduktion wird vom Einsatz von Stromspeichern auf Seiten der Netznutzer ausgegangen. Auf Basis der netzseitigen Einsparpotenziale werden die maximalen Anfangsinvestitionen in eine Stromspeichertechnologie als Lastmanagementmaßnahme ermittelt. Für das gesamte Versorgungsgebiet ergibt sich eine jährliche Einsparung von rund 1.500.000 €.

Als dritter Schritt der Arbeit wird ein Gestehungskostenmodell entwickelt, um den Einfluss der Stromerzeugerseite auf ein Lastmanagement auf Verteilnetzebene zu beurteilen. Für das Modell wird davon ausgegangen, dass keine Marktverzerrungen bestehen und der Einsatz von Stromerzeugern zur Spitzenlastabdeckung auf Basis ihrer Gestehungskosten bestimmt wird.

Zunächst wird dazu die dezentrale Spitzenlasterzeugung vor Ort in Form eines Erdgaskraftwerks mit dem Bezug der gesamten Strommenge aus dem vorgelagerten Netz verglichen. Die Berechnungen zeigen, dass die dezentrale Spitzenlasterzeugung wirtschaftlicher ist als der Bezug vor Ort und ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil von rund 900.000 € pro Jahr resultiert. Auf Basis dieser Erkenntnisse wird der Einsatz von PV-Freiflächenanlagen und Onshore-Windenergieanlagen anstatt des dezentralen Gaskraftwerks erörtert. Als Redundanz bleibt das fossile Kraftwerk bestehen, die kapitalgebundenen Kosten werden aus der Einsparung durch den verminderten Netzbezug finanziert. Aufgrund der geringeren Gesteuerungskosten im Vergleich zum Erdgaskraftwerk empfiehlt das Modell den Zubau von 21 MW an PV-Freiflächenanlagen. Das Ergebnis zeigt, dass bereits heute der Einsatz von erneuerbaren Energien zur Spitzenlastproduktion wirtschaftlich ist. Aus den Opportunitätskosten, die für die Erzeugung der residualen Strommenge durch das fossile Kraftwerk entstehen, und den resultierenden Einspeise- und Bezugslastgängen werden die maximalen Anfangsinvestitionen in Stromspeichertechnologien ermittelt. Diese liegen mit $99 \text{ €/kWh}_{\text{cap}}$ im Maximum deutlich unter den aktuell vorherrschenden Speicherpreisen. Die Sensitivitätsanalyse ergibt, dass die Senkung der Gesteuerungskosten erneuerbarer Energien oder die Steigerung der Kosten für die fossile Stromerzeugung z. B. in Form eines CO_2 -Kostenaufschlags zu einer verstärkten Nutzung der erneuerbaren Energien und zu einer positiven Beeinflussung der maximal möglichen Speicherinvestitionen führen.

Das Fazit der vorliegenden Dissertation ist zum einen, dass die aktuell gültige Netzentgeltssystematik und die Tarifmodelle der Netzbetreiber durch die Einführung von starken Leistungspreiskomponenten an die sich verändernden Rahmenbedingungen angepasst werden müssen. Zum anderen geht aus der Arbeit hervor, dass Marktverzerrungen in der Energieversorgung abgebaut werden müssen, um den kosteneffizienten Umbau des Energiesystems in Richtung erneuerbare Energien schaffen zu können. Auch wenn Stromspeichertechnologien als Lastmanagementmaßnahmen derzeit noch zu teuer sind, können sie bei einer entsprechenden Veränderung der Rahmenbedingungen einen wichtigen Beitrag zur Energiewende und damit zur nachhaltigen Energieversorgung leisten.

11 Literaturverzeichnis

- 50 HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TRANSNETBW GMBH & TENNET TSO GMBH (2017): Abschaltbare Lasten-Umlage. <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Abschaltbare-Lasten-Umlage/Abschaltbare-Lasten-Umlagen-Uebersicht> (22.08.2017).
- ABDELMOTTELEB, I., GÓMEZ, T., CHAVES ÁVILA, J. P. & RENESES, J. (2018): Designing efficient distribution network charges in the context of active customers. – *Applied Energy* 210: 815–826.
- AMPRION GMBH (2017): Übersicht über KWK-Aufschläge seit 2002. <https://www.amprion.net/Strommarkt/Abgaben-und-Umlagen/KWK-G/%C3%9Cbersicht-%C3%BCber-KWK-Aufschl%C3%A4ge-seit-2002.html> (22.08.2017).
- ANTONELLI, M. & DESIDERI, U. (2014): Do feed-in tariffs drive PV cost or viceversa? – *Applied Energy* 135: 721–729.
- APEL, R., AUDRUP, T., BUCHHOLZ, B. M., DOMELS, H. P., FUNKE, S., GESING, T., GLAUNSINGER, W., GRONSTEDT, P., HEINS, F., HÖSLE, A., KNACK, V., KÜTER, T., STÖTZER, M., STRUWE, C., STYCZYNSKI, Z. A., SCHEVEN, A. v. & SEIDL, H. (2012): Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Kurzfassung. Frankfurt am Main.
- ARNOLD, J. (2014): Vernetzte Ökosysteme – Smart Cities, Smart Grids und Smart Homes. – In: AICHELE, C. & DOLESKI, O. (Edit.): *Smart Market. Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*: 495–527. Springer Fachmedien, Wiesbaden.
- ASUE (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten. Berlin.
- AUER, H. & HAAS, R. (2016): On integrating large shares of variable renewables into the electricity system. – *Energy* 115: 1592–1601.
- BAYERNWERK NETZ GMBH (2016): Netzentgelte für Entnahmestellen mit Leistungsmessung - Jahresleistungspreis - (Preisblatt LG JLP). <https://www.bayernwerk-netz.de/cps/rde/xchg/bayernwerk-netz/hs.xsl/8733.htm> (23.08.2017).
- BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (2016): Strompreisanalyse Januar 2016.
- BECKER, G. (2009): Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten. Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz. Wieselburg.
- BERG, S. V. & TSCHIRHART, J. (1989): *Natural monopoly regulation. Principles and practice*. – Cambridge University Press, Cambridge.
- BNETZA (2015a): Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität. Stand Dezember 2015. Bonn.
- BNETZA (2015b): Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung. Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung. Bonn.

- BNETZA (2016a): Beendete Ausschreibungen 2015 und 2016. Ergebnisse der sechs Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen in den Jahren 2015 und 2016. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2015_2016/Ausschreibungen2015_16_node.html (19. März 2018).
- BNETZA (2016b): Offshore-Haftungsumlage. Warum gibt es diese Umlage und wie hoch ist sie für Stromkunden? <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/OffshoreHaftungsumlage.html> (22.08.2017).
- BNETZA (2017a): Be-en-de-te Ausschreibungen 2017. Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Solar-Anlagen 2017. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2017/Ausschreibungen2017_node.html (15.11.2017).
- BNETZA (2017b): EEG-Anlagenstammdaten (außer PV-Gebäudeanlagen). Veröffentlichung der Registerdaten (08/2014 bis 10/2017). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html#doc732052bodyText1 (07.12.2017).
- BNETZA (2017c): EnLAG-Monitoring: Stand der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem zweiten Quartal 2017. Bonn.
- BNETZA (2018): Beendete Ausschreibungen. Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Windenergie-Anlagen an Land 2017/18. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html (19. März 2018).
- BNETZA (2019): Mo-der-ne Mess-ein-ri-chen-tun-gen / In-tel-li-gen-te Mess-sys-te-me. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/SmartMetering/SmartMeter_node.html (09. Juli 2019).
- BNETZA & BUNDESKARTELLAMT (2017): Monitoringbericht 2017. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn.
- BÖTTCHER, J. (Edit.) (2014): Stromleitungsnetze. Rechtliche und wirtschaftliche Aspekte. – Oldenbourg Wissenschaftsverlag, München.
- BROWN, T., FARUQUI, A. & GRAUSZ, L. (2015): Efficient tariff structures for distribution network services. – *Economic Analysis and Policy* 48: 139–149.
- BUCHHOLZ, B. M., BÜHNER, V., BERNINGER, U., FENN, B. & STYCZYNSKI, Z. A.: Intelligentes Lastmanagement - Erfahrungen aus der Praxis. – In: Tagungsband VDE-Kongress 2012.
- BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN (2000): AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter. Berlin.
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (2015a): Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das "Verordnungspaket Intelligente Netze". Berlin.

- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (2015b): Smart Metering - Datenschutz und Datensicherheit auf höchstem Niveau. Berlin.
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (2017): Strommarkt 2.0. Ein Strommarkt für die Energiewende. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html> (07.08.2017).
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (2010): Energiekonzept für eine umwelt-schonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin.
- BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN & BUNDESKARTELLAMT (8. Februar 2019): Monitoringbericht 2018. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn.
- CANDELISE, C., WINSKEL, M. & GROSS, R. J.K. (2013): The dynamics of solar PV costs and prices as a challenge for technology forecasting. – *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 26: 96–107.
- DAVIS, F. D. (1989): Perceived Usefulness, Perceived Ease of Use, and User Acceptance of Information Technology. – *MIS Quarterly* 13 (3): 319–340.
- DERAKHSHAN, G., SHAYANFAR, H. A. & KAZEMI, A. (2016): The optimization of demand response programs in smart grids. – *Energy Policy* 94: 295–306.
- DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (2010): Pumpspeicherwerke und ihr Beitrag zum Ausbau erneuerbarer Energien. Zentrale Ergebnisse des energiewirtschaftlichen Gutachtens zum Neubauvorhaben Pumpspeicherwerk Atdorf. Berlin.
- DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (Edit.) (2012): Handbuch Lastmanagement. Vermarktung flexibler Lasten: Erlöse erwirtschaften - zur Energiewende beitragen. Berlin.
- DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (2014): Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen. Berlin.
- DEWENTER, R. & HEIMESHOF, U. (2019): Regulierung. – In: APOLTE (Edit.): *Kompodium der Wirtschaftstheorie und Wirtschaftspolitik III*: 189–262. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden.
- DOMÍNGUEZ, J., CHAVES ÁVILA, J. P., GÓMEZ, T. & MATEO, C. (2016): The economic impact of demand response on distribution network planning. – In: PSCC (Edit.): *19th Power Systems Computation Conference*: 1–7.
- EDSO (2015): European Distribution System Operators for Smart Grids. Adapting distribution network tariffs to a decentralised energy future. Brüssel.
- EID, C., KOLIOU, E., VALLES, M., RESESES, J. & HAKVOORT, R. (2016): Time-based pricing and electricity demand response. Existing barriers and next steps. – *Utilities Policy* 40: 15–25.
- EISENKRÄMER, S. (2017): Datenschutz im digitalen Stromnetz. <https://www.springerprofessional.de/smart-grid/datensicherheit/datenschutz-im-intelligenten-stromnetz/12009714> (15.03.2018).
- ENA & F10 (2014): Energienutzungsplan für die Stadt Neuburg an der Donau. Neuburg an der Donau.

- ENDRES, A. (2011): *Environmental Economics. Theory and Policy*. – Cambridge University Press, New York.
- ERDMANN, G. & ZWEIFEL, P. (2010): *Energieökonomik. Theorie und Anwendungen*. – Springer-Verlag, Berlin.
- ERNST & YOUNG (2013): *Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler*. München, Düsseldorf.
- EUROPEAN ENERGY EXCHANGE AG (2017): *Im Zentrum des Energie- und Commodity-Handels. Märkte & Produkte 2017*. Leipzig.
- FARUQUI, A., HLEDIK, R. & SERGICI, S. (2010a): *Piloting the smart grid*. – *The Electricity Journal* 22 (7): 55–69.
- FARUQUI, A., SERGICI, S. & SHARIF, A. (2010b): *The impact of informational feedback on energy consumption—A survey of the experimental evidence*. – *Energy* 35 (4): 1598–1608.
- FLAUTE, M., GROßMANN, A., LUTZ, C. & NIETERS, A. (2017): *Macroeconomic Effects of Prosumer Households in Germany*. – *International Journal of Energy Economics and Policy* (7(1)): 146–155.
- FOCKEN, U. & KLOBASA, M. (2011): *Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor. Öffentlicher Abschlussbericht*. Oldenburg, Karlsruhe.
- FORUM ÖKOLOGISCH-SOZIALE MARKTWIRTSCHAFT E.V. (2010): *Staatliche Förderungen der Atomenergie im Zeitraum 1950 - 2010. FÖS-Studie im Auftrag von Greenpeace*. 2. Aufl. Berlin. 152 pp.
- FRAUNHOFER ISE (2015): *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*. Study on behalf of Agora Energiewende.
- FRAUNHOFER ISE (2018): *Jährlicher Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland*. https://www.energy-charts.de/ren_share_de.htm?source=ren-share&period=annual&year=all (25. Januar 2018).
- FRAUNHOFER IWES (2015): *Wie hoch ist der Stromverbrauch der Energiewende? Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.
- FRAUNHOFER IWES (Edit.) (2017): *Windenergie Report Deutschland 2016*. – Fraunhofer Verlag, Stuttgart.
- FRIEDL, B., BLIEM, M., AIGNER, M., HABER, A. & SCHMAUTZER, E. (2014): *Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse*. – In: TU GRAZ (Edit.): 13. Symposium Energieinnovation an der TU Graz, Graz.
- FRIEDRICHSEN, N., HILPERT, J., KLOBASA, M., MARWITZ, S. & SAILER, F. (2016): *Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung. Endbericht - Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems*. Dessau-Roßlau.

- GÓMEZ, T. (2013): Electricity Distribution. – In: PÉRRÉZ-ARRIAGA, I. J. (Edit.): Regulation of the Power Sector: 199–250. Springer-Verlag, London.
- GROSSMANN, G. von (2016): Stromnetz. <http://www.stw-nd.de/home/netze/> (07.08.2017).
- GROTH, T. & SCHOLTENS, B. (2016): A comparison of cost-benefit analysis of biomass and natural gas CHP projects in Denmark and the Netherlands. – *Renewable Energy* 86: 1095–1102.
- HABER, A. & STAUDIGL, G. (2012): Smart Metering im industriellen Einsatz. Erfahrungen und Nutzen. – In: TU GRAZ (Edit.): 12. Symposium Energieinnovation an der TU Graz, Graz.
- HAENDEL, M. & MARWITZ, S. (2017): Einfluss von Wärmepumpen auf den Investitionsbedarf in Niederspannungsnetzen. – In: TU WIEN (Edit.): 10. Internationale Energiewirtschaftstagung. Klimaziele 2050: Chance für einen Paradigmenwechsel?
- HANDELSBLATT GMBH (2018): Rohstoffpreise. <http://finanzen.handelsblatt.com/rohstoffpreise> (19. März 2018).
- HARTMANN, N., ELTROP, L., BAUER, N., SALZER, J., SCHWARZ, S. & SCHMIDT, M. (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Stuttgart.
- HEIBENHUBER, A. (2015): Sächsischer Stromtarif 1927.
- HEROLD, G. (2013): Elektrische Energieversorgung. Eine kleine Einführung. – Schönbach Fachverlag, Wilburgstetten.
- HINZ, F., SCHMIDT, M. & MÖST, D. (2018): Regional distribution effects of different electricity network tariff designs with a distributed generation structure. The case of Germany. – *Energy Policy* 113: 97–111.
- HOFFJAN, A. (02.03.2015): Grundlagen des Regulierungsmanagements. Lehrgang Zertifizierter Regulierungsmanager am Kompetenzzentrum Verteilnetze und Konzessionen. Wuppertal.
- IEA/NEA (2015): Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition. Paris, Issy-les-Moulineaux.
- IRENA (2016): The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. – International Renewable Energy Agency (IRENA).
- JOSSEN, A. (05.05.2014): Potenziale und Grenzen elektrochemischer Energiespeicher. München.
- JUNGWIRTH, J. (2014): Lastmanagement in Gebäuden. Entwicklung einer modellprädiktiven Regelung mit einem adaptiven Gebäudemodell zur Flexibilisierung der Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden. Dissertation. München.
- KARL, J. (2012): Dezentrale Energiesysteme. Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt. 3. überarbeitete und erweiterte Auflage. – Oldenbourg Verlag, München.
- KLAASSEN, E. A. M., KOBUS, C. B. A., FRUNT, J. & SLOOTWEG, J. G. (2016): Responsiveness of residential electricity demand to dynamic tariffs. Experiences from a large field test in the Netherlands. – *Applied Energy* 183: 1065–1074.
- KLAUSEN, M., RESCH, M. & BÜHLER, J. (2016): Analysis of a Potential Single and Combined Business Model for Stationary Battery Storage Systems. – *Energy Procedia* 99: 321–331.

- KLOBASA, M. (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation. Zürich.
- KLOBASA, M., ANGERER, G., LÜLLMANN, A., SCHLEICH, J., BUBER, T., GRUBER, A., HÜNECKE, M. & ROON, S. v. (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. Berlin.
- KNEIPS, G. (2007): Netzökonomie. Grundlagen - Strategien - Wettbewerbspolitik. – Gabler, Wiesbaden.
- KNEIPS, G. (2009): Theorie und Praxis der Price-Cap-Regulierung. – In: GESELLSCHAFT FÜR VERKEHRSWISSENSCHAFT UND REGIONALPOLITIK AN DER UNIVERSITÄT FREIBURG E.V. (Edit.): Anreizregulierung in Netzwirtschaften: Theorie und Praxis: 134–152.
- KOCH, M., RITTER, D., BAUKNECHT, D., HEINEMANN, C., FLACHSBARTH, F., VOGEL, M., GANDOR, M., KLINGENBERG, T., TRÖSCHEL, M., MAYER, C. & SONNENSCHNEIN, M. (2016): Dezentral und zentral gesteuertes Energiemanagement auf Verteilnetzebene zur Systemintegration erneuerbarer Energien. Freiburg.
- KÖHLER-SCHUTE, C. (Edit.) (2009): Smart Metering. Technologische, wirtschaftliche und juristische Aspekte des Smart Meterings. – KS-Energy-Verlag, Berlin.
- KÖHLER-SCHUTE, C. (2012): Smart Grids. – In: KÖHLER-SCHUTE, C. (Edit.): Smart Grids. Die Energieinfrastruktur im Umbruch: 16–43. KS-Energy-Verlag, Berlin.
- KONZIELLA, H., BROD, K., BRUCKNER, T., OLBERT, S. & MES, F. (2013): Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. – Zeitschrift für Energiewirtschaft 37 (4): 249–260.
- KONSTANTIN, P. (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. – Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg.
- KOPP, O., EBER-FREY, A. & ENGELHORN, T. (2012): Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? – Zeitschrift für Energiewirtschaft 36 (4): 243–255.
- KOST, C., MAYER, J. N., THOMSEN, J., HARTMANN, N., SENKPIEL, C., PHILIPPS, S., NOLD, S., LUDE, S. & SCHLEGL, T. (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Version November 2013. – Fraunhofer ISE, Freiburg.
- KOST, C. & SCHLEGL, T. (2010): Studie: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Freiburg.
- KUBLI, M. (2016): Grid Financing Strategies in the Death Spiral: A Simulation based Analysis of Grid Tariff Designs. – In: INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR ENERGY ECONOMICS (Edit.): 39th International Association for Energy Economics International Conference 2016.

- KURZWEIL, P. (2015): Lithiumionen-Batterien. – In: KURZWEIL, P. & DIETLMEIER, O. K. (Edit.): Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, rechtliche Grundlagen: 157–254. Springer Vieweg, Wiesbaden.
- KURZWEIL, P. & DIETLMEIER, O. K. (2015): Grundlagen der Energiewandlung. – In: KURZWEIL, P. & DIETLMEIER, O. K. (Edit.): Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, rechtliche Grundlagen: 1–22. Springer Vieweg, Wiesbaden.
- LANGROCK, T., ACHNER, S., JUNGBLUTH, C., MARAMBIO, C., MICHELS, A., WEINHARD, P., BAUMGART, B. & OTTO, A. (2015): Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. 19/2015. Dessau-Roßlau.
- LIMA, D. A., PADILHA-FELTRIN, A. & CONTRERAS, J. (2009): An overview on network cost allocation methods. – *Electric Power Systems Research* 79 (5): 750–758.
- LÜERS, S., WALLASCH, A.-K. & REHFELD, K. (2015): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Update. Varel.
- MAYER, J. & BURGER, B. (2014): Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage. Freiburg.
- MONOPOLKOMMISSION (2017): Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden. Sondergutachten 77 - Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG. Bonn.
- MÜLLER, M., VIERNSTEIN, L., TRUONG, C. N., EITING, A., HESSE, H. C., WITZMANN, R. & JOSSEN, A. (2017): Evaluation of grid-level adaptability for stationary battery energy storage system applications in Europe. – *Journal of Energy Storage* 9: 1–11.
- MÜLLER, T. & MÖST, D. (2018): Demand Response Potential. Available when Needed? – *Energy Policy* 115: 181–198.
- NELSON, T. & ORTON, F. (2013): A new approach to congestion pricing in electricity markets. Improving user pays pricing incentives. – *Energy Economics* 40: 1–7.
- NICKEL, M. & WALTER, B. (2005): Strompreise in Deutschland - Fakten und Hintergründe. – In: LANGERFELDT, M. (Edit.): Strompreisgestaltung in der deutschen Energiewirtschaft: 3–16. Energie & Management, Lüneburg.
- NITSCH, J., PREGGER, T., SCHOLZ, Y., NAEGLER, T., STERNER, M., GERHARDT, N., OEHSEN, A. von, PAPE, C., SAINT-DRENAN, Y.-M. & WENZEL, B. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. Berlin. 273 pp.
- NYKVIST, B. & NILSSON, M. (2015): Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. – *Nature Climate Change* (5): 329–332.
- OBI, M., JENSEN, S. M., FERRIS, J. B. & BASS, R. B. (2017): Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems. – *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67: 908–920.

- ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (1992): The Polluter-Pays Principle: OECD Analysis and Recommendations. Paris.
- PARK, C., KIM, H. & YONG, T. (2017): Dynamic characteristics of smart grid technology acceptance. – *Energy Procedia* 128: 187–193.
- PICCIARIELLO, A., RENESES, J., FRIAS, P. & SÖDER, L. (2015): Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies? – *Electric Power Systems Research* (119): 370–376.
- PITTIONI, V. (1983): Modelle und Mathematik. – In: STACHOWIAK, H. (Edit.): Modelle - Konstruktion der Wirklichkeit: 171–238. Wilhelm Fink Verlag, München.
- POHL, D. & HAUSMANN, S. (2013): Speichertechnologien 2013 - Technologien, Anwendungsbereiche, Anbieter. Schwerpunkt Photovoltaik. Bonn.
- POORTINGA, W., STEG, L., VLEK, C. & WIERSMA, G. (2003): Household preferences for energy-saving measures: A conjoint analysis. – *Journal of Economic Psychology* 24: 49–64.
- PROGNOS AG (Edit.) (2013): Zukunftsatlas 2013. Die Erfolgsrezepte der Aufsteiger. – Handelsblatt Verlagsgruppe, Düsseldorf.
- QUASCHNING, V. & HANITSCH, R. (1999): Lastmanagement einer zukünftigen Energieversorgung. Integration regenerativer Energien in die Elektrizitätsversorgung. – *BWK - Brennstoff Wärme Kraft* (10): 64–67.
- RAJEEV, T. & ASHOK, S. (2015): Dynamic load-shifting program based on a cloud computing framework to support the integration of renewable energy sources. – *Applied Energy* 146: 141–149.
- RENESES, J., RODRÍGUEZ, M. P. & PÉRRÉZ-ARRIAGA, I. J. (2013): Electricity Tariffs. – In: PÉRRÉZ-ARRIAGA, I. J. (Edit.): Regulation of the Power Sector: 397–442. Springer-Verlag, London.
- RODRÍGUEZ ORTEGA, M. P., PÉRRÉZ-ARRIAGA, J. I., ABBAD, J. R. & GONZÁLEZ, J. P. (2008): Distribution network tariffs: A closed question? – *Energy Policy* 36 (5): 1712–1725.
- SALVINI, C. (2017): Performance assessment of a CAES system integrated into a gas-steam combined plant. – *Energy Procedia* 136: 264–269.
- SCHÄFFER, A., JOCHEM, P. & FEURER, S. (2017): Incentivising Load Shifts from Residential Customers. – In: INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR ENERGY ECONOMICS (Edit.): 15th IAEE European Conference 2017.
- SCHEFFLER, J. (2016): Verteilnetze auf dem Weg zum Flächenkraftwerk. Rechtlicher Rahmen, Erzeuger, Netze. – Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.
- SHELLONG, W. (2016): Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen. – Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.
- SCHMIDT, O., HAWKES, A., GAMBHIER, A. & STAFFELL, I. (2017): The future cost of electrical energy storage based on experience rates. – *Nature Energy* 2.

- SCHRÖDER, A. (2017): Tophema: Die Anreizregulierungsnovelle und deren Bedeutung für die Netzbetreiber. – *Energiewirtschaftliche Tagesfragen - Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt* (3).
- SCHUMACHER, I. & WÜRFEL, P. (2015): *Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen. Energieeinkauf optimieren, Kosten senken.* – Springer Gabler, Wiesbaden.
- SEIDL, H. (13.02.2015): dena-Ergebnispapier: "Marktentwicklung Lastmanagement in Deutschland". Berlin.
- SENSFUß, F., RAGWITZ, M. & GENOESE, M. (2008): The merit-order effect. A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. – *Energy Policy* 36 (8): 3086–3094.
- SERVATIUS, H.-G., SCHNEIDEWIND, U. & ROHLFFING, D. (Edit.) (2012): *Smart Energy. Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem.* – Springer-Verlag, Berlin.
- SETZERMANN, T. (2017): Preisvergleichsliste Batteriespeichersysteme bei TST. <http://www.solarladen.de/tst-pv-produkte/preisvergleich/speichersysteme> (23.08.2017).
- SINN, H.-W. (2017): Buffering volatility. A study on the limits of Germany's energy revolution. – *European Economic Review* 99: 130–150.
- SOVACOO, B. K., KIVIMAA, P., HIELSCHER, S. & JENKINS, K. (2017): Vulnerability and resistance in the United Kingdom's smart meter transition. – *Energy Policy* 109: 767–781.
- SPILOTIS, K., RAMOS GUTIERREZ, A. I. & BELMANS, R. (2016): Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids. – *Applied Energy* 182: 613–624.
- SRIVASTAVA, A., VAN PASSEL, S. & LAES, E. (2018): Assessing the success of electricity demand response programs. A meta-analysis. – *Energy Research & Social Science* 40: 110–117.
- STACHOWIAK, H. (1983): Erkenntnisstufen zum Systematischen Neopragmatismus und zur Allgemeinen Modelltheorie. – In: STACHOWIAK, H. (Edit.): *Modelle - Konstruktion der Wirklichkeit*: 87–170. Wilhelm Fink Verlag, München.
- STAFFELL, I. & RUSTOMJI, M. (2016): Maximising the value of electricity storage. – *Journal of Energy Storage* 8: 212–225.
- STARZACHER, N. (2013): Smart Meter ohne Belastungen durch Funk und PLC: Bundesweite Verfügbarkeit über einen Messstellenbetreiber. – In: BERUFSVERBAND DEUTSCHER BAUBIOLOGEN VDB E. V. (Edit.): *Smart Meter, Smart Grids, Smart Home/Smart Buildings*. 1. Aufl. AnBUS e. V., Fürth.
- STATISTA GMBH (2017): Jährliche Entwicklung des Wechselkurses des Euro gegenüber dem US-Dollar von 1999 bis 2016 (in US-Dollar). <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/200194/umfrage/wechselkurs-des-euro-gegenueber-dem-us-dollar-seit-2001/> (06.11.2017).
- STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER (2018): Daten aus dem Gemeindeverzeichnis. Gemeinden in den Ländern nach Einwohnergrößenklassen.

- STATISTISCHES BUNDESAMT (2018): Einkommen, Einnahmen und Ausgaben privater Haushalte - Fachserie 15 Reihe 1 - 2016. Wiesbaden.
- STOLL, B., BUECHLER, E. & HALE, E. (2017): The value of demand response in Florida. – *The Electricity Journal* 30 (9): 57–64.
- TIEDEMANN, R. (2005): Lastprofilbezogene Kundensegmentierung in der Energiewirtschaft. Ein Beitrag zur strukturellen Segmentierung und Klassifizierung von Lastgangdaten mittels unscharfer Clusteranalyse. Dissertation. Cottbus.
- TIMPE, P. (März 2008): Wechselwirkungen von Energieverbrauch und demografischem Wandel. Eine räumlich differenzierte Bewertung sozio-demografischer Einflussgrößen auf die zukünftigen Energieausgaben der privaten Haushalte in den Stadt- und Landkreisen. Diplomarbeit. Dortmund.
- TONNE, C., BEEVERS, S., ARMSTRONG, B., KELLY, F. & WILINSON, P. (2008): Air pollution and mortality benefits of the London Congestion Charge: spatial and socioeconomic inequalities. – *Occupational and Environmental Medicine* 65 (9): 620–627.
- TORRITI, J., HASSAN, M. G. & LEACH, M. (2010): Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. – *Energy* 35: 1575–1583.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2006): 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. Washington DC.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2013): Grid Energy Storage. Washington DC.
- UBA (2017): Erneuerbare Energien in Zahlen. Strom aus erneuerbaren Energien. <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1> (15.11.2017).
- ULLI-BEER, S., HETTICH, P., KRATZ, B., KRAUSE, T., KUBLI, M., WALTHER, S. & KOBE, C. (2016): Netznutzungstarife im Zielkonflikt: Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien versus Verursachergerechtigkeit. White Paper 2 - August 2016.
- VIRNICH, M. (2013): Smart Meter, Smart Grid, Smart Building/Home - Innovationsziele, Technik, EMF-Emissionen und Maßnahmen zu ihrer Minimierung. – In: BERUFSVERBAND DEUTSCHER BAUBIOLOGEN VDB E. V. (Edit.): Smart Meter, Smart Grids, Smart Home/Smart Buildings. 1. Aufl. AnBUS e. V., Fürth.
- WENIGER, J., TJADEN, T., QUASCHNING, V. & BERGNER, J. (2014): Economics of Residential PV Battery Systems in the Self-Consumption Age. – In: EUROPEAN COMMISSION, DG JOINT RESEARCH CENTRE (Edit.): 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition: 3871–3877.
- WIECHMANN, H. (2008): Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen. Ein Modell für eine markt- und erzeugerorientierte Regelung der Stromnachfrage über ein zentrales Lastmanagement. Karlsruhe.

YANG, C., MENG, C. & ZHOU, K. (2018): Residential electricity pricing in China. The context of price-based demand response. – *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81: 2870–2878.

ZHENG, M., MEINRENKEN, C. J. & LACKNER, K. S. (2015): Smart households. Dispatch strategies and economic analysis of distributed energy storage for residential peak shaving. – *Applied Energy* 147: 246–257.

ZIEGLER, L., GONZALEZ, E., RUBERT, T., SMOLKA, U. & MELERO, J. J. (2018): Lifetime extension of onshore wind turbines. A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. – *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82: 1261–1271.

Anhang

A Dateianhang

Anhang 1: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Variation der Zinssätze für die ausgewählten Beispielskunden

Kundengruppe < 2.500 Bh	Zinssätze									
	Netzebene	0,0%	0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%
5	3.990,00 €	3.882,43 €	3.779,05 €	3.679,65 €	3.584,05 €	3.492,07 €	3.403,55 €	3.318,33 €	3.236,25 €	3.157,17 €
5 (min)	234,30 €	227,98 €	221,91 €	216,08 €	210,46 €	205,06 €	199,86 €	194,86 €	190,04 €	185,39 €
5 (max)	15.800,40 €	15.374,44 €	14.965,04 €	14.571,42 €	14.192,84 €	13.828,61 €	13.478,06 €	13.140,57 €	12.815,54 €	12.502,41 €
6	1.467,80 €	1.428,23 €	1.390,20 €	1.353,63 €	1.318,46 €	1.284,63 €	1.252,06 €	1.220,71 €	1.190,52 €	1.161,43 €
6 (min)	36,10 €	35,13 €	34,19 €	33,29 €	32,43 €	31,59 €	30,79 €	30,02 €	29,28 €	28,56 €
6 (max)	24.920,90 €	24.249,06 €	23.603,34 €	22.982,51 €	22.385,41 €	21.810,93 €	21.258,03 €	20.725,73 €	20.213,08 €	19.719,21 €
7	646,80 €	629,36 €	612,60 €	596,49 €	580,99 €	566,08 €	551,73 €	537,92 €	524,61 €	511,79 €
7 (min)	182,30 €	177,39 €	172,66 €	168,12 €	163,75 €	159,55 €	155,51 €	151,61 €	147,86 €	144,25 €
7 (max)	2.040,40 €	1.985,39 €	1.932,52 €	1.881,69 €	1.832,81 €	1.785,77 €	1.740,50 €	1.696,92 €	1.654,95 €	1.614,51 €
Netzebene	5,0%	5,5%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%	8,0%	8,5%	9,0%	9,5%
5	3.080,97 €	3.007,51 €	2.936,67 €	2.868,34 €	2.802,41 €	2.738,77 €	2.677,32 €	2.617,98 €	2.560,65 €	2.505,24 €
5 (min)	180,92 €	176,61 €	172,45 €	168,43 €	164,56 €	160,83 €	157,22 €	153,73 €	150,37 €	147,11 €
5 (max)	12.200,65 €	11.909,75 €	11.629,23 €	11.358,64 €	11.097,54 €	10.845,52 €	10.602,20 €	10.367,19 €	10.140,16 €	9.920,75 €
6	1.133,40 €	1.106,37 €	1.080,31 €	1.055,18 €	1.030,92 €	1.007,51 €	984,91 €	963,07 €	941,98 €	921,60 €
6 (min)	27,88 €	27,21 €	26,57 €	25,95 €	25,36 €	24,78 €	24,22 €	23,69 €	23,17 €	22,67 €
6 (max)	19.243,26 €	18.784,44 €	18.342,00 €	17.915,21 €	17.503,40 €	17.105,91 €	16.722,13 €	16.351,47 €	15.993,38 €	15.647,33 €
7	499,44 €	487,53 €	476,05 €	464,97 €	454,29 €	443,97 €	434,01 €	424,39 €	415,09 €	406,11 €
7 (min)	140,77 €	137,41 €	134,17 €	131,05 €	128,04 €	125,13 €	122,32 €	119,61 €	116,99 €	114,46 €
7 (max)	1.575,54 €	1.537,98 €	1.501,75 €	1.466,81 €	1.433,09 €	1.400,55 €	1.369,13 €	1.338,78 €	1.309,46 €	1.281,13 €
Netzebene	10,0%	10,5%	11,0%	11,5%	12,0%	12,5%	13,0%	13,5%	14,0%	14,5%
5	2.451,68 €	2.399,89 €	2.349,80 €	2.301,34 €	2.254,44 €	2.209,04 €	2.165,07 €	2.122,49 €	2.081,23 €	2.041,25 €
5 (min)	143,97 €	140,93 €	137,98 €	135,14 €	132,38 €	129,72 €	127,14 €	124,64 €	122,21 €	119,87 €
5 (max)	9.708,66 €	9.503,58 €	9.305,22 €	9.113,31 €	8.927,58 €	8.747,78 €	8.573,68 €	8.405,05 €	8.241,67 €	8.083,34 €
6	901,90 €	882,85 €	864,42 €	846,59 €	829,34 €	812,64 €	796,46 €	780,80 €	765,62 €	750,91 €
6 (min)	22,18 €	21,71 €	21,26 €	20,82 €	20,40 €	19,99 €	19,59 €	19,20 €	18,83 €	18,47 €
6 (max)	15.312,81 €	14.989,35 €	14.676,50 €	14.373,80 €	14.080,86 €	13.797,28 €	13.522,69 €	13.256,72 €	12.999,03 €	12.749,30 €
7	397,43 €	389,04 €	380,92 €	373,06 €	365,46 €	358,10 €	350,97 €	344,07 €	337,38 €	330,90 €
7 (min)	112,02 €	109,65 €	107,36 €	105,15 €	103,00 €	100,93 €	98,92 €	96,97 €	95,09 €	93,26 €
7 (max)	1.253,74 €	1.227,25 €	1.201,64 €	1.176,86 €	1.152,87 €	1.129,65 €	1.107,17 €	1.085,39 €	1.064,30 €	1.043,85 €
Kundengruppe ≥ 2.500 Bh	Zinssätze									
Netzebene	0,0%	0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%
5	94.162,20 €	91.623,70 €	89.183,89 €	86.838,12 €	84.582,00 €	82.411,36 €	80.322,27 €	78.310,99 €	76.373,98 €	74.507,90 €
5 (min)	5.525,20 €	5.376,25 €	5.233,09 €	5.095,44 €	4.963,06 €	4.835,69 €	4.713,11 €	4.595,09 €	4.481,43 €	4.371,94 €
5 (max)	372.602,20 €	362.557,29 €	352.902,89 €	343.620,63 €	334.693,09 €	326.103,83 €	317.837,23 €	309.878,54 €	302.213,76 €	294.829,62 €
6	23.823,20 €	23.180,95 €	22.563,68 €	21.970,19 €	21.399,39 €	20.850,22 €	20.321,67 €	19.812,82 €	19.322,75 €	18.850,63 €
6 (min)	585,10 €	569,33 €	554,17 €	539,59 €	525,57 €	512,08 €	499,10 €	486,60 €	474,57 €	462,97 €
6 (max)	404.492,00 €	393.587,38 €	383.106,69 €	373.029,99 €	363.338,38 €	354.013,98 €	345.039,88 €	336.400,03 €	328.079,25 €	320.063,12 €
7	8.776,90 €	8.540,29 €	8.312,87 €	8.094,22 €	7.883,93 €	7.681,60 €	7.486,87 €	7.299,40 €	7.118,85 €	6.944,91 €
7 (min)	2.473,50 €	2.406,82 €	2.342,73 €	2.281,11 €	2.221,84 €	2.164,82 €	2.109,95 €	2.057,11 €	2.006,23 €	1.957,21 €
7 (max)	27.687,10 €	26.940,69 €	26.223,30 €	25.533,55 €	24.870,17 €	24.231,93 €	23.617,66 €	23.026,27 €	22.456,72 €	21.908,02 €
Netzebene	5,0%	5,5%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%	8,0%	8,5%	9,0%	9,5%
5	72.709,55 €	70.975,94 €	69.304,20 €	67.691,61 €	66.135,59 €	64.633,70 €	63.183,60 €	61.783,10 €	60.430,08 €	59.122,54 €
5 (min)	4.266,41 €	4.164,69 €	4.066,60 €	3.971,97 €	3.880,67 €	3.792,54 €	3.707,45 €	3.625,28 €	3.545,88 €	3.469,16 €
5 (max)	287.713,54 €	280.853,60 €	274.238,46 €	267.857,40 €	261.700,19 €	255.757,17 €	250.019,11 €	244.477,27 €	239.123,34 €	233.949,40 €
6	18.395,64 €	17.957,04 €	17.534,08 €	17.126,09 €	16.732,42 €	16.352,44 €	15.985,56 €	15.631,23 €	15.288,91 €	14.958,11 €
6 (min)	451,80 €	441,03 €	430,64 €	420,62 €	410,95 €	401,62 €	392,61 €	383,90 €	375,50 €	367,37 €
6 (max)	312.338,00 €	304.890,93 €	297.709,63 €	290.782,43 €	284.098,25 €	277.646,58 €	271.417,42 €	265.401,28 €	259.589,12 €	253.972,36 €
7	6.777,29 €	6.615,70 €	6.459,87 €	6.309,56 €	6.164,53 €	6.024,54 €	5.889,37 €	5.758,83 €	5.632,71 €	5.510,84 €
7 (min)	1.909,97 €	1.864,43 €	1.820,52 €	1.778,16 €	1.737,28 €	1.697,83 €	1.659,74 €	1.622,95 €	1.587,41 €	1.553,06 €
7 (max)	21.379,24 €	20.869,50 €	20.377,95 €	19.903,79 €	19.446,26 €	19.004,65 €	18.578,27 €	18.166,47 €	17.768,63 €	17.384,17 €
Netzebene	10,0%	10,5%	11,0%	11,5%	12,0%	12,5%	13,0%	13,5%	14,0%	14,5%
5	57.858,60 €	56.636,42 €	55.454,30 €	54.310,60 €	53.203,74 €	52.132,25 €	51.094,70 €	50.089,75 €	49.116,09 €	48.172,51 €
5 (min)	3.395,00 €	3.323,28 €	3.253,92 €	3.186,81 €	3.121,86 €	3.058,99 €	2.998,11 €	2.939,14 €	2.882,01 €	2.826,64 €
5 (max)	228.947,92 €	224.111,76 €	219.434,08 €	214.908,41 €	210.528,55 €	206.288,63 €	202.183,03 €	198.206,39 €	194.353,62 €	190.619,84 €
6	14.638,33 €	14.329,11 €	14.030,04 €	13.740,68 €	13.460,64 €	13.189,55 €	12.927,05 €	12.672,79 €	12.426,46 €	12.187,73 €
6 (min)	359,52 €	351,92 €	344,58 €	337,47 €	330,59 €	323,94 €	317,49 €	311,24 €	305,19 €	299,33 €
6 (max)	248.542,82 €	243.292,75 €	238.214,72 €	233.301,71 €	228.547,00 €	223.944,20 €	219.487,21 €	215.170,22 €	210.987,71 €	206.934,37 €
7	5.393,03 €	5.279,11 €	5.168,92 €	5.062,31 €	4.959,14 €	4.859,27 €	4.762,56 €	4.668,89 €	4.578,13 €	4.490,18 €
7 (min)	1.519,86 €	1.487,75 €	1.456,70 €	1.426,66 €	1.397,58 €	1.369,44 €	1.342,18 €	1.315,78 €	1.290,21 €	1.265,42 €
7 (max)	17.012,52 €	16.653,16 €	16.305,58 €	15.969,28 €	15.643,83 €	15.328,77 €	15.023,69 €	14.728,20 €	14.441,91 €	14.164,46 €

Anhang 2: Berechnung der Stromgestehungskosten für fossile Erzeugung 2015 - 2020

Stromgestehungskosten - Erzeugung aus fossilen Brennstoffen

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistung	15.501 kW	15.501 kW	15.501 kW	15.501 kW	15.501 kW	15.501 kW
Benutzungsstunden	1.342 Bh	1.342 Bh	1.342 Bh	1.342 Bh	1.342 Bh	1.342 Bh
Jahr	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Jahreshöchstlast	15.501 kW	15.501 kW	15.501 kW	15.501 kW	15.501 kW	15.501 kW
Erzeugte Kilowattstunden	20.794.929 kWh	20.794.929 kWh	20.794.929 kWh	20.794.929 kWh	20.794.929 kWh	20.794.929 kWh
Kapitalgebundene Kosten	883.165 €/a	883.165 €/a	883.165 €/a	883.165 €/a	883.165 €/a	883.165 €/a
Anfangsinvestition	13.245.306 €	13.245.306 €	13.245.306 €	13.245.306 €	13.245.306 €	13.245.306 €
Gebäudekosten	173 €/kW	2.683.598 €	2.683.598 €	2.683.598 €	2.683.598 €	2.683.598 €
Modulkosten inkl. Peripherie	399 €/kW	399 €/kW	399 €/kW	399 €/kW	399 €/kW	399 €/kW
Transport bis Abnahme	68 €/kW	68 €/kW	68 €/kW	68 €/kW	68 €/kW	68 €/kW
Einbindung	179 €/kW	179 €/kW	179 €/kW	179 €/kW	179 €/kW	179 €/kW
Planung	547.499 €	35 €/kW				
Nutzungsdauer	25 Jahre	25 a				
Zinssatz	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Risikoaufschlag	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Rediteaufschlag	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Betriebsgebundene Kosten	285.636 €/a	285.636 €/a	285.636 €/a	285.636 €/a	285.636 €/a	285.636 €/a
Pacht	10 €/m ² /a	10.840 €/a				
Platzbedarf pro kW	0,07 m ² /kW	1.084 m ²				
Personalkosten	182.810 €/a	182.810 €/a	182.810 €/a	182.810 €/a	182.810 €/a	182.810 €/a
Versicherung	0,50 €/kW	7.751 €/a				
Wartung & Instandhaltung	0,41 Ct/kWh	0,41 Ct/kWh	0,41 Ct/kWh	0,41 Ct/kWh	0,41 Ct/kWh	0,41 Ct/kWh
Verbrauchsgebundene Kosten	1.407.818 €/a	1.431.908 €/a	1.455.744 €/a	1.479.579 €/a	1.503.415 €/a	1.527.250 €/a
Stromerzeugung	20.794.929 kWh	20.794.929 kWh	20.794.929 kWh	20.794.929 kWh	20.794.929 kWh	20.794.929 kWh
Wirkungsgrad elektrisch Erzeuger	48%	48%	48%	48%	48%	48%
Brennstoffbedarf (Hs)	48.179.807 kWh	48.179.807 kWh	48.179.807 kWh	48.179.807 kWh	48.179.807 kWh	48.179.807 kWh
Brennstoffkosten	1.407.818 €	1.431.908 €	1.455.744 €	1.479.579 €	1.503.415 €	1.527.250 €
Brennstoffpreis	1.291.219 €	1.315.309 €	1.339.144 €	1.362.980 €	1.386.815 €	1.410.651 €
Netzentgelt Leistungspreis	93.750 €	93.750 €	93.750 €	93.750 €	93.750 €	93.750 €
Netzentgelt Arbeitspreis	21.577 €	21.577 €	21.577 €	21.577 €	21.577 €	21.577 €
Messung, MSB	1.272 €	1.272 €	1.272 €	1.272 €	1.272 €	1.272 €
Gesamtkosten	2.576.620 €/a	2.600.709 €/a	2.624.545 €/a	2.648.380 €/a	2.672.216 €/a	2.696.052 €/a
	12,39 Ct/kWh	12,51 Ct/kWh	12,62 Ct/kWh	12,74 Ct/kWh	12,85 Ct/kWh	12,96 Ct/kWh

Anhang 3: Berechnung der Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen 2015 - 2020

Stromgestehungskosten - Erzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen

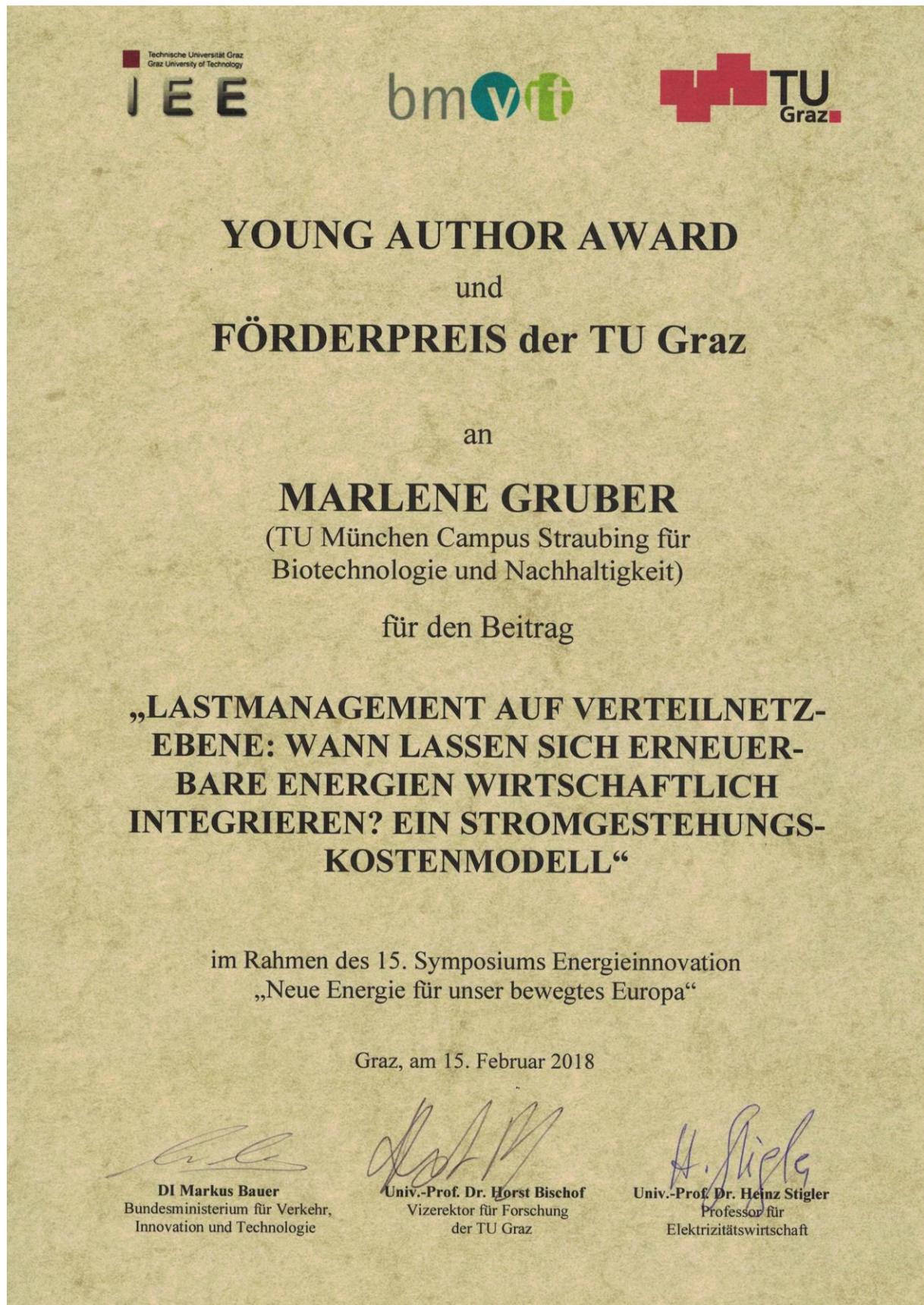
Jahr	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistung	2.628 kW					
Spez. Energieertrag	1.768 kWh/kW/a					
Jahreshöchstlast	2.628 kW					
Erzeugte Kilowattstunden	4.646.304 kWh					
Kapitalgebundene Kosten	339.536 €/a	296.934 €/a	274.293 €/a	269.981 €/a	265.787 €/a	261.705 €/a
Anfangsinvestition	4.459.059,00 €	3.899.575,76 €	3.602.237,10 €	3.545.609,20 €	3.490.532,96 €	3.436.925,59 €
Investition Modul + Peripherie	1.667,00 €/kW	1.483,86 €/kW	1.370,71 €/kW	1.349,17 €/kW	1.328,21 €/kW	1.307,81 €/kW
Modul >3 >= 4 MW, NH > 130 m < 140 m inkl. Transport	1.280,00 €/kW	1.112,89 €/kW	1.028,04 €/kW	1.011,87 €/kW	996,16 €/kW	980,86 €/kW
Peripherie	387,00 €/kW	370,96 €/kW	342,68 €/kW	337,29 €/kW	332,05 €/kW	326,95 €/kW
Fundament	5,00%	83,35 €/kW	74,19 €/kW	67,46 €/kW	66,41 €/kW	65,39 €/kW
Netzanbindung	5,00%	83,35 €/kW	74,19 €/kW	67,46 €/kW	66,41 €/kW	65,39 €/kW
Erschließung	3,00%	50,01 €/kW	44,52 €/kW	41,12 €/kW	40,47 €/kW	39,85 €/kW
Planung	6,00%	100,02 €/kW	89,03 €/kW	82,24 €/kW	80,95 €/kW	79,69 €/kW
Sonstiges	6,00%	100,02 €/kW	89,03 €/kW	82,24 €/kW	80,95 €/kW	79,69 €/kW
Nutzungsdauer	20 a					
Zinssatz	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Risikoaufschlag	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Renditeaufschlag	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Betriebsgebundene Kosten	145.565 €/a	135.333 €/a	129.895 €/a	128.860 €/a	127.853 €/a	126.872 €/a
Betriebsgebundene Kosten	58,00 €/kW	51,50 €/kW	49,43 €/kW	49,03 €/kW	48,65 €/kW	48,28 €/kW
Pacht	20,50%	31.247 €/a				
Personalkosten	15,00%	22.864 €/a				
Versicherungen	4,00%	6.097 €/a	5.823 €/a	5.413 €/a	5.196 €/a	5.114 €/a
Sonstiges	6,50%	9.908 €/a				
Wartung & Instandhaltung	1,69%	75.450 €/a	65.983 €/a	60.952 €/a	59.994 €/a	59.062 €/a
Ausgangsbasis W&I	49,50%	75.450 €/a	72.055 €/a	66.990 €/a	64.298 €/a	63.786 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten	9.293 €/a					
Direktvermarktungskosten	0,20 Ct/kWh	9.293 €/a				
Gesamtkosten	494.393 €/a	441.559 €/a	413.481 €/a	408.133 €/a	402.932 €/a	397.870 €/a
	10,64 Ct/kWh	9,50 Ct/kWh	8,90 Ct/kWh	8,78 Ct/kWh	8,67 Ct/kWh	8,56 Ct/kWh

Anhang 4: Berechnung der Stromgestehungskosten für PV-Freiflächenanlagen 2015 - 2020

Stromgestehungskosten - Erzeugung aus PV-Freiflächenanlagen

Jahr	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistung	2.100 kW					
Spez. Energieertrag	1.192 kWh/kW/a					
Jahreshöchstlast	2.100 kW					
Erzeugte Kilowattstunden	2.503.200 kWh					
Kapitalgebundene Kosten	135.421 €/a	134.466 €/a	130.274 €/a	126.313 €/a	122.572 €/a	119.039 €/a
Anfangsinvestition	967,14 €/kW	2.030.983,78 €	2.016.665,07 €	1.894.383,75 €	1.838.273,64 €	1.785.288,75 €
Modul	513,51 €/kW	509,89 €/kW	494,00 €/kW	478,97 €/kW	464,79 €/kW	451,39 €/kW
Peripherie	453,62 €/kW	450,42 €/kW	436,38 €/kW	423,11 €/kW	410,58 €/kW	398,75 €/kW
Non-Module und Wechselrichter Hardware	242,99 €/kW	241,28 €/kW	233,75 €/kW	226,65 €/kW	219,93 €/kW	213,59 €/kW
Installation	92,63 €/kW	91,97 €/kW	89,11 €/kW	86,40 €/kW	83,84 €/kW	81,42 €/kW
Planung & Unvorhergesehenes	118,01 €/kW	117,17 €/kW	113,52 €/kW	110,07 €/kW	106,81 €/kW	103,73 €/kW
Nutzungsdauer	25 a					
Zinssatz	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Risikoaufschlag	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Rediteaufschlag	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Betriebsgebundene Kosten	29.355 €/a	29.287 €/a	28.985 €/a	28.700 €/a	28.430 €/a	28.176 €/a
Wartung & Instandhaltung	0,30%	6.092,95 €/a	6.050,00 €/a	5.861,37 €/a	5.683,15 €/a	5.514,82 €/a
Versicherung	0,18%	3.655,77 €/a	3.630,00 €/a	3.516,82 €/a	3.409,89 €/a	3.308,89 €/a
Personalkosten	3,36 €/kW	7.056,00 €/a				
Sonstige Kosten	1,24 €/kW	2.604,00 €/a				
Pacht	9.946,67 €/a					
Platzbedarf	0,0019 ha/kW	3,98 ha				
Kosten pro ha	2.500,00 €/ha	2.500,00 €/a				
Verbrauchsgebundene Kosten	3.755 €/a					
Direktvermarktungskosten	0,15 Ct/kWh	3.755 €/a				
Gesamtkosten	168.531 €/a 6,73 Ct/kWh	167.508 €/a 6,69 Ct/kWh	163.014 €/a 6,51 Ct/kWh	158.767 €/a 6,34 Ct/kWh	154.757 €/a 6,18 Ct/kWh	150.970 €/a 6,03 Ct/kWh

Anhang 5: Auszeichnung mit dem Young Author Award und dem Förderpreis der TU Graz im Rahmen des 15. Symposiums Energieinnovation am 15.02.2018



B Glossar

RLM-Kunden	Gemäß § 18 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) muss bei Kunden mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 100.000 kWh eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung (RLM) durchgeführt werden. Kunden, die aufgrund der Höhe des Verbrauchs in die registrierende Leistungsmessung fallen, werden als RLM-Kunden bezeichnet.
SLP-Kunden	Im Gegensatz zu Kunden mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 100.000 kWh muss der Verteilnetzbetreiber bei Kunden mit einem geringeren Verbrauch keine registrierende Leistungsmessung durchführen. Stattdessen legt § 12 StromNZV fest, dass standardisierte Lastprofile (SLP) als vereinfachende Methode zur Abwicklung der Stromlieferung an Endkunden angewendet werden können. Standardisierte Lastprofile orientieren sich am typischen Lastverlauf definierter Kundengruppen (z. B. Gewerbe, Haushalte, Landwirtschaft, Heizwärmespeicher), § 12 StromNZV. Es erfolgt also eine grobe Abschätzung der zeitlichen Verteilung des Stromverbrauchs im Abrechnungszeitraum je nach Art des Verbrauchers.
Übertragungsnetzbetreiber	Das Übertragungsnetz überträgt Strom überregional und über große Distanzen hinweg zu den nachgelagerten Verteilnetzen oder auch an andere europäische Länder im Höchstspannungsbereich. Das deutsche Strom-Übertragungsnetz ist in vier Regelzonen aufgeteilt, die die Netzbetreiber TenneT, Amprion, 50Hertz und TransnetBW bewirtschaften. Diese werden als Übertragungsnetzbetreiber bezeichnet.
Verteilnetzbetreiber	Das Verteilnetz stellt die regionale Stromversorgung sicher und leitet die elektrische Energie zu den einzelnen Endverbrauchern im Nieder- und Mittelspannungsbereich. Die Betreiber dieses Teils des Stromnetzes werden als Verteilnetz- oder Verteilernetzbetreiber bezeichnet. In Deutschland existieren rund 890 Verteilnetzbetreiber wie beispielsweise die Stadtwerke Neuburg an der Donau.