

Masterthesis

Dynamische Stromtarife bei Haushaltskunden – Entwicklung eines Potenzial- und Bedarfsanalyse-Tools für Energieversorger in Zusammenarbeit mit den Stadtwerken Norderstedt

Abgabe am 27.04.2020

Sommersemester 2020

SRH Hochschule für Logistik und Wirtschaft Hamm

Fachbereich Energie

Erstprüfer: Prof. Dr. Andreas Kirst

Praxisbetreuer: Dipl.-Ing. Thorsten Meyer

Name	Rene Beele
Straße	Spechtkehre 49d
Ort	30627 Hannover
Matrikelnummer	3400798
Fachsemester	8
E-Mail	rene.beele@posteo.de

I. Inhaltsverzeichnis

I.	Inhaltsverzeichnis	2
II.	Abkürzungsverzeichnis	5
III.	Abbildungsverzeichnis	7
IV.	Tabellenverzeichnis	9
1	Management Summary	10
2	Einleitung und Relevanz der Aufgabenstellung	11
2.1	Ziele, Methodik und Aufbau der Arbeit.....	12
2.2	Methodische Begriffsbestimmung und kontextuale Einordnung	14
2.2.1	Potenzialanalysen	14
2.2.2	Bedarfsanalysen	14
3	Status-Quo Forschung und Praxis dynamischer Stromtarife	17
3.1	Ausgestaltungsmöglichkeiten und Ziele dynamischer Stromtarife.....	17
3.1.1	Time-of-use pricing (TOU)	21
3.1.2	Real-time pricing (RTP).....	23
3.1.3	Peak time pricing (PTP)	26
3.2	Dynamische Stromtarife bei den Stadtwerken Norderstedt	27
3.2.1	Marktverfügbares Stromtarifangebot der SWN für Privatkunden.....	27
3.2.2	SparWatt-Tarifoptionen im Rahmen des Forschungsvorhabens	27
3.3	Best-Practices-Analyse – Blick ins Ausland.....	29
3.3.1	Staaten mit volatiler Einspeisung durch Wind- und PV-Anlagen	31
3.3.2	Staaten mit Ballungszentren und hoher individueller Strom-Nachfrage.....	33
3.4	Zwischenfazit	35
4	Globale Umweltanalyse dynamischer Stromtarife	37
4.1	Technische Einflussfaktoren	38
4.2	Regulatorische Einflussfaktoren.....	41
5	Kundenperspektive: Einsparpotenzial für Haushaltskunden	45
5.1	Aktuelle Strompreisbestandteile für Haushalte	45
5.1.1	Energiebeschaffung/ Vertrieb/ Marge	48
5.1.2	Netzentgelt inkl. Messstellenbetrieb.....	49
5.1.3	EEG-Umlage	53
5.1.4	Mehrwertsteuer	54
5.2	Reformoptionen relevanter HHK-Strompreisbestandteile	55

5.2.1	Mögliche Netzentgelt-Reformen.....	55
5.2.2	Mögliche EEG-Umlage-Reformen.....	57
5.3	Tarifmanager zur Berechnung des Einsparpotenzials	58
5.3.1	Typisierung von Haushalten (in Norderstedt).....	59
5.3.2	Jahresstromverbrauch	59
5.3.3	Struktur der Lastkurve.....	60
5.3.4	Verschiebbare Lasten	60
5.3.5	Preiselastizität der Nachfrage	60
5.3.6	Modellberechnungen für exemplarische Haushaltskunden-Typfälle.....	62
5.4	Zwischenfazit und Methodenkritik	63
6	Marktperspektive: Strategische Potenzialanalyse.....	65
6.1	Sozio-strukturelle Rahmenbedingungen	66
6.1.1	Anzahl der Haushalte.....	66
6.1.2	Haushaltstypen	67
6.1.3	Einkommensstruktur	68
6.1.4	Haushaltsstruktur und Energiewendetechnologie-Anwender	70
6.1.5	Siedlungsstruktur	71
6.1.6	Altersstruktur der Bevölkerung.....	72
6.1.7	Gender-Struktur	73
6.2	Rahmenbedingungen aus der Erzeugung Erneuerbarer Energien.....	73
6.2.1	Anlagenzahl, Leistung und Stromproduktion PV- vs. WEA.....	73
6.2.2	Zubau von PV-Anlagen	76
6.2.3	Zubau von Onshore-WEA	77
6.2.4	Zubau von Offshore-WEA	78
6.3	Verbrauchsseitige Rahmenbedingungen	79
6.3.1	Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen	80
6.3.2	Elektromobilität.....	82
6.3.3	Stationäre Stromspeicher.....	86
6.3.4	Weitere Power-to-X Technologien	88
6.4	Netzseitige Rahmenbedingungen	89
6.4.1	Netznutzungsentgelte und deren Entwicklung	90
6.4.2	EinsMan-Maßnahmen.....	91
6.4.3	Spitzenkappung	95
6.4.4	Fortschreitender Netzausbau und Ausbaubedarf	96
6.5	Herleitung eines Indikatorensystems für strategische Potenziale.....	96

6.6	Zwischenfazit und Methodenkritik	98
7	Unternehmensperspektive: Bedarfsanalyse	99
7.1	Methodisches Vorgehen im Rahmen der Experteninterviews	99
7.1.1	Forschungsfragen und Interviewform.....	99
7.1.2	Kandidatenauswahl.....	100
7.1.3	Erwartete Antwortbereiche.....	101
7.1.4	Ergebniszusammenführung und Clusterbildung	101
7.2	Auswertung der Experteninterviews.....	102
7.2.1	Ressourcen und Kompetenzen (FF I.).....	102
7.2.2	Besondere Herausforderungen (FF II.).....	104
7.2.3	Lessons Learned (FF III.).....	105
7.2.4	Business-Model-Transfer (FF IV.).....	107
7.3	Ableiten eines Projekt-Strukturplans und -Zeitplans	108
7.4	Zwischenfazit und Methodenkritik.....	111
8	Entwicklung eines Potenzial- und Bedarfsanalyse-Tools.....	112
8.1	Konzept des Potenzial- und Bedarfsanalysetools.....	112
8.1.1	Definition der Zielgruppe	112
8.1.2	Ziel des Tools.....	112
8.1.3	Architektur des Tools	113
8.1.4	Wahl der Tool-Umgebung	114
8.2	Toolsimulation und exemplarische Auswertungen.....	115
8.3	Zwischenfazit und Methodenkritik.....	115
9	Gesamtfazit und kritische Würdigung	117
V.	Literaturverzeichnis	120
VI.	Verzeichnis der Anhänge	133

II. Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
CPR	Critical-Peak-Rebate Tarif
EE	Erneuerbare Energien
EEA	Erneuerbare-Energien-Anlagen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EFH	Einfamilienhaus
EinsMan	Einspeisemanagement
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EW	Einwohner
HHK	Haushaltskunden
iMSys	Intelligentes Messsystem (hier definiert als „Smart Meter“)
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LoRaWan	Long Range Wide Area Network
LTE	Long Term Evolution
MFH	Mehrfamilienhaus
mME	Moderne Messeinrichtung
MSB	Messstellenbetrieb
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NEW 4.0	Norddeutsche Energiewende Verbundforschungsprojekt
NNE	Stromnetzentgelt
PSP	Projektstrukturplan
PTP	Peak-Time-Pricing Tarif
PtX	Power-to-X (Sektorenkopplung)
PV	Photovoltaik
PZP	Projektzeitplan
RTP	Real-Time-Pricing Tarif
SINTEG	Schaufenster intelligente Energiewende
SLP	Standardlastprofil

SMG	Smart-Meter-Gateway (Kommunikationseinheit)
SMGW(A)	Smart Meter Gateway (Administrator)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
SW	Stadtwerke
SWN	Stadtwerke Norderstedt
TOU	Time-of-Use Tarif
UStG	Umsatzsteuergesetz
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VPP	Variable-Peak-Pricing Tarif
VPR	Variable-Peak-Rebate Tarif
WAN	Wide Area Network
WEA	Windenergieanlagen
WLAN	Wireless Local Area Network
ZFH	Zweifamilienhaus

III. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufbau der Masterthesis	13
Abbildung 2: Vom Bedürfnis zur Nachfrage	15
Abbildung 3: Vergleich ausgewählter zeitvariabler Stromtarife	23
Abbildung 4: Preisdynamik bei aWATTar am Beispieltag 20.01.2020	25
Abbildung 5: Dynamisches NEW-4.0-Tarifmodell der Stadtwerke Norderstedt	28
Abbildung 6: EE-Mix an Gesamtstromerzeugung (2018).....	30
Abbildung 7: Grundmodell des strategischen Managementprozesses	37
Abbildung 8: Übersicht globale Umweltanalyse für dynamische Stromtarife	38
Abbildung 9: Smart-Meter-Gateway Systemarchitektur	39
Abbildung 10: Aufgaben des Smart-Meter-Gateway-Administrators	42
Abbildung 11: Entwicklung der HHK-Strompreisbestandteile (2006-2019).....	46
Abbildung 12: Preisverlauf EPEX-Spot für DE Day-Ahead Spot (2019)	49
Abbildung 13: Entwicklung der HHK-Netzentgelte (2006-2019)	50
Abbildung 14: Entwicklung der EEG-Umlage (2006-2019)	53
Abbildung 15: Modelltheoretische Annahmen auf Nachfrageseite	59
Abbildung 16: HHK-Ersparnisbandbreiten	63
Abbildung 17: Indikator-Ebenen für strategische Potenziale dyn. Stromtarife	65
Abbildung 18: Neuakquise von NEW 4.0-Testkunden seit Projektbeginn	67
Abbildung 19: Vergleich der Haushalts-Nettoeinkommen.....	69
Abbildung 20: Anteil an Energiewendern nach Besiedlungsdichte	72
Abbildung 21: Umsetzbarkeit und Alltagspraktikabilität des Projekt-Tarifs	72
Abbildung 22: Stromproduktion aus EEA (1990-2019)	74
Abbildung 23: Vergleich PV vs. WEA inst. Leistung auf Niederspannungsebene	75
Abbildung 24: Ladeanteile nach Marktlokationen	83
Abbildung 25: Möglichkeiten der PtX-Sektorenkopplung	89
Abbildung 26: Betriebsnotwendige Kosten für Stromnetzbetreiber.....	91
Abbildung 27: Entwicklung Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan [in GWh]	92
Abbildung 28: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit (Top-5 in 2018) [in GWh]	92
Abbildung 29: Börsenstrompreise (DE Day-Ahead Spot-Price) während EinsMan- bedingter Ausfallarbeit durch WEA im SH-Netzgebiet (2019)	93
Abbildung 30: EinsMan-Historie anhand der kartographischen SH-Netzampel.....	95
Abbildung 31: Gewichtetes Indikatorensystem für strategische Potenziale	97
Abbildung 32: Benötigte Ressourcen (extern/intern)	102

Abbildung 33: Benötigte Kompetenzen und Know-how	103
Abbildung 34: Besondere Herausforderungen	104
Abbildung 35: Lessons-Learned und Fallstricke	105
Abbildung 36: Business-Model-Transfer	107
Abbildung 37: Exemplarischer und generalisierter Projektstrukturplan.....	110
Abbildung 38: Struktur und Architektur des Potenzial- und Bedarfsanalysetools	114
Abbildung 39: SWN-Konzernstruktur und verbundene Unternehmen	134

IV. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Tariftypen preisanreizbasierter dynamischer Stromtarife.....	19
Tabelle 2: Tariffdifferenzierungsmerkmale zeitabhängiger Stromtarife.....	19
Tabelle 3: Zieldimensionen dynamischer Stromtarife	21
Tabelle 4: Smart-Meter Preisobergrenzen für Letztverbraucher (§§31-34 MsbG).....	43
Tabelle 5: Strompreisbestandteile für HHK.....	47
Tabelle 6: Sammlung relevanter Netzentgelt-Reformoptionen	56
Tabelle 7: Sammlung relevanter EEG-Umlage-Reformoptionen	57
Tabelle 8: Haushaltstypen in Norderstedt.....	59
Tabelle 9: Zusammenfassung der verbrauchsseitigen Annahmen	62
Tabelle 10: Gewichtete Tarif-Teilnahmequoten nach Einkommensklassen	70
Tabelle 11: Zubau installierte PV-Leistung (2014-2018).....	76
Tabelle 12: Zubau installierte Onshore-WEA-Leistung (2014-2018)	78
Tabelle 13: Anteil und Entwicklung Wärmepumpen an Heizungen in Neubauten	81
Tabelle 14: Entwicklung Anzahl und Anteile von Elektro-PKWs (2015-2019)	84
Tabelle 15: Entwicklung geschätzter Entschädigungsansprüche aus EinsMan	94
Tabelle 16: Forschungsfragen und Methodik der Experteninterviews	99
Tabelle 17: Übersicht der Interviewpartner	100
Tabelle 18: Ausgewählte Kennzahlen der SW Norderstedt in 2017	135

1 Management Summary

Dynamische Stromtarife können bei zielgerichteter Ausgestaltung für das Haushaltskundensegment ein wirksames Instrument zur Laststeuerung darstellen. Dafür eignen sich insbesondere Bonus-Event-Tarife aufgrund ihrer überschaubaren Komplexität und der positiven Signal-Wirkung.

Dies setzt auf Seite der Kunden kurzfristig steuerbare Verbrauchseinrichtungen voraus, die automatisch – teils ohne Vorankündigung – auf Preisanreize der Energielieferanten mit einer Nachfrageveränderung reagieren. Dabei sind insbesondere Haushalte mit hoher Last bzw. hohen Lastflexibilisierungsmöglichkeiten geeignet. Von der Lasthöhe bzw. dem Flexibilisierungsgrad ist einerseits die erzielbare Einsparung je Kunde abhängig. Andererseits hängt die Ersparnis maßgeblich von der Tarifgestaltung ab.

Die derzeit wirtschaftlich bereitgestellten Tarifangebote führen zu einem niedrigen Niveau kundenseitiger Lastverschiebungen und Einsparungen. Dies ist auf die regulatorischen Hürden bei den Strompreisbestandteilen zurückzuführen. Würden Netzentgelte sowie die EEG-Umlage dynamisiert, ergäbe sich ein höheres Ersparnispotenzial.

Weiterhin werden Smart-Meter für eine eichrechtskonforme Abrechnung benötigt. Typische Haushaltskunden sind von den gesetzlichen Bestimmungen zur Einbaupflicht des Messstellenbetreibers seit Beginn des Jahres 2020 ausgenommen. Der Einbau kann jedoch auf freiwilliger Basis erfolgen.

Energieversorger benötigen in zunehmend größerem Umfang Instrumente des Lastmanagements, da auf der einen Seite immer mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen volatil in das Netz einspeisen und auf der anderen Seite immer mehr Bereiche durch Elektrofahrzeuge oder Heizungssysteme elektrifiziert werden. Gleichzeitig schreitet der Netzausbau schleppend voran, sodass bei der Weiterentwicklung einer der beiden vorgenannten Aspekte Netzengpässe drohen.

Entscheidet sich ein Energieversorger aufgrund vorgenannter Einflussfaktoren für die Einführung eines dynamischen Stromtarifs, sieht er sich einem umfangreichen Projekt mit komplexen Zusammenhängen und Strukturen ausgesetzt.

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Potenzial- und Bedarfsanalysetool kann Energieversorger dabei unterstützen, das strategische Potenzial dynamischer Stromtarife mithilfe einer geeigneten Struktur individuell einzuordnen. Zudem liefern bedarfsorientierte Handlungsempfehlungen Hinweise für die Vorbereitung.

2 Einleitung und Relevanz der Aufgabenstellung

Energiewende, Strommarkt-Flexibilisierung, Digitalisierung, Smart-Meter, Power-to-X, Elektromobilität, Batteriespeicher und dynamische Stromtarife sind nicht nur beliebte Schlagworte in der jüngeren energiewirtschaftlichen und -politischen Diskussion, sondern auch umfassende Themengebiete mit hoher Komplexität und Marktdynamik.

Vor dem Hintergrund eines sich sehr stark wandelnden Branchenumfeldes ergeben sich eine Vielzahl von Schnittstellen mit unterschiedlichsten Akteuren: Dabei stellen Gesetzgeber, Behörden, EVUs, Netzbetreiber, Messstellenbetreiber, Energiedienstleister und Stromkunden eine Auswahl dar.

Dieses umfangreiche Themen- und Akteursumfeld beeinflusst in unterschiedlichstem Maße energiewirtschaftliche Innovationen und wirkt sich somit auch auf dynamische Stromtarife für Haushalte aus. Diese sind seit längerer Zeit ein immer wieder und viel diskutiertes Thema in Forschung, Politik und Energiewirtschaft. Immer wieder gab es verschiedenste Vorstöße, dynamische Stromtarife marktreif anbieten zu können – in der Regel verblassten die Ideen schnell wieder hinter den Erwartungen der Geschäftsführung, weil etwa regulatorisch zulässige, dynamische Tarifangebote kaum wahrgenommen oder akzeptiert wurden. Gründe dafür werden häufig auf Kundenseite gesucht: Geringer Automatisierungsgrad des eigenen Stromverbrauchs, zu hohe Kosten des Komfortverlusts, fehlendes energiewirtschaftliches Verständnis, fehlende technische Ausstattung oder einfach zu geringe finanzielle Anreize.

Es wird angenommen, dass ein weiterer Grund für die mangelnde Nachfrage der Kunden auch in den bisher unpassenden Angeboten der Energieversorger zu suchen ist. Hierbei könnten innovative, passgenaue dynamische Stromtarife eine Lösung bieten. Diese scheiterten jedoch in der Vergangenheit häufig an der Gesamtkomplexität im Zusammenspiel aus vielen Teil-Herausforderungen.

Mit Fortschreiten der politisch initiierten *Energiewende* stellt sich vielerorts eine bessere Beobachtbarkeit und damit auch eine erhöhte Wahrnehmung für o. g. energiewirtschaftliche Themen ein. Zudem betrifft die Energiewende immer mehr Haushalte auch direkt: Steigende Strompreise, Ausbau von Photovoltaik-Anlagen auf den Dächern der Siedlung, öffentliche Diskussionen und Anhörungen über Abstandsregelungen bei Windkraftanlagen, Förderung für Elektrofahrzeuge und hocheffiziente Wärmepumpen sowie der Einbau moderner oder intelligenter Messsysteme sind nur einige Beispiele.

Gleichzeitig, und teilweise auch bedingt durch obige Veränderungen, stellen sich für Energieversorger (EVU) neue Möglichkeiten für Produkte und Dienstleistungen dar. So sind auch dynamische Stromtarife vor dem Hintergrund sich verändernder gesellschaftlicher, regulatorischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen für den Praxiseinsatz neu zu bewerten.

Diese Arbeit soll EVUs eine ganzheitliche Übersicht darüber geben, anhand welcher wesentlicher Einflussfaktoren und Zusammenhänge die Einführung eines dynamischen Stromtarifs für den eigenen Kundenstamm als zielführend bewertet werden kann. Dabei sollen sie mithilfe eines Potenzialanalysetools unterstützt werden.

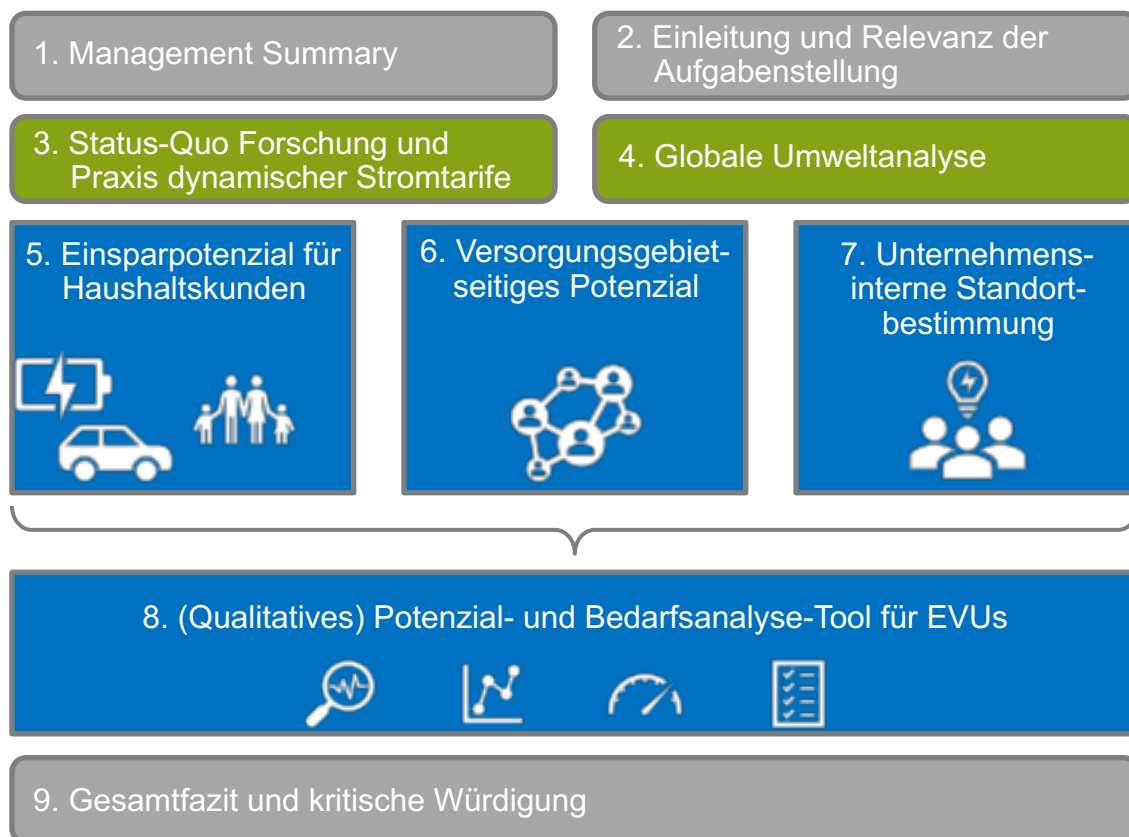
Darüber hinaus können EVUs von jüngeren Feldtests profitieren. So haben etwa die Stadtwerke Norderstedt (SWN) Ende 2018 einen dynamischen Stromtarif im eigenen Versorgungsgebiet – eingebettet in das BMWi-finanzierte Forschungsprojekt „NEW 4.0“ – eingeführt. Anhand der dort gemachten Erfahrungen sollen unternehmensspezifische Handlungsempfehlungen bei Einführung eines dynamischen Stromtarifs in anderen Versorgungsgebieten weitergegeben werden. Dies leistet das im Rahmen dieser Masterthesis entwickelte Bedarfsanalysetool.

2.1 Ziele, Methodik und Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit hat den Anspruch, eine komplexe Aufgabenstellung für die energiewirtschaftliche Praxis nutzenstiftend zu erarbeiten. Dabei ist das Thema einerseits in der Breite sehr umfassend, andererseits erfordert es an zahlreichen Stellen spezifisches Fachwissen, welches zum Teil beim Leser vorausgesetzt werden kann.

Der Hauptteil der Masterarbeit gliedert sich nach den ersten beiden einleitenden Kapiteln in drei nebeneinanderstehende Teilbereiche (Abbildung 1). Diese lauten namentlich: *Einsparpotenzial für Haushaltskunden*, *Versorgungsgebietseitiges Potenzial* sowie *Unternehmensinterne Standortbestimmung*. Die Ergebnisse dieser drei Kapitel münden in dem (*qualitativen*) *Potenzial- und Bedarfsanalyse-Tool für Energieversorger*.

In dieser Masterthesis soll das Einsparpotenzial dynamischer Tarife für durchschnittliche Haushaltskunden (HHK) vor dem Hintergrund sich in Zukunft verändernder Rahmenbedingungen herausgearbeitet werden. Dabei soll zum einen auf aktuelle Studienergebnisse, Prognosen und valide Annahmen über die Zukunft zurückgegriffen werden. Zum anderen sollen Modellberechnungen auf Basis von Jahresverbrauchsdaten ausgewählter Haushalte der SW Norderstedt durchgeführt werden.

Abbildung 1: Aufbau der Masterthesis

Ausgehend vom individuellen kundenseitigen, finanziellen Potenzial sollen weiterhin marktgebietsseitige Struktur-Parameter identifiziert und – am Praxisbeispiel der SW Norderstedt – validiert werden. Anhand dieser Parameter soll sich das strategische Potenzial für das anbietende Stadtwerk hinsichtlich der Einführung eines dynamischen Tarifs in dem jeweiligen Versorgungsgebiet bestimmen lassen. Dabei werden (öffentlich) verfügbare Strukturdaten über das Versorgungsgebiet herangezogen und so zusammengeführt, dass daraus Indikatoren über den Grad der Wirtschaftlichkeit abgeleitet werden können.

Neben den Marktbedingungen des Versorgungsgebietes sollen – ausgehend vom Praxisbeispiel der Stadtwerke Norderstedt – die notwendigen unternehmensinternen und -externen Ressourcen, Kompetenzen, Maßnahmen und Schritte bei der Einführung eines dynamischen Tarifs im dortigen Versorgungsgebiet systematisch erfasst werden. Hierfür sollen semi-strukturierte, mündlich-persönliche Interviews durchgeführt werden. Im Anschluss sollen die Erkenntnisse strukturiert, generalisiert und zu einem exemplarischen Projektstrukturplan zusammengetragen werden.

Abgeleitet aus den verschiedenen Szenarien und Sensitivitäten der Kundenperspektive (*Kapitel 5*), den Indikatoren über das Versorgungsgebiet (*Kapitel 6*) und den Erkenntnissen aus der unternehmensinternen Perspektive (*Kapitel 7*) soll abschließend ein Potenzial- und Bedarfsanalyse-Tool für Energieversorger entwickelt werden, welches eine kriteriengeleitete strategische Potenzial-Einordnung vornehmen lässt und ggf. Hilfestellungen und Anregungen bei der Einführung eines dynamischen Tarifs im eigenen Versorgungsgebiet liefern soll (*Kapitel 8*).

2.2 Methodische Begriffsbestimmung und kontextuale Einordnung

2.2.1 Potenzialanalysen

Potenzialanalysen werden regelmäßig in Bereichen der strategischen Unternehmensplanung eingesetzt. Es handelt sich dabei um ein Instrument zur Bestimmung der Position des eigenen Unternehmens bzw. Unternehmensbereiches im Vergleich zum Wettbewerb. Dabei kann sowohl die Kundenseite, die Wettbewerbsseite als auch die Seite des eigenen Unternehmens im Fokus der Betrachtung liegen.¹

Aufgrund des Ziels der vorliegenden wissenschaftlichen Arbeit sollen mithilfe von Potenzialanalysen insbesondere die beiden Fragen nach *Machbarkeit* und *Wirtschaftlichkeit* beantwortet werden:

1. Kann ein dynamischer Stromtarif derart ausgestaltet werden, dass dieser eine finanzielle Ersparnis für den **Kunden** zur Folge hat? (*Kapitel 5*)
2. Lassen sich im Versorgungsgebiet ausreichende Marktchancen erkennen, sodass die Einführung eines dynamischen Tarifs auch auf Seiten des **Energieversorgers** Nutzen stiftet und ebenfalls Einsparungen mit sich bringt? (*Kapitel 6*)

2.2.2 Bedarfsanalysen

Zunächst einmal ist festzuhalten, dass eine Bedarfsanalyse in vielfältigen Kontexten durchgeführt werden kann und daher der Begriff in Praxis und Wissenschaft divers verwendet wird: Zu den unterschiedlichen Kontextbereichen zählen etwa Personalmanagement, Produktforschung, Beratung² sowie Vertrieb³ und Marketing.

Allen gemeinsam ist, dass dabei der benötigte Bedarf für eine spezifische Leistung (Produkte, Dienstleistungen, Personal) ermittelt werden soll. Lediglich die Leistungsart sowie die Zielstellungen der Analysen variieren dabei.

¹ Vgl. Best und Weth (2010), S. 33.

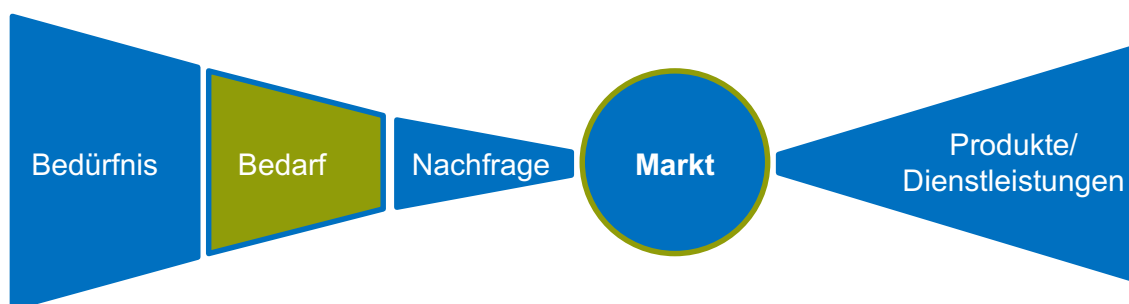
² Vgl. Schmetzer (2015), Online.

³ Vgl. Schröder (2019), S. 60ff.

„Der Bedarf im wirtschaftlichen Sinne beinhaltet nur denjenigen Teil der Bedürfnisse, den ein Individuum mit den ihm zur Verfügung stehenden Mitteln befriedigen kann und will. Bedarfe sind also die mit Kaufkraft ausgestatteten Bedürfnisse.“⁴

Aus dem marketingseitig betrachteten Modell (Abbildung 2) geht hervor, dass sich aus einem Bedarf erst dann eine Nachfrage entwickelt, wenn diese tatsächlich verlangt und somit am Markt wirksam wird.⁵

Abbildung 2: Vom Bedürfnis zur Nachfrage⁶



Aus Endkundensicht kann demnach – etwa aus dem individuellen Bedürfnis nach einer günstigen, neuartigen, energiewendeförderlichen und/oder digital-unterstützten Versorgung mit dem Gut *Strom* – ein Bedarf nach einem geeigneten (dynamischen) Stromtarif entstehen. Sobald Bedürfnis und Bedarf von dem Einzelnen erkannt wurden, kann daraus ein Abgleich mit den am Markt verfügbaren Angeboten resultieren, der letztlich in der Nachfrage nach einem dort angebotenen Produkt münden kann.

Aus Sicht der EVUs – und dies stellt den Schwerpunkt der in Kapitel 7 folgenden Bedarfsanalyse dar – müssen diese vorstehenden Bedürfnisse und Bedarfe der Endkunden, wie oben bereits angedeutet, zunächst erkannt werden. Erst dann kann im Zusammenspiel mit weiteren Einflussfaktoren entschieden werden, **ob** und ggf. **wie** diese in innovative Produkte bzw. Tarifangebote übersetzt werden, damit diese schließlich als Endkunden-Nachfrage der etwaigen Angebote am Markt wirken.

Die Bedürfnisbefriedigung bei HHK hinsichtlich der Versorgung mit dem Gut Strom resultiert zurzeit, aus den unterschiedlichsten Gründen, nur sehr selten in einer Nachfrage nach einem dynamischen Stromtarif. Für *Energiewendepioniere* oder *Umweltinnovatoren* mit einem Elektroauto auf der Suche nach günstigen Lademöglichkeiten am Haus oder ökologisch-nachhaltig eingestellte Haushalte, die durch ihr Verbrauchsver-

⁴ Scharf, Schubert, und Hehn (2012), S. 3.

⁵ Vgl. Scharf, Schubert, und Hehn (2012), S. 3.

⁶ Nach Scharf, Schubert, und Hehn (2012), S. 3.

halten die Integration Erneuerbarer Energien positiv beeinflussen wollen, kann sich jedoch genau diese Nachfrage – passende Angebote vorausgesetzt – einstellen.

Die (erstmalige) Implementierung eines dynamischen Stromtarifs im Unternehmen ist eine komplexe Angelegenheit. Jedes EVU hat individuelle Voraussetzungen auf der Unternehmens-, Umfeld- und Kunden-Ebene, die zu sehr unterschiedlichen Bedarfen und Handlungsempfehlungen führen können.

3 Status-Quo Forschung und Praxis dynamischer Stromtarife

Über dynamische Stromtarife wird bereits seit einigen Jahren im In- und Ausland geforscht und publiziert. Die ersten Demand-Response-Ansätze zur Versteigerung von Lastkurven mit Hilfe von Preisanreizen gehen bereits auf die Jahre 1949 bzw. 1960 zurück.⁷ Bisher haben sich dynamische Stromtarife aus unterschiedlichsten Gründen in Deutschland nicht durchgesetzt – diese Gründe liegen sowohl EVU-seitig als auch auf Kunden- und auf regulatorischer Seite vor: Bisher zumeist fehlende technische Ausstattung, als zu gering empfundene Preisanreize⁸, wahrgenommene Gefahr des Kalkulations- und Komfortverlusts auf Kundenseite⁹, höhere Komplexität dieser Tarifarten gegenüber einfachen, statischen Tarifen¹⁰, fehlendes Know-how und Erfahrung auf Seiten der EVUs oder regulatorische Hemmnisse wie etwa bei den Strompreisbestandteilen (s. Kapitel 5.2) werden hier nur beispielhaft benannt.

In diesem Kapitel wird der aktuelle Stand der Wissenschaft sowie – aufgrund des engen Praxisbezugs der vorliegenden Arbeit – auch der aktuelle Stand der Praxisintegration vorgestellt. Die unterschiedlichen Ausgestaltungsmöglichkeiten dynamischer Stromtarife und deren Ziele werden beleuchtet und anhand von *Best-Practices* mit Leben gefüllt (3.1). Dabei wird insbesondere auch Bezug genommen auf das vom 10/2017 bis 11/2020 laufende Forschungsprojekt der Stadtwerke Norderstedt (3.2). Weiterhin werden ausgewählte internationale Forschungs- oder Feldstudienprogramme mit Bezug zu dynamischen Stromtarifen knapp vorgestellt und auf Transfermöglichkeiten für Deutschland hin geprüft (3.3). Dieses Kapitel endet mit einem Zwischenfazit zum derzeitigen Forschungs- und Praxisstand dynamischer Stromtarife (3.4).

3.1 Ausgestaltungsmöglichkeiten und Ziele dynamischer Stromtarife

Es mag zunächst verwirrend erscheinen, dass in unterschiedlichen Studien, Fachartikeln und anderen Veröffentlichungen die Begrifflichkeit *dynamischer Stromtarif* bzw. *dynamic pricing* uneinheitlich verwendet wird.

⁷ Vgl. Hillemacher (2014), S. 22 und 32f.

⁸ Vgl. Liebe, Schmitt, und Wissner (2015), S. 9.

⁹ Vgl. Dütschke, Unterländer, und Wietschel (2012), S. 9.

¹⁰ Vgl. Layer (2017), S. 41ff.

Im jüngst vorliegenden Monitoringbericht von Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA), werden dynamische Tarife definiert als Tarife, „(...) die den Preis auf dem Day-Ahead-Markt in Intervallen widerspiegeln“.¹¹ Gleichzeitig verweist der Webauftritt der Bundesnetzagentur unter dynamischen Stromtarifen auf eine Unterscheidung zwischen zeitvariablen und lastvariablen Tarifen.¹² Dies lässt Zweifel an einer einheitlichen Interpretation und Verwendung der Begrifflichkeit durch Fachexperten selbst innerhalb einer Institution aufkommen.

Statt über Herkunft und Bedeutung der Begrifflichkeit zu philosophieren, soll im Rahmen der vorliegenden Arbeit nachfolgende Konvention getroffen werden. Dabei wurde darauf geachtet, dass sich diese mit der zumeist vorgefundenen Verwendung der gesichteten Literatur sowie weitestgehend mit einer umfassenden Meta-Studie zum Thema dynamischer Stromtarife der Autoren Dutta/Mitra (2017)¹³ deckt:

Dynamische Stromtarife gelten im Folgenden als Oberbegriff für gewährte Preis- anreize im Rahmen von Demand Response-Management und decken in unterschiedlichster Ausprägung zeit-, last und/oder netzzustandsabhängige Tarife ab.

Nach vorstehend getroffener Definition gibt es grundsätzlich verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten dynamischer Stromtarife, die jeweils unterschiedliche Lastverlagerungsanreize setzen.

Auf eine gezielte Betrachtung überwiegend last- oder netzzustandsabhängiger statt zeitabhängiger Tarife wurde aufgrund der sehr technischen Lastbegrenzungskriterien (Netzkapazität, Netzlastschwelle, Netzfluss, o. Ä.) und der recht komplexen Modellierung verzichtet. Die im Rahmen der vorliegenden wissenschaftlichen Arbeit vorgestellten dynamischen (zeitabhängigen) Tariftypen lassen eine zusätzliche Integration der Netzsituation, benötigter individueller Leistung oder des Verbrauchs zu (s. Kapitel 3.2.2).¹⁴

Daneben ist die Dimension *Last* oder *Netzzustand* für die meisten Haushaltskunden sehr schwer nachvollziehbar und eignet sich daher nur bedingt zum Einsatz bei dieser Kundengruppe – schon aus Kommunikationsgründen. Sie erhält jedoch durch den Anstieg neuer Stromverbraucher eine besondere Relevanz und wird daher nicht ignoriert.

¹¹ BNetzA und BKartA (2020), S. 281.

¹² Vgl. BNetzA (Hrsg.) (2019a), Online.

¹³ Vgl. u. a. Dutta und Mitra (2017), S. 1134ff.

¹⁴ Vgl. Nabe u. a. (2009), S. 60.

Eine Übersicht der im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Tariftypen liefert Tabelle 1.

Tabelle 1: Tariftypen preisanreizbasierter dynamischer Stromtarife¹⁵

Englische Bezeichnung	Deutsches Pendant	Beschreibung
Time of use pricing (TOU) → s. Kapitel 3.1.1	Zeitvariabler Tarif	Mittelfristiger Lastverlagerungsanreiz in <u>weit vorab</u> definierten Zeitfenstern und Preisen
Real-time-pricing (RTP) → s. Kapitel 3.1.2	Echtzeit-Tarif	Kurzfristiger Lastverlagerungsanreiz in vorab definierten Zeitfenstern zu <u>kurzfristig</u> vorab festgelegten Preisen
Peak time pricing (PTP) → s. Kapitel 3.1.3	Event-Tarif mit Bonus/Malus	Kurzfristiger Lastverlagerungsanreiz in <u>i. d. R. nicht</u> vorab definierten Zeitfenstern zu vorab festgelegten Preisen

Innerhalb dieser grundsätzlichen Formen unterschiedlicher Preisanreizsysteme kann differenziert werden zwischen weiteren Tarifmerkmalen wie etwa der Anzahl und Dauer der Zeitzonen oder der Höhe und Differenz der einzelnen Preisstufen (Tabelle 2).

Tabelle 2: Tariffdifferenzierungsmerkmale zeitabhängiger Stromtarife¹⁶

Merkmale Tariffdifferenzierung	Mögliche Ausprägungsbandbreite
Anzahl Arbeitspreiszonen	2 (HT/NT) – 96 (viertelstündlich je Tag)
Dauer Zeitzonen / Gültigkeit	Wenige Minuten – mehrere Tage
Event-Häufigkeit	Höchstens x mal je Monat – mehrmals pro Tag
Event-Restriktionen	Event-Ausschluss an Wochenenden / Wochentagen
Saisonale Varianten	Keine – zwei Saison-Varianten
Höhe Preisstufen (Min / Max)	Alle Formen denkbar
Differenz Preisstufen (Min Spread / Max Spread)	Alle Formen denkbar
Zeitlicher Vorlauf Bekanntgabe	Keine – monatliche Vorabkennntgabe
Höhe bzw. Anteil fixer Preisbestandteil	0,- € (0 %) – nahezu „Flatrate“ (100 - x %)
Weitere Risikobegrenzung	Keine Begrenzung, Best-Price-Abrechnung, Preis-Deckelung (Cap)

Nicht zu vernachlässigen ist die Höhe bzw. der Anteil des fixen Preisbestandteils: Bei einem Flatrate-Tarif geht die kurzfristige Knappheitssignalfunktion des Preises vollständig verloren und es besteht kein Lastverlagerungsanreiz mehr für den Kunden.¹⁷ Gleichzeitig lässt sich über ein Ausbalancieren gerade dieser Komponente etwa das

¹⁵ i. A. a. Dütschke, Unterländer, und Wietschel (2012), S. 4.

¹⁶ Vgl. Nabe u. a. (2009), S. 42ff.

¹⁷ Vgl. Fischbach und Wollenberg (2007), S. 282f.

Kostendeckungsrisiko des EVU bei rückläufiger Nachfrage sowie das Volumenrisiko des Endkunden bei schwankendem Verbrauch reduzieren.

Die Einführung von dynamischen Stromtarifen sollte ganz spezifische Ziele verfolgen und muss sich später vor dem Hintergrund dieser Zielsetzungen evaluieren lassen können. Übergeordnete Zieldimensionen wurden im Rahmen einer Literaturrecherche der bisherigen Forschungsergebnisse etwa auf Wettbewerbsebene, auf Kundenebene, auf Kostensenkungsebene sowie auf der Umweltebene beschrieben.

Es wurden drei spezifische Zieldimensionen herausgearbeitet (Tabelle 3). Diese lauten *Marktbeteiligung mittels Beschaffungsoptimierung*¹⁸, *Netzdienlichkeit durch Verbesserte Integration Erneuerbarer-Energien-Anlagen-Einspeisung sowie neuer Verbraucher*¹⁹ und eine *verbesserte Ressourcenschonung* vor dem Hintergrund umwelt- und klimapolitischer Anforderungen der EU²⁰. Hieraus lassen sich tiefergehende Motive, deren Hauptmotivatoren sowie Einflussgrößen ableiten, die im Folgenden beschrieben werden:

Eine höhere Marktbeteiligung zielt im Wesentlichen darauf ab, Endkunden an den kurzfristig schwankenden Börsenstrompreisen partizipieren zu lassen.²¹ Dadurch würde eine höhere Markttransparenz hergestellt, die Kunden somit über das Knappheitssignal ihres Strompreises erhalten. In einer bisher i. d. R. auf Durchschnittspreisen basierenden Tarifierung wird dieser Aspekt vollständig ausgeblendet.²²

Netzdienlichkeit kann zum einen durch *individuelle bzw. kollektive Lastreduktion* erreicht werden, um eine sonst notwendige Netzkapazität zu begrenzen. Zum anderen kann aber auch eine *gezielte Laststeigerung* wie etwa zur Abnahme von überschüssigem Strom aus EE als netzdienlich angesehen werden.²³

Als dritte Zielkategorie dynamischer Stromtarife wurde die Ressourcenschonung benannt. Günstigere Tarifzeiten würden dann zum Tragen kommen, sobald mehr lokaler EE-Strom eingespeist wird, sodass sich außerdem Netzverluste aufgrund kürzerer Transportwege und verringertem Export in Nachbarstaaten reduzieren. Hierdurch würde der stromverbrauchsbedingte Ausstoß von Treibhausgasen verringert.²⁴

¹⁸ Vgl. Nabe u. a. (2009), S. 167f.

¹⁹ Vgl. Staudt u. a. (2019), S. 2.

²⁰ Vgl. EU (Hrsg.) (2019), Art. 19 (1).

²¹ Vgl. Nabe u. a. (2009), S. 167f.

²² Vgl. Dütschke, Unterländer, und Wietschel (2012), S. 3.

²³ Vgl. Özalay u. a. (2019), S. 62ff.

²⁴ Vgl. Staudt u. a. (2019), S. 2 und Nabe u. a. (2009), S. 169.

Tabelle 3: Zieldimensionen dynamischer Stromtarife

Zielkategorie	Einzel motive	Motivatoren	Einflussgröße
Marktbeteiligung	– Weitergabe volatiler Börsenstrompreise	EVU	– Beschaffungskosten – Vertriebsmarge
Netzdienlichkeit	– Vermeidung von individuellen/ kollektiven Lastspitzen – Verbesserte Integration volatiler EEA-Einspeisung – Flexible Verbrauchsanpassung an Strom-Dargebot	VNB	– Netzausbaukosten – Netzanpassungskosten – Kosten für Engpassmanagement (z. B. EinsMan)
Ressourcenschonung	– Reduktion von Treibhausgasen	Gesellschaft	– CO ₂ -Emissionen, u. a.

Grundsätzlich als nicht-primäre Ziele zu berücksichtigen – und daher nicht vorstehend als spezifische Zieldimensionen dynamischer Stromtarife aufgeführt – sind beispielsweise die Aspekte der notwendigen (langfristigen) Kostendeckung von EVUs und Netzbetreibern, der Steigerung des EVU-Bekanntheitsgrades, der Konsumentenmündigkeit durch das Verständlichmachen komplexer energiewirtschaftlicher Zusammenhänge²⁵, der Kundenzufriedenheit oder der sozialen Tarif-Gerechtigkeit.²⁶

Sämtliche obenstehende Ziele können in einem einzigen dynamischen Tarif indifferent, komplementär, aber auch konkurrierend zueinander stehen. Dabei wäre aus Governance-Perspektive eindeutig zu klären, welche Ziele überwiegen und wer auf diese ggf. konkurrierenden Ziele als steuernde Instanz eingreifen darf.²⁷

3.1.1 Time-of-use pricing (TOU)

Zeitvariable Tarife zeichnen sich durch einen mittelfristigen und dauerhaften Verlagerungsanreiz von elektrischer Last in bereits länger vorab festgelegten Zeitfenstern zu ebenfalls vorab festgelegten Preisen aus.²⁸

Die einfachste Form zeitvariabler Tarife ist der sogenannte Hoch- und Niedertarif (HT/NT) bei dem es zwei Preiszonen mit vorab festgelegten Preis gibt.²⁹ Ziel bei Einführung dieses Tariftyps war es zumeist, insbesondere große unterbrechbare Lasten, wie etwa Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen, aus dem allgemeinen Tagesstrombedarf herauszunehmen und in Schwachlastzeitfenster zu verlagern. Dies wirkte sich positiv auf die Stromnetze und die damalige Kraftwerksauslastung aus. Die

²⁵ Vgl. Staudt u. a. (2019), S. 2.

²⁶ Vgl. Burger u. a. (2019), S. 9.

²⁷ Vgl. Doleski (2020b), S. 359f.

²⁸ Vgl. Hayn (2016), S. 47.

²⁹ Vgl. Ighli, Filipova-Neumann, und Flath (2012), S. 4.

Stromnetze wären sonst – v. a. in den Wintermonaten zu den Peak-Zeiten – häufig überlastet gewesen und für die zusätzlich benötigte Leistung tagsüber hätten zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in Form von Spitzenleistung vorgehalten werden müssen. Die konkrete Ausgestaltung dieses Tariftyps obliegt dem jeweiligen Energieversorger, der jedoch abhängig vom Netzbetreiber ist. Denn der Netzbetreiber kann ein gesonder-tes Lastprofil (LP) anbieten, muss es aber nicht.³⁰ Daneben findet auf Schwachlasttarife eine vergünstigte Konzessionsabgabe Anrechnung.³¹

Weitere Formen zeitvariabler Tarife sind z. B. Drei-Zonentarife, die auch als „Wochenendtarife“ bezeichnet werden können, da sie zumeist den reinen HT/NT-Tarif um eine Zeit- bzw. Preiszone am Wochenende erweitern. Als Beispiele können hier der „Zeitvariable Tarif“ der Stadtwerke Oerlinghausen³², der zeitvariable Tarif „StadtwerkeSmart Strom“ der Stadtwerke Bochum³³ oder der zeitvariable Tarif „Gezeitenstrom“ der Stadtwerke Norderstedt³⁴ herangezogen werden. Diese können anhand nachfolgender Darstellung miteinander verglichen werden (Abbildung 3).

Zu sehen ist zum einen, dass der zeitvariable Tarif der Stadtwerke Oerlinghausen mit zwei unterschiedlichen Preiszonen ausgestaltet wurde. Die Tarife der SW Bochum und Norderstedt arbeiten hingegen mit drei Preisdifferenzierungen.

Zum anderen wird in Oerlinghausen und Norderstedt mit einer einheitlichen Preiszone über das gesamte Wochenende hinweg gearbeitet. Bei den SW Bochum wird hingegen – analog zu Werktagen – auch am Wochenende zwischen Tages- und Abend-/ Nachtbedarf differenziert.

Der werktägige HT-Zeitraum beginnt in Norderstedt bereits eine Stunde früher als in den anderen beiden Beispielen – dafür endet dieser freitags bereits um 18 Uhr. In den anderen beiden Tarifen bleibt dieser von montags bis freitags einheitlich.

Eine abschließende und wesentliche Unterscheidung ist in der absoluten Höhe der einzelnen Preiszonen sowie in deren Preisspreizung (spread) festzustellen.

Wird der Anreiz der tageszeitlichen Lastverlagerung betrachtet, ergibt sich der höchste Anreiz bei dem Gezeitenstrom-Tarif der SW Norderstedt i. H. v. 10 Cent/kWh an Wo-

³⁰ Vgl. Nabe u. a. (2009), S. 22ff.

³¹ Vgl. Massumi-Kindermann (2016), S. 1f.

³² Vgl. Stadtwerke Oerlinghausen GmbH (Hrsg.) (2019), Online.

³³ Vgl. Stadtwerke Bochum GmbH (Hrsg.) (2019), Online.

³⁴ Vgl. Stadtwerke Norderstedt (Hrsg.) (2019a), Online.

zwischen den einzelnen Tarifen sowohl die Anzahl der Preiszonen, die Höhe der dann dort geltenden Preise, als auch die Dauer der jeweiligen Gültigkeit. Dabei werden die Preise – i. d. R. erst relativ kurzfristig – vorab kommuniziert.

Beispiele für solche Echtzeit-Stromtarife mit 24 einstündigen Preiszonen pro Tag liefern etwa die *Q Hanwha Q CELLS GmbH* mit ihrem Tarif *Q.Energy Smart*³⁷ oder die *aWATTar GmbH* mit ihrem Produkt *Hourly mit/ohne Cap*³⁸.

Beide Beispielangebote verfolgen das Ziel, kurzfristige Beschaffungspreisentwicklungen der Strombörsen an den Endkunden weiterzureichen. Dadurch wird eine kundenseitige Lastverlagerung aus einem finanziellen Ersparnismotiv angereizt.

In Verbindung mit dieser potenziellen Ersparnis kommunizieren die Anbieter auch eine höhere Stromabnahme von EE und triggern somit zusätzlich die ökologisch-motivierte Lastverlagerung. Dabei kommt beispielsweise folgender Satz in der Kundenansprache zum Tragen: „Je mehr Sonnen- und Windenergie im Netz verfügbar ist, desto günstiger wird der Strompreis mit dem Tarif HOURLY.“³⁹ Wie nachfolgende Abbildung 4 eindrücklich zeigt, ist dieser Zusammenhang aufgrund des komplexen Zustandekommens von Börsenstrompreisen, zwar häufig zu beobachten, jedoch als sachlich falsch einzustufen.⁴⁰

Dies zeigt sich etwa am zufällig ausgewählten Beispieltag (20.01.2020) im Vergleich der beiden Zeiträume 15-16 Uhr sowie 18-19 Uhr (schwarze Umrandung). In dieser Darstellung liegt die gesamte EE-Erzeugungsleistung aus Wind- und PV-Anlagen mit jeweils insgesamt 12 GW gleichauf (grüne horizontale Linie). Gemäß obiger Aussage müssten die Börsenstrompreise eigentlich identisch sein. Diese weichen jedoch mit einer Differenz von 1,21 Ct/kWh deutlich voneinander ab (rote Linien bzw. rote Umkreisung). Auch bei zurückgehender Verfügbarkeit von Windenergie im Zeitraum zwischen 0-5 Uhr morgens nehmen die Börsenstrompreise an diesem Beispieltag ebenfalls ab.

Ob dieser falsche Zusammenhang von den nicht-fachlichen (potenziellen) Kunden erkannt wird, darf hingegen angezweifelt werden. Gleichwohl liefern solche hübsch aufbereiteten Grafiken ein sehr hohes Maß an Transparenz über die zeitgetreue, deutsch-

³⁷ Vgl. Q Sells (Hrsg.) (2019), Online.

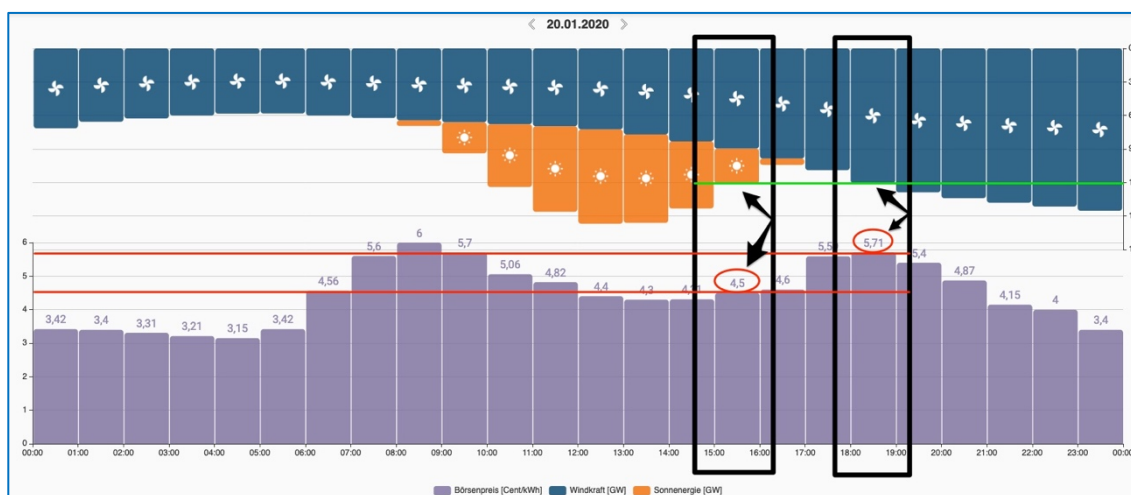
³⁸ Vgl. aWATTar Deutschland GmbH (Hrsg.) (2019), Online.

³⁹ aWATTar Deutschland GmbH (Hrsg.) (2019), Online.

⁴⁰ Erwähnt werden soll bereits vorab, dass durch den weiteren EEA-Ausbau ein tendenziell immer größer werdender, volatiler EE-Einfluss auf die Angebotsseite des Börsenstrompreises entsteht. Daher kann man durchaus zu der Erkenntnis gelangen, dass der Börsenstrompreis – im Aufeinanderprallen von komplexer Realität des Energieversorgungssystems auf der einen und Nachvollziehbarkeit des Tarifangebots auf der anderen Seite – zunehmend als ein geeigneter Indikator für besonders „grüne“ Zeitfenster dienen kann.

landweite Verfügbarkeit von Strom aus EE auch für ein nicht-fachliches Publikum. Damit tragen sie sicherlich mit zur Wirksamkeit von Lastverlagerungsanreizen, insbesondere bei ökologisch motivierten Kunden, bei.

Abbildung 4: Preisdynamik bei aWATTar am Beispieltag 20.01.2020⁴¹



Aus einer ganzheitlichen Systembetrachtung heraus wäre es jedoch empfehlenswert, diese um weitere Faktoren – wie beispielsweise netzoptimierte Verbrauchsanreize – zu ergänzen, um lokale bzw. regionale Engpässe im Verteilnetz durch Überschussstrom oder Minderlast abzubilden.⁴² Solche integrierten Betrachtungen sind jedoch bislang nicht in einem dynamischen Stromtarif am Markt abgebildet worden und werden bislang nur in Forschungsprojekten erprobt – mit einer Ausnahme:

Der Energiedienstleister *Stromdao* aus Mauer (bei Heidelberg) bietet mit seinem Produkt *Corrently* seit kurzem einen vielversprechenden *regionalen Grünstromindex* an, der von Endkunden wie auch für EVUs mithilfe der Blockchain-Technologie nutzbar gemacht werden kann.⁴³

Auf andere Tarifangebote, bei denen die monatlich wechselnden Arbeitspreise auf Börsenstrompreisen basieren – wie etwa bei der *vivi-power GmbH (vivi-strom)*⁴⁴ oder der *enercity AG (enercity LiveStrom mit/ohne Cap)*⁴⁵ – und daher auch (unscharf) in die Kategorie der RTP-Tarife eingeordnet werden können, soll hier nicht näher eingegangen werden, da von diesen keinerlei Demand-Response-Wirksamkeit ausgeht.

⁴¹ Modifiziert gem. aWATTar Deutschland GmbH (Hrsg.) (2019), Online.

⁴² Vgl. Jaacks und Herrmann (2019), S. 49f.

⁴³ Vgl. STROMDAO (Hrsg.) (2020), Online.

⁴⁴ Vgl. vivi-power GmbH (Hrsg.) (2019), Online.

⁴⁵ Vgl. enercity AG (Hrsg.) (2019), Online.

3.1.3 Peak time pricing (PTP)

Event-Tarife (PTP), bei denen die Zeitpunkte der Events erst kurzfristig bekannt und dementsprechend kommuniziert werden, werden in der Literatur teils weiter differenziert. Dabei gibt es zwei wesentliche Unterscheidungsmerkmale: Die Wirkrichtung des Anreizes (Bonus vs. Malus) und die Variation bzw. Fixierung im Peak-Preis.

Während also beim Variable Peak Rebate (VPR) oder beim Peak Time Rebate (PTR) – synonym auch Critical Peak Rebate (CPR) – aufgrund eines kurzfristig bekannt gewordenen Events ein **Bonus** bzw. die kundenseitige Lastreduktion mit einer Erstattung belohnt wird (Reduktionsberechnung erfolgt mittels Referenzlastkurve)⁴⁶, wird beim Critical Peak Pricing (CPP) oder Variable Peak Pricing (VPP) das Nicht-Reagieren auf kurzfristige Sondersituationen mit einem recht hohen Peak-Price-**Malus** bestraft. Der übrige Verbrauch zu *Normalzeiten* wird mit einem Einheitspreis berechnet.

Der weitere Unterschied innerhalb der Bonus-Eventtarife sowie innerhalb der Malus-Eventtarife liegt also in dem **fixierten** Peak-Price beim PTR bzw. CPP gegenüber einem entsprechend **variablen** Event-Peak-Price beim VPR bzw. VPP.⁴⁷

Eine verhaltenspsychologische Studie über die Kaufintentionen von Konsumenten hat gezeigt, dass weniger die Preiskomplexität, sondern vielmehr das positive Herausstehen einer Preisvariation – wie etwa in einem sehr günstigen bonusorientierten Peak-Price-Event – über den Abschluss eines dynamischen Tarifs entscheidet; Folgendes Zitat dieser Studie unterstreicht dieses Ergebnis besonders deutlich:

„(...) dass eine Ankerheuristik im Kontext der Stromtarife an auffälligen Preiskomponenten ausgerichtet wird. Energieversorgungsunternehmen sollten bei der Ausgestaltung von dynamischen Stromtarifen daher eine niedrige Preiskomponente integrieren, die beispielsweise in den PV-intensivsten Stunden des Jahres aktiviert wird, um die Aufmerksamkeit des Kunden auf diese vorteilhafte Komponente zu lenken und die Kaufintention entsprechend positiv zu beeinflussen.“⁴⁸

Für den tatsächlichen Kunden(-vorteil) ist letztlich auch entscheidend, ob eine Lasterverlagerung manuell erfolgt oder ob dafür ein automatisches Energiemanagement mittels eines Smart-Meters, eines steuerbaren Haushaltsgeräts, einer schaltbaren Steckdose o. Ä. erfolgt. Dieser und angrenzende Aspekte werden in Kapitel 4 aufgegriffen.

⁴⁶ Vgl. Nabe u. a. (2009), S. 60.

⁴⁷ Vgl. Dutta und Mitra (2017), S. 1134.

⁴⁸ Layer (2017), S. 57f.

In Deutschland gibt es derzeit – nach Wissen des Verfassers dieser Arbeit – keinen einzigen PTP-Tarif im Realbetrieb. Dies verwundert vor dem Hintergrund noch nicht flächendeckend verfügbarer Smart-Meter-Technologie nur bedingt (s. Kapitel 4.1). Die Stadtwerke Norderstedt versuchen mit ihrem derzeitigen Forschungsprojekt genau diesen Weg einzuschlagen. Auf das Umfeld sowie die Ausgestaltung des SWN-Testtarifs wird daher im nachfolgenden Kapitel 3.2 näher eingegangen.

3.2 Dynamische Stromtarife bei den Stadtwerken Norderstedt

3.2.1 Marktverfügbares Stromtarifangebot der SWN für Privatkunden

Die Stadtwerke Norderstedt bieten insgesamt sechs verschiedene Stromtarife für das Privatkundensegment an, die jeweils von Kunden innerhalb Norderstedts abgeschlossen werden können: Neben dem Grundversorgungstarif sowie zwei Heiztarifen, je einen für Wärmepumpensysteme bzw. Nachtspeicherheizungen auf die nicht näher eingegangen wird, können Kunden zwischen drei Sondertarifen wählen:

- *TuWatt* (zwei mengenbasierte Preiszonen; variierender GP/AP; 100 % Wasserkraft)
- *FairWatt* (acht mengenbasierte Preiszonen; monatl. Rechnung; variierender GP/AP)
- *Gezeitenstrom* (Zeitvariabler Tarif mit drei Zeit-/Preiszonen; s. Abschnitt 3.1.1)⁴⁹

3.2.2 SparWatt-Tarifoptionen im Rahmen des Forschungsvorhabens

Alle SWN-Kunden der drei o. g. Sondertarife wurden seit Mitte 2018 über die unterschiedlichsten Kanäle dazu aufgerufen, sich dem NEW 4.0-Forschungsvorhaben anzuschließen. Ursprüngliches Ziel war es, ab Oktober 2018 rd. 1.000 Testkunden zu gewinnen. Dieses Ziel ist nur knapp verfehlt worden, sodass bis heute insgesamt 934 Testkunden⁵⁰ (Stand: Februar 2020) gewonnen werden konnten. Auf dieser Basis wird derzeit zum einen untersucht, ob das Kundenverhalten hinsichtlich des Stromverbrauchs durch Preisanreize beeinflusst werden kann. Zum anderen wird gemeinsam mit den Kunden geforscht, wie diese Preisanreize ausgestaltet werden sollten, sodass überschüssiger Windstrom vor Ort verbraucht werden und dadurch Stromspitzen im Netz reduziert werden können.⁵¹

Sämtliche Testkunden erhielten zu Beginn der Testphase kostenlos vier schaltbare Funk-Steckdosen, die mithilfe einer – ebenfalls kostenlos bereitgestellten Smart-Home-Basisstation – über den Kabelrouter des Kunden mit dem Internet verbunden werden

⁴⁹ Vgl. Stadtwerke Norderstedt (Hrsg.) (2020a), S. 1f.

⁵⁰ Vgl. IVU Softwareentwicklung (Hrsg.) (2020), internes Dokument.

⁵¹ Vgl. Stadtwerke Norderstedt (Hrsg.) (2019b), S. 2.

müssen. Die relativ unkomplizierte *Plug-and-Play-Installation* wurde durch Begleitung eines Servicetechnikers unterstützt, um die technische Hemmschwelle so niedrig wie möglich zu halten. Außerdem stehen Anleitungen, Erklärvideos, ein Testkundenforum sowie telefonische Unterstützung durch das Servicecenter zur Verfügung.

Weiterhin ist es notwendig, dass sich die Kunden die SparWatt Smartphone-App (iOS, Android) herunterladen, um die Automatisierung ihrer Smart-Home-Hausinstallation vornehmen zu können. Bei der App handelt es sich um eine für die SWN individualisierte White-Label-App der Firma *homee*, welche auch die Smart-Home-Basisstation für die Vernetzung mit dem Internet bereitgestellt haben.

Abbildung 5: Dynamisches NEW-4.0-Tarifmodell der Stadtwerke Norderstedt⁵²



Der SWN-Testtarif selbst ist als PTR-Bonus-Eventtariff ausgestaltet (Abbildung 5). In Zeiten von hohem Windüberschuss werden zentrale Schaltsignale an die in den Haushalten installierten Steckdosen gesendet. An diesen Steckdosen liegt dann Spannung an, sodass bei eingesteckten (und eingeschalteten) Geräten Strom fließt. Hierbei können Testhaushalte an jeder Steckdose individuell zwischen zwei Varianten wählen:

Die erste Variante stellt die flexibelste Ausprägung dar, sodass der Strom testweise für 5 ct/kWh angeboten werden kann (Tarif C). Die Schaltsignal-Events treten dabei häufiger, dafür mit einer kürzeren Schaltdauer von mindestens einer Stunde pro Tag auf.

Die zweite Variante (Tarif D) tritt mit einer garantierten Schaltdauer von drei Stunden pro Tag auf und ist besser geeignet für die Nutzung von Wasch- oder Spülmaschinen. Aufgrund der geringeren Flexibilität wird diese Variante für 15 ct/kWh angeboten.

⁵² Meyer (2019), Online.

Der Nutzer kann an diesen Funksteckdosen auch außerhalb der Schaltzeiten Strom entnehmen. Dieser wird dann zum sonst üblichen Preis – in Abhängigkeit des vorausgesetzten Haupttarifs (zw. 25,11 ct/kWh und 31,67 ct/kWh) – abgerechnet.

Die mögliche Tarifwahl auf Ebene der einzelnen Steckdosen stellt einen äußerst innovativen Ansatz dar, der die unterschiedliche Lastflexibilisierung spezifischer Geräte im Haushalt gut widerspiegelt. Eine Überführung dieses Tarifs in den Realbetrieb scheitert jedoch an eichrechtlichen Bestimmungen. Dennoch können die Implikationen weitestgehend übertragen werden, lediglich muss die Abrechnung auf Basis eines geeichten Messsystems/ Zählers erfolgen und dementsprechend nicht mehr auf Steckdosen-Ebene – es sei denn diese wären ebenfalls geeicht.⁵³

Die Event-Schaltimpulse der zentralen Tarifmaschine an die Steckdosen der Test-Haushalte erfolgten mit dem bisher erprobten Algorithmus weder zeit- noch lastbasiert. Vielmehr diene ein vorab definierter Schwellenwert von aktuell durchgeführten Einspeisemanagement-Maßnahmen (EinsMan) im regionalen Verteilnetz der SH Netz als Event-Trigger.⁵⁴ Zukünftig sollen hier weitere Einflussgrößen wie etwa Börsenstrompreise sowie auch Wetter-Prognosedaten einfließen, die sogar eine Vorabankündigung des ungefähren Schaltzeitfensters an den Kunden zulassen.

3.3 Best-Practices-Analyse – Blick ins Ausland

In der einschlägigen Literatur finden sich zahlreiche Hinweise auf Demand-Response-Forschungsprogramme im internationalen Kontext. Besonders umfassend sind im Jahr 2009 wesentliche Ergebnisse in einer gutachterlichen Meta-Studie – der ehemaligen Beratungsgesellschaft Ecofys (heute Navigant Consulting), der EnCT-Forschungsgruppe und der Rechtsanwaltskanzlei BBH – im Auftrag der Bundesnetzagentur zusammengetragen worden.⁵⁵

Auffällig ist in diesem Gutachten⁵⁶ – insbesondere vor dem Hintergrund des aktuellen SWN-Testtarifs –, dass zwar zahlreiche Event-Tarife im Rahmen von Feldversuchen

⁵³ Vgl. Wege (2020), S. 7f.

⁵⁴ Siehe Kapitel 6.4.2 für weitere Ausführungen zu EinsMan, dessen Relevanz im von Windenergie geprägten Schleswig-Holstein und das daraus abzuleitende strategische Potenzial für dynamische Tarife.

⁵⁵ Vgl. Nabe u. a. (2009), S. 58-72.

⁵⁶ Die dort angeführten Ergebnisse sind zu umfassend, um auf sämtliche Aspekte näher eingehen zu können. Für alle EVUs, die sich mit der komplexen Fragestellung einer zielgerichteten Tarifausgestaltung beschäftigen, sei diese Literatur – trotz teils veralteter regulatorischer Sachhinweise – sehr zu empfehlen.

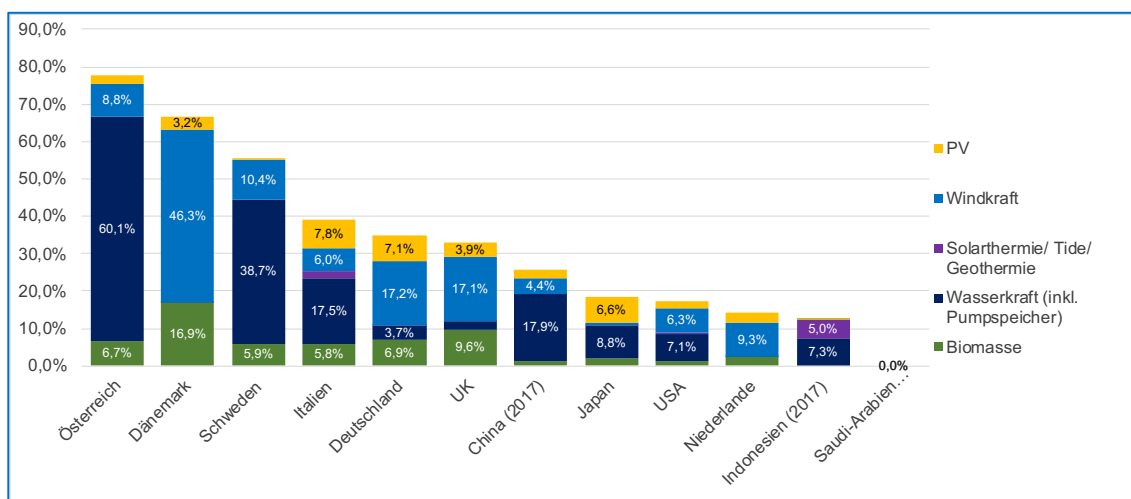
etabliert und analysiert wurden, es bei diesen jedoch keinen einzigen Tarif mit einer niedrigpreisigen Eventstufe gab.⁵⁷

Dies könnte ein erster Hinweis darauf sein, dass die wenigsten Staaten bisher mit einer der *Energiewende* ähnlichen Herausforderung umgehen mussten und somit bisher keine adäquaten Lösungsansätze dafür geschaffen wurden.

Vor diesem Hintergrund wurde nach jüngeren Erkenntnissen der internationalen Feldforschung in der englischsprachigen Literatur gesucht. Für eine sachgerechte Bewertung unterschiedlicher dynamischer Stromtarife im Ausland, ist es notwendig, die Rahmenbedingungen im jeweiligen Land einzuordnen. Dies in Anbetracht der gegebenen Fragestellung dieser wissenschaftlichen Arbeit nicht vollumfänglich leistbar. Aus diesem Grund werden hier nur knappe Hinweise darauf gegeben, ob vorgefundene (neuartige) Systematiken, Preisvariationen oder Erkenntnisse aus dem Ausland auch auf Deutschland übertragbar sein könnten.

Für die elf in Abbildung 6 dargestellten Staaten ergaben sich jüngere Literaturhinweise aus dem Umfeld dynamischer Stromtarife. Um eine erste Einordnung auf die dortigen Rahmenbedingungen vorzunehmen, wurde der Anteil der Gesamtstromerzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (EEA) ausgewertet. Erwartungsgemäß ist die Spannweite recht hoch und reicht von einem 0 % Anteil in Saudi-Arabien bis hin zu einem knapp 78 % Anteil in Österreich.

Abbildung 6: EE-Mix an Gesamtstromerzeugung (2018)⁵⁸



⁵⁷ Vgl. Nabe u. a. (2009), S. 61.

⁵⁸ Vgl. IEA (Hrsg.) (2019), Online.

3.3.1 Staaten mit volatiler Einspeisung durch Wind- und PV-Anlagen

Zu Beginn werden diejenigen Staaten untersucht, bei denen eine relativ hohe volatile Einspeisung durch Wind- und PV-Anlagen zu erkennen ist. Hierzu zählen insbesondere Dänemark, Schweden, Großbritannien, Italien, Österreich und auch die Niederlande.

Für **Dänemark** ist zunächst festzustellen, dass sich die dortigen, sehr viel höheren volatilen Stromeinspeisungen – etwa gegenüber dem Nachbarland Schweden – auch in etwas volatileren Strompreisen bemerkbar machen.⁵⁹ Wohl aus diesem Grund wurde im Jahr 2018 in einer Fallstudie untersucht, welchen positiven Einfluss Batteriespeichersysteme auf die Versorgungsstabilität und Zuverlässigkeit des Stromnetzes bei volatiler Einspeisung durch Wind- und PV-Anlagen nehmen können.⁶⁰

In einer weiteren Studie wurde das das Verbrauchsverhalten von Haushalten beobachtet, die teilweise mit einem Elektroauto ausgestattet oder mithilfe eines (statischen) TOU-Tarifs abgerechnet wurden. Damit sollte untersucht werden inwiefern Lastverlagerung durch Preisanreize erzielt werden können. Bei Haushalten (in Einfamilienhäusern) wurde eine zeitliche Verlagerung von Geschirrspülen, Wäschewaschen und dem Laden von Elektroautos in Off-Peak-Zeiten erreicht.⁶¹

Der Ansatz der Regierung, in umfassende Projekte dieser Art zu investieren, wird als sehr positiv aufgefasst: So werden mit der Zeit mittels unterschiedlichster Technologien und Demand-Response-Ansätzen zusätzliche Flexibilitäten in das Stromsystem implementiert. Neben den zentralen Anpassungen des Stromsystems selbst darf auch die veränderte Wahrnehmung von Haushalten über den eigenen Stromverbrauch als Erfolgsfaktor angesehen werden.⁶²

In **Schweden** kamen ursprüngliche Regelungen über den Einsatz von Smart-Metern vor allem aus Richtung des Verbraucherschutzes, um etwa mit monatlichen Abrechnungen die Transparenz des Stromverbrauchs zu stärken. Mittlerweile wird in Schweden aufgrund eines sehr hohen volatilen Stromerzeugungsanteils (55 %; s. o.) von Seiten der Regulierer darüber nachgedacht, wie der Stromverbrauch flexibel über dynamische Stromtarife und Feedbacksysteme der Erzeugung angenähert werden könnte – da auch dort wirtschaftliche Stromspeichermöglichkeiten nur bedingt verfügbar sind.

⁵⁹ Vgl. Dong u. a. (2019), S. 4331ff.

⁶⁰ Vgl. Stroe, Zaharof, und Iov (2018), S. 472ff.

⁶¹ Vgl. Friis und Christensen (2016), S. 124ff.

⁶² Vgl. Pinson u. a. (2017), S. 33.

Tatsächlich sind bereits mehrere dynamische Tarifangebote am Markt verfügbar, so dass Kunden häufig schon nicht mehr vor der Frage stehen, ob sie sich an einen Vertrag mit dynamischen Preisbestandteilen binden, sondern eher an welchen. Dies geht teilweise sogar so weit, dass es Regionen (im Verteilnetz der *Sala-Heby Energi Elnät AB*) gibt, in denen die Teilnahme an einem mindestens zweiteiligen TOU-Tarif verpflichtend ist. Obwohl es darüber hinaus eine breite Angebotspalette an RTP-Tarifen gibt, werden diese von den Kunden derzeit noch nicht angenommen, was auch auf mangelnde Ausstattung mit Automatisierungstechnologien zurückzuführen ist.

Haushalte, die sowohl auf ein lastabhängiges TOU-Preissignal als auch auf ein marktpreisabhängiges RTP-Preissignal zeitgleich zurückgreifen konnten, entschieden sich häufiger für das einfachere TOU-Preissignal. Es wurde außerdem herausgefunden, dass das Sparmotiv der Endkunden zu einer Lastverlagerung bzw. Verbrauchsverhaltensänderung beiträgt – jedoch ergab sich aus Befragungen der teilnehmenden Haushalte, dass diese kein Gespür über die Höhe der dadurch erzielten Ersparnis entwickelt hatten. Es scheint, als wäre die tatsächliche Ersparnis von untergeordneter Bedeutung, solange das Sparmotiv grundlegend erfüllt wird.⁶³

In **Großbritannien** wurde im Jahr 2010 untersucht, wie ein geeignetes Strompreis-Design für einen kombinierten Ansatz aus TOU- und CPP-Eventtarifen ausgestaltet werden könnte. Dafür wurde auf Börsenpreissdaten zurückgegriffen und gezeigt, inwiefern diese in der Lage sind, ausreichende Preissignale weiterzugeben, die zu einer Lastverlagerung führen könnten. Die Peak-Zeiten waren dabei täglich auf 1 – 1,5 Stunden festgelegt sowie saison- und wochentagabhängig ausgestaltet. Daneben wurden im Jahr 125 *Critical-Peak-Hours* identifiziert, die mit etwa dem dreifachen Preis der Off-Peak-Zeiten belegt wurden. Für Haushalte resultierte daraus eine mögliche jährliche Ersparnis von rd. 2,40 £.⁶⁴ Bezüglich des Erfolgs hinsichtlich einer Lastverlagerung wurden – aufgrund der theoretischen Forschungsarbeit – fiktive Annahmen getroffen, sodass die Aussagen auf die Tarifpraxis und -wirkung in Deutschland nicht notwendigerweise übertragbar sind.

In **Italien** wurden bis zum Jahr 2011 flächendeckend Smart-Meter für alle Haushalte eingeführt. Damit verbunden war die Verpflichtung an EVUs zum Anbieten zeitvariabler Tarife (TOU). Angestoßen wurde diese Regelung von den Verteilnetzbetreibern in Zu-

⁶³ Vgl. Öhrlund, Linné, und Bartusch (2019), S. 236ff.

⁶⁴ Vgl. Z. Wang und Li (2011), S. 4ff.

sammenarbeit mit dem dortigen Regulierer. Italien verfügt über ein relativ geringkapazitäres Stromnetz, welches auf – im Vergleich mit Deutschland – niedrigere, historische Stromverbräuche zurückzuführen ist. Dadurch führten die schleichend steigenden Lasten durch neue Verbraucher zunehmend lastverursachende Netzengpässe – insbesondere werktags zwischen 8 und 19 Uhr – herbei. Durch sehr geringe *price-spreads* des eingeführten TOU-Tarifs wurden nur geringe Lastverlagerungen und Kosteneinsparungen erzielt, dennoch gab es auf Seiten der Netzbetreiber Einspareffekte in relevanter Größenordnung. Diese gehen jedoch mehr mit der Einführung des Smart-Meters einher (Ersparungen im Messwesen und Bilanzkreismanagement), als mit dem Tarif selbst.⁶⁵ Neue auf Deutschland übertragbare Erkenntnisse ergaben sich nicht.

In **Österreich** wurde mit aWATTar (s. Kapitel 3.1.2) der erste *echte* in der Praxis eingesetzte dynamische Stromtarif eingeführt. Vor dem Hintergrund einer sehr hohen – insbesondere saisonalen – Verfügbarkeit von Wasserkraft soll auf weitere Ausführungen verzichtet werden, da Wasserkraftanlagen i. d. R. gut steuerbar sind. Der RTP-Tarifanreiz spiegelt im Wesentlichen den schwankenden Börsenstrompreis wider.

Eine **niederländische** Studie aus dem Jahr 2016 erarbeitete ähnliche Erkenntnisse hinsichtlich der nutzbaren Haushaltsgeräte und der lastverschiebenden Wirkung von TOU-Preisreizen wie in Feldstudien aus Dänemark oder Schweden. Der einzige Unterschied lag darin, dass Lasten von den Abendstunden in die PV-starken Mittagszeiten verlagert werden sollten – dies vor allem vor dem Hintergrund neuer Stromverbraucher wie etwa Autos und Heizungssysteme, bei denen eine zunehmende Elektrifizierung aus vormals fossilem Energieverbrauch beobachtet wird. Die Autoren kamen zu dem Schluss, dass der Erfolg der Lastverlagerung weniger von der Automatisierung des Verbrauchs aus-, sondern eher mit der Kontinuität der zu erwartenden günstigen Preiszeitfenster einhergingen. Auch umfangreichere Preisblätter mit höheren Ersparnispotenzialen hatten keinen nachweisbar positiven Effekt auf die Lastverlagerung, sodass in der Folge einfachere Tarifstrukturen empfohlen werden können.⁶⁶

3.3.2 Staaten mit Ballungszentren und hoher individueller Strom-Nachfrage

Die folgende Untersuchung befasst sich mit denjenigen Staaten, deren Siedlungsstruktur von großen Ballungszentren bestimmt oder wo aus Gründen des individuellen

⁶⁵ Vgl. Di Nucci (2014), S. 61-64.

⁶⁶ Vgl. Klaassen u. a. (2016), S. 1069ff.

Stromverbrauchs hohe Gleichzeitigkeiten im Netz vermutet werden. Hierzu zählen insbesondere Saudi-Arabien, Indonesien, Japan sowie einige Metropolen Chinas.

In **Saudi-Arabien** wurde 2017 geforscht, inwiefern TOU-Tarife Lastverlagerungen und damit verbunden auch Einsparungen bei den Strombezugskosten der Haushalte bewirken könnten. Vor dem Hintergrund, dass dort über die Hälfte des gesamten Stromverbrauchs – aufgrund einer Vielzahl eingesetzter Klimageräte – auf private Haushalte entfällt, erscheint dieser Schritt nachvollziehbar. Es zeigte sich, dass Haushalte bei dem gewählten Modell nahezu keine Ersparnisse erzielen konnten (bei einer Verdreifachung des Preises von Peak- zu Off-Peak-Zeiten), wenn diese sich nicht aktiv für den Verzicht auf Klimakomfort entschieden haben. Eine teilweise Verlagerung der Hochlastzeiten verursachte jedoch Entlastung im Stromnetz und resultierte in einer geringeren Stromerzeugung aus fossilem Öl.⁶⁷

Im Rahmen einer anderen Studie in der **Mittelmeerregion** wurde der Effekt von gezielten, preisinduzierten Lastverlagerungen von Stromheizungen auf die Stromrechnung untersucht. Hier kamen die Forscher zu dem Ergebnis, dass sich eine hohe Ersparnis ergeben würde und dabei keine relevanten Komforteinbußen zu verzeichnen wären.⁶⁸

Für **Indonesien** wurde im Rahmen einer Meta-Studie lediglich Forschungspotenzial aufgezeigt, inwieweit die unterschiedlichen dynamischen Preismodelle sinnvoll eingesetzt werden können in Abhängigkeit von Kultur, *Lifestyle*, Bildungsniveau sowie Einkommen und anderen Faktoren. Im Vergleich mit den USA zeigte sich etwa eine um rd. zwei Stunden geringere Dauer der Peak-Phase in den Abendstunden. Dynamische Tarife werden ansatzweise für Industrien eingesetzt, jedoch in kleinem Maßstab und nicht für Haushalte.⁶⁹

Auch in **Japan** wurden im Jahr 2016 Feldstudien durchgeführt, die insbesondere einen temperaturabhängigen Effekt in der erfolgreichen Lastverlagerung im Winter (Heizungssysteme) durch saisonabhängige dynamische TOU-Tarife erzielen konnten. Hingegen wurden im Sommer (Kühlssysteme) kaum temperaturabhängige Unterschiede festgestellt. Insgesamt konnte durch tendenziell größere Preisunterschiede auch größere Lastverlagerungen realisiert werden.⁷⁰

⁶⁷ Vgl. Matar (2017), S. 13ff.

⁶⁸ Vgl. Péan, Salom, und Ortiz (2017), S. 466ff.

⁶⁹ Vgl. Wahyuda und Santosa (2015), S. 304ff.

⁷⁰ Vgl. Zhang u. a. (2016), S. 412ff.

In **China** wurde im Jahr 2019 aufgrund der dort noch jungen Teil-Liberalisierung des Strom-Vertriebsmarktes untersucht, inwiefern EVUs einen Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Anbietern erlangen können, wenn sie interessante dynamische Stromtarife anbieten. Damit wird in dieser Forschungsarbeit zum ersten Mal die Bedürfnisbefriedigung des Kunden in den Vordergrund der Überlegungen gestellt. Es wurde gezeigt, dass durch einen RTP-Tarif, der sich an Börsenstrompreisen orientiert, sowohl auf Seiten der Verbraucher als auch auf Seiten der EVUs finanzieller Nutzen generiert werden konnte.⁷¹

Ein sehr interessanter Ansatz wurde in **Texas/USA** entdeckt: Dort werden Tarife angeboten, die eine Lastverlagerung zum Ziel haben, sodass überschüssiger Windstrom insbesondere am Wochenende verbraucht wird. Die Tarife werden „Power-To-Go Free Weekends“ oder „Free Nights“ genannt. Werktags ist der Strom dafür allerdings etwas teurer, sodass hier vor allem Kunden mit hohem Stromverbrauch am Wochenende wie etwa bei Pools, Klimaanlage, etc. teilnehmen.⁷² Ein (zeitweiser) Preis von *Null* ist daneben aufgrund der hiesigen Gesetzeslage hingegen nicht möglich (s. Kapitel 5.1). Der Grundgedanke dieses Modells findet sich auch bei den Stadtwerken Norderstedt wieder, allerdings nicht in Ausgestaltung eines TOU-Tarifs sondern als PTP-Eventtarif.

3.4 Zwischenfazit

Im Rahmen der internationalen Best-Practices-Analyse hat sich das bislang sehr diverse Bild bestätigt: Forschungsaktivitäten im Bereich der preisanreizbasierten Demand-Response-Programme erfreuen sich national wie international großer Beliebtheit und können für die jeweils vorgefundenen Problemstellungen wirksame Lösungsansätze bieten. Die häufigsten Herausforderungen waren in der hohen volatilen Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien zu beobachten. Je nachdem, ob diese aus Wind- oder PV-Peaks resultierten, kamen andere Tariftypen zum Zuge, um Lastverlagerungen zu erreichen. Gleichauf waren die unternommenen Anstrengungen, hohe zeitgleiche Lasten zu reduzieren. Auch hier unterschieden sich die Lösungsansätze gewählter Tariftypen darin, ob das Problem vornehmlich im Sommer von Klimaanlage, im Winter von Stromheizungen oder saison-unabhängig von etwa Elektroautos ausging.

Zumeist konnten die Tarife derart ausgestaltet werden, dass individuelle Lastverschiebungen zudem in einer (teils sehr geringen) Ersparnis beim Kunden resultierten. Be-

⁷¹ Vgl. Y. Wang u. a. (2019), S. 6701ff.

⁷² Vgl. Böttcher und Heuer (2017), Online.

züglich der Wirkung eines höheren *price-spreads* zwischen Peak- und Off-Peak-Zeiten kamen die Studien zu unterschiedlichen Schlussfolgerungen. Somit lässt sich keine pauschale Aussage darüber treffen, inwiefern die Lastverschiebung in Abhängigkeit der Höhe des *price-spreads* erfolgt. Tendenziell wurden jedoch höhere Lastverlagerungswerte erreicht, wenn auch eine höhere Differenz von Peak- zu Off-Peak-Zeiten vorlag – allerdings ist diese Beziehung nicht linear.

Hinsichtlich der Komplexität von Preisblättern konnte beobachtet werden, dass Kunden ein umfangreiches Preisblatt tendenziell übersimplifizieren und sich hieraus ein gewisses Risiko für fehlinterpretierte und -geleitete Anreize ergibt.

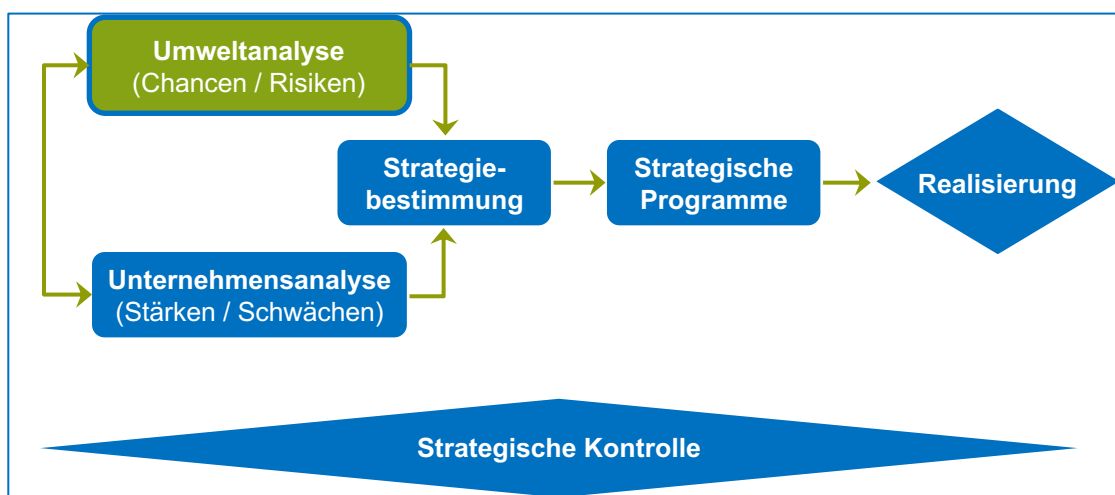
Der flächendeckende Einsatz von besonders dynamischen Tariftypen konnte bislang auch international nicht beobachtet werden. Dies ist zum einen auf dafür fehlende technische Ausstattung zurückzuführen, zum anderen aber auch auf fehlende finanzielle Vorteile auf Kundenseite, um etwaige Geräte zu refinanzieren. In denjenigen Ländern, in denen der Einbau von Smart-Metern bereits vorgeschrieben und umgesetzt wurde, ergibt sich nun nicht mehr die Frage, ob eine Investition individuell lohnenswert ist, sondern vielmehr, ob es eine Möglichkeit gibt, die höheren Kosten durch eigene Lastflexibilisierung zu reduzieren.

4 Globale Umweltanalyse dynamischer Stromtarife

In diesem Kapitel wird skizziert, von welchem exogenen Rahmen dynamische Stromtarife in Deutschland umgeben sind. Mit Hilfe einer *globalen Umweltanalyse*, die als erster Teilschritt des strategischen Managementprozesses gilt (s. Abbildung 7), werden sechs wesentliche Umweltfaktoren nachfolgend systematisch erfasst und eingeordnet.

„Allgemein geht es dabei darum, die vielfältigen Einflüsse und Kräfte, die in der Umweltanalyse herausgearbeitet werden, zu einem überschaubaren plausiblen Bild der Zukunft (Szenario) zu verdichten aus dem dann auch konkrete Handlungen abzuleiten wären.“⁷³

Abbildung 7: Grundmodell des strategischen Managementprozesses⁷⁴



Dieser Schritt unterstützt im (energiewirtschaftlich-) strategischen Management bei der Aufgabe eines EVUs, Chancen sowie Risiken für zukünftige Tariftypen und Ausgestaltungsmöglichkeiten zu erkennen und für die Umsetzung vorzubereiten.⁷⁵

Die PESTEL-Analyse besteht – dem Akronym folgend – aus den politischen (P), ökonomischen (E), soziokulturellen (S), technischen (T), ökologischen (E) und regulatorischen (L) Einflussfaktoren, von denen ausgewählte Schwerpunkte aufgrund besonderer Relevanz und Aktualität in den nächsten Unterkapiteln aufgegriffen werden.

Hierzu zählen insbesondere die miteinander verknüpften technischen und rechtlichen Umweltfaktoren vor dem Hintergrund der Smart-Meter-Gateway-Zertifizierung.⁷⁶

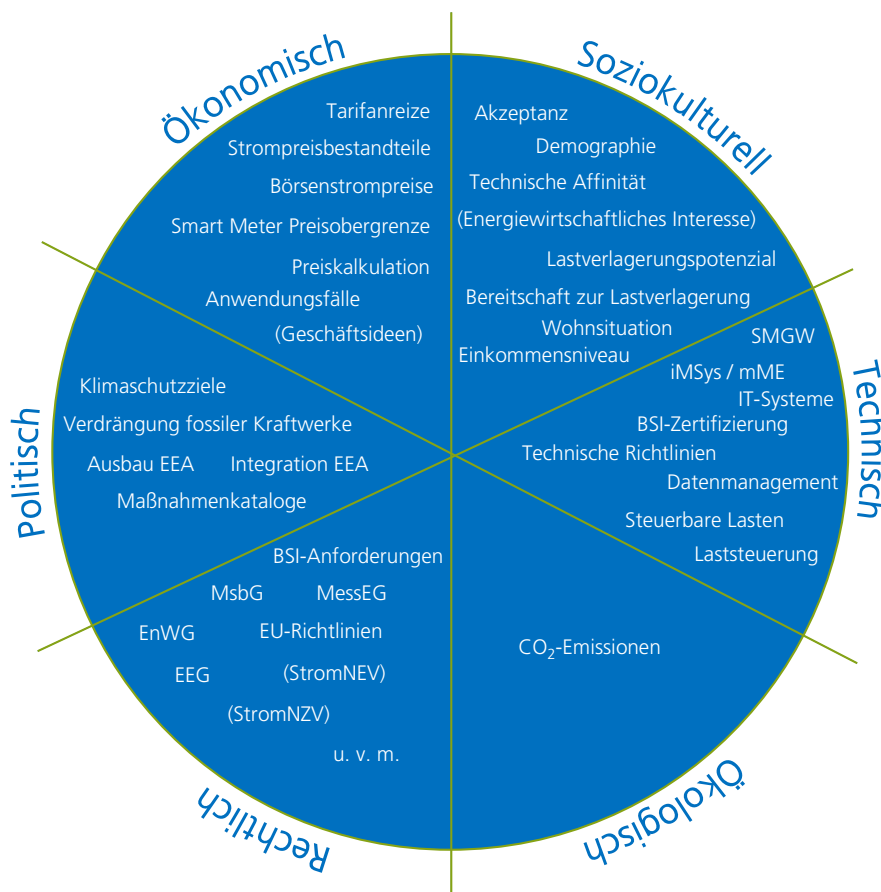
⁷³ Schreyögg und Koch (2010), S. 80.

⁷⁴ Nach Schreyögg und Koch (2010), S. 74.

⁷⁵ Vgl. Dillerup und Stoi (2013), S. 103ff.

Aus nachfolgender Abbildung 8 wird ersichtlich, dass die umfangreichen und mitunter recht komplexen energiewirtschaftlichen und -politischen Zusammenhänge durch unterschiedliche Einflussrichtungen bestimmt werden.

Abbildung 8: Übersicht globale Umweltanalyse für dynamische Stromtarife



4.1 Technische Einflussfaktoren

Dynamische Stromtarife wie RTP- oder PTP-Tarife setzen in Deutschland zwingend eichrechtskonforme Smart-Meter – hier definiert als eine durch das BSI zertifizierte, digitale Messeinrichtung mit Kommunikationseinheit (und integriertem Sicherheitsmodul), die auch die *Technischen Richtlinien* des BSI erfüllt – an dem Zählpunkt des Endkunden voraus. Diese werden gem. der Bezeichnung im Gesetzestext im Folgenden intelligentes Messsystem (iMSys) genannt.

Im Umkehrschluss soll hier betont werden, dass moderne Messeinrichtungen (mME), also digitale Messeinrichtungen ohne o. g. Kommunikationseinheit, für die Anwendung

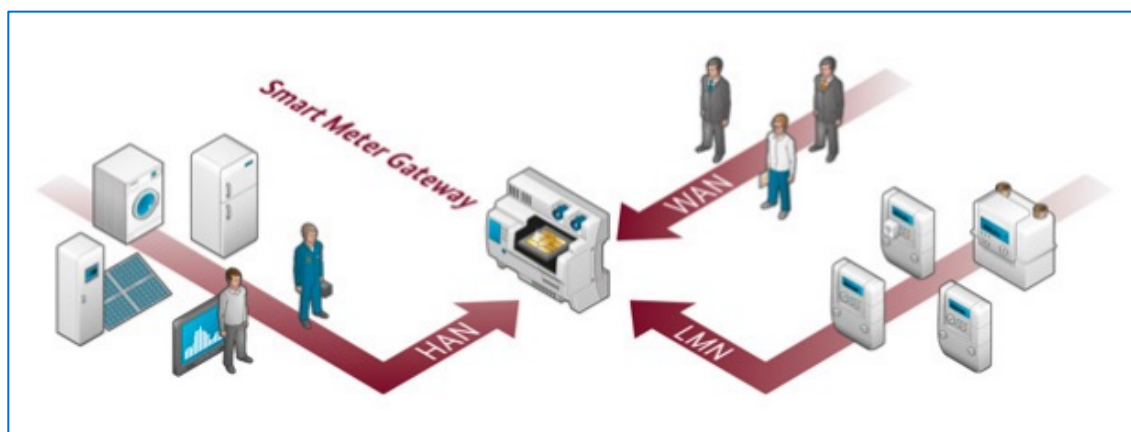
⁷⁶ Die übrigen Faktoren der Umweltanalyse in ihrer vollen Breite darzustellen, ist in der vorliegenden Arbeit nicht leistbar. Teilaspekte werden im Rahmen der strategischen Potenzialanalyse in Kapitel 6 aufgegriffen.

eines dynamischen Tarifs nicht ausreichen. Auch mechanische Ferraris-Doppeltarifzähler mit Rundsteuergerät können maximal für TOU-Tarife genutzt werden.

Die iMSys erfassen und speichern den Stromverbrauch an einer Messstelle, verschlüsseln und übertragen diesen mindestens viertelstündlich mithilfe eines *Smart-Meter-Gateways (SMGW)* an den zuständigen Messstellenbetreiber (MSB).⁷⁷

Dabei werden einzelne Zähler mittels Local Metrological Network (LMN) mit dem Wide Area Network (WAN) verbunden. Das Home Area Network (HAN) dient weiterhin als technische Schnittstelle für den Endkunden, um etwa Verbrauchs- und Abrechnungsdaten einsehen zu können (s. Abbildung 9).⁷⁸

Abbildung 9: Smart-Meter-Gateway Systemarchitektur⁷⁹



Die WAN-Übertragung der Last- bzw. Zählerstandgänge an den MSB bzw. die HAN- oder LMN-Übertragung zwischen den einzelnen Geräten kann zunächst einmal physisch auf unterschiedlichen Wegen erfolgen: Leitungsgebunden (z. B. Glasfaser, PLC, DSL, usw.) oder mittels Funktechnologie (z. B. UMTS, LTE, LoRaWAN, usw.).⁸⁰

Bei einer höheren als der viertelstündlichen Übertragungsdichte der Zählerstände für die Ein-/Auspeisung, wäre entsprechend sicherzustellen, dass die Bandbreite der im Versorgungsgebiet genutzten WAN-Technologie zwischen den einzelnen Stationen ausreicht, um die gemessenen Werte zeitnah an den MSB zu übertragen. Dieses Vorgehen birgt Potenziale für den zuständigen Netzbetreiber wie etwa in der Aufdeckung

⁷⁷ Vgl. BNetzA (Hrsg.) (2019a), Online.

⁷⁸ Vgl. Doleski (2020b), S. 279.

⁷⁹ BSI (Hrsg.) (2018), S. 12.

⁸⁰ Vgl. Ernst & Young (2013), S. 46ff.

von kritischen Netzzuständen durch Echtzeit-Übertragung sowie in der Laststeuerung oder im Einspeisemanagement.⁸¹

Über die technische Schnittstelle *Controllable Local System (CLS)* würde dann eine gezielte Laststeuerung einzelner Energieverbraucher (z. B. intelligente Haushaltsgeräte oder via Smart-Home angebundene und kompatible Geräte) – oder auch eine Einspeisesteuerung im Fall von vorhandenen Eigenerzeugungsanlagen – seitens des Netzbetreibers ermöglicht.⁸²

Daneben sollten möglichst geringe Latenzzeiten im Bereich des LMN und HAN eingehalten werden. Dadurch erhält auch der Endkunde die Möglichkeit, seine Lastgänge *live* zu analysieren und sein Verbrauchsverhalten zu reflektieren und ggf. anzupassen. Dies erfordert außerdem ein visuelles Angebot in Form eines externen Displays im Haushalt, eines Webportals oder einer (Smartphone-) App.⁸³

Auf weitergehende Beschreibungen technischer Möglichkeiten o. g. einzelner Übertragungstechnologien sowie Vor- und Nachteile soll hier nicht tiefer eingegangen werden, da die jeweils sinnvollen Einsatzbereiche individuell abhängig von benötigter Reichweite, Bandbreite und bereits vorhandenem Know-how des MSB zu prüfen sind.⁸⁴

Aus dem Prozess o. g. Zählerstandsgangübermittlung folgt, dass personenbezogene Daten erhoben und verarbeitet werden müssen. In Wechselwirkung mit weiteren regulatorischen Erfordernissen aus dem Datenschutzrecht – sowie auch eingebunden in das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) – dürfen nur vertrauenswürdige Produktkomponenten zum Einsatz kommen, welche die Voraussetzung eines sicheren IT-Betriebs der Geräte sowie in der sicheren Daten-Administration erfüllen.⁸⁵

Eine weitere technische Voraussetzung für den zulässigen Betrieb in Deutschland ist demnach auch eine „vertrauenswürdige Kommunikationsinfrastruktur“⁸⁶.

Daneben zeichnen sich iMSys auch durch den Empfang von Preissignalen seitens des EVUs aus. Dadurch ist es technisch möglich, dem Kunden Preisanreize zu setzen – welche in der Folge das (abstrakte) Verbrauchsverhalten event- oder zeitabhängig be-

⁸¹ Vgl. dena (Hrsg.) (2014), S. 86.

⁸² Vgl. Hayn (2016), S. 77f.

⁸³ Vgl. dena (Hrsg.) (2014), S. 88ff.

⁸⁴ Vgl. Mond (2019), Online.

⁸⁵ Vgl. BSI (Hrsg.) (2018), S. 10.

⁸⁶ BSI (Hrsg.) (2018), Online.

einflussen können – sowie auch die finanziellen Konsequenzen aufzuzeigen. Für das spezifische EVU werden diese Daten auch zu Abrechnungszwecken benötigt.⁸⁷

Dynamische Stromtarife setzen neben der Zähler- und beidseitigen Kommunikationsinfrastruktur darüber hinaus funktionierende und kompatible EDV-Systeme auf Seiten des MSB, Netzbetreibers und EVU voraus. Hierzu zählen etwa die Enterprise Resource Planning (ERP) Software, das Customer Relationship Management (CRM), das Energy Data Management (EDM) und das Meter Data Management (MDM), welche u. a. die neue Datenmenge (performant) bewältigen können müssen.

4.2 Regulatorische Einflussfaktoren

In aller Regel ist der Strompreis bei HHK aktuell nicht abhängig von der Verbrauchsstruktur, da zurzeit weder die Endkunden noch das jeweilige EVU, der Netzbetreiber oder der ggf. davon abweichende MSB aufgrund von fehlenden technischen Voraussetzungen (s. Abschnitt 4.1) Kenntnisse darüber erlangen. Dies soll sich mit dem verpflichtenden Einbau s. g. *intelligenter Messsysteme (iMSys)* an Verbrauchsstellen ab 6.000 kWh/a bis Ende des Jahres 2028 sowie bei Anlagenbetreibern ab einer installierten Leistung von 7 kW – gem. §29 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) – bis spätestens zum Jahr 2032, bei Neubauten und größeren Gebäuderenovierungen bereits bis zur Fertigstellung des Gebäudes, ändern.⁸⁸

Aufgrund des zumeist unterhalb dieses Schwellenwertes anzutreffenden Jahresverbrauchs im HHK-Segment⁸⁹ wird unter einem Jahresverbrauch von 6.000 kWh/a der verpflichtende Einbau s. g. *moderner Messeinrichtungen (mME)* durch den Gesetzgeber vorgeschrieben. Diese digitalen mME weisen eine etwas geringere Granularität der Verbrauchshistorie aus und werden standardmäßig ohne automatische Kommunikationsschnittstelle zum zuständigen Messstellenbetreiber betrieben: Im höchsten Detailgrad können Tagesverbräuche angezeigt werden. Optional ist bei diesen Kunden aber auch die Einführung eines *iMSys* gegen Aufpreis möglich.⁹⁰

Die Mindestanforderungen an *iMSys* für das SMGW und die sichere Anbindung wurden vom Gesetzgeber in §§21-23 MsbG definiert (s. Abschnitt 4.1).

⁸⁷ Vgl. dena (Hrsg.) (2014), S. 87.

⁸⁸ Vgl. BNetzA und BKartA (2019), S. 310f.

⁸⁹ Vgl. BDEW (Hrsg.) (2019a), S. 36f.

⁹⁰ Vgl. BNetzA und BKartA (2019), S. 315f.

Wirtschaftliche Möglichkeit ist gegeben, sobald Letztverbrauchern das iMSys zu festgelegten Preisobergrenzen (§31 MsbG) angeboten werden kann. Diese Preisobergrenzen wurden aus der gutachterlichen Kosten-Nutzen-Analyse der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft *Ernst & Young* aus dem Jahr 2013 abgeleitet. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) hatte dieses Gutachten – in Umsetzung der §§21 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gem. EU Richtlinie 2009/72/EG – in Auftrag gegeben.⁹⁵

Die nachfolgenden Preisobergrenzen wurden gesetzlich verankert und können frühestens im Jahr 2027 per Rechtsverordnung angepasst werden (s. Tabelle 4). Die Preise gelten in ähnlicher Weise auch für Betreiber von Erzeugungsanlagen.

Tabelle 4: Smart-Meter Preisobergrenzen für Letztverbraucher (§§31-34 MsbG)

Art der ME	Einbaufall	Ø Jahresverbrauch (über letzte 3 Jahre)	Preisobergrenze / a
iMSys	Pflichteinbau bis 2032	> 100.000 kWh	„angemessen“
iMSys	Pflichteinbau bis 2025	> 50.000 - 100.000 kWh	200 €
iMSys	Pflichteinbau bis 2025	> 20.000 - 50.000 kWh	170 €
iMSys	Pflichteinbau bis 2025	> 10.000 - 20.000 kWh	130 €
iMSys	Pflichteinbau bis 2028	> 6.000 - 10.000 kWh	100 €
iMSys	Pflichteinbau ab sofort	Unterbrechb. Verbrauchseinrichtung (§14a EnWG)	100 €
mME	Pflichteinbau turnusmäßig	verbrauchsunabhängig	20 €
iMSys	Optionalen Einbau	> 4.000 - 6.000 kWh	60 €
iMSys	Optionalen Einbau	> 3.000 - 4.000 kWh	40 €
iMSys	Optionalen Einbau	> 2.000 - 3.000 kWh	30 €
iMSys	Optionalen Einbau	< 2.000 kWh	23 €
iMSys	Freiwilliger Einbau	Keine Grenzwerte definiert	Verhandlungsbasis

Sämtliche Messeinrichtungen, die zur Erfassung und Verwendung der Verbrauchsmesswerte zu Abrechnungszwecken dienen, unterliegen dem Eichrecht gem. §§3 Nr. 13 und Nr. 23 Mess- und Eichgesetz (MessEG) i. V. m. §33 MessEG und damit auch der Eichpflicht gem. §37 (1) MessEG.⁹⁶

Darüber hinaus ist der Verwender von Messwerten gem. §33 (3) MessEG dazu verpflichtet, auf einer – auf Messwerten basierenden – Rechnung, diese Messwerte so übersichtlich darzustellen, dass diese „in einfacher Weise nachvollzogen werden kön-

⁹⁵ Vgl. Ernst & Young (2013), S. 9.

⁹⁶ Vgl. Wege (2020), S. 4f.

nen“. Dies kann auch durch geeignete Hilfsmittel, wie etwa einem Online-Portal oder einer App erfolgen.

Schaltbare Steckdosen, die innerhalb eines Haushalts installiert wurden, selbst wenn diese den Stromverbrauch zuverlässig messen könnten, dürfen demnach nicht zu Abrechnungszwecken herangezogen werden; es sei denn, diese Steckdosen sind regulär geeicht. Daraus resultiert, dass die Vorgehensweise der dynamischen Tarife bei den SW Norderstedt im Rahmen des NEW 4.0-Forschungsprojektes in dieser Form nicht über den Projektzeitraum hinaus aufrechterhalten werden kann, ohne den Tatbestand einer Ordnungswidrigkeit zu riskieren.⁹⁷

Auf die Darstellung weiterer gesetzlicher Rahmenbedingungen der EU, des *unbundlings* oder der Netzentgelte wird an dieser Stelle verzichtet. Teilweise werden die relevanten Aspekte an der entsprechenden Stelle im weiteren Text erläutert.

⁹⁷ Vgl. Wege (2020), S. 7.

5 Kundenperspektive: Einsparpotenzial für Haushaltskunden

In den letzten 15 Jahren gab es bereits zahlreiche Modellberechnungen und Untersuchungen, die das kundenseitige Einsparpotenzial durch dynamische Tarife analysiert haben (s. Kapitel 3). Diese Untersuchungen beinhalteten entweder sehr theoretische Rahmenbedingungen, bei denen später konstatiert werden musste, dass diese aus regulatorischen, technischen oder anderweitigen Gründen so nicht realisiert werden konnten. Oder aber es handelte sich um sehr praxisnahe Untersuchungen auf Basis aktueller regulatorischer Rahmenbedingungen mit TOU-Tarifen bei denen entsprechend nur ein sehr geringes Einsparpotenzial bei HHK ermittelt werden konnte.

Desweiteren wurden zahlreiche Studien, Fachbeiträge und politische Meinungsbildung zu notwendigen sich verändernden, regulatorischen Rahmenbedingungen veröffentlicht. Diese hier alle anzuführen, ist im Rahmen der vorliegenden Ausarbeitung nicht möglich. Jedoch soll auf die sensitivsten, regulierten Preisbestandteile – Netzentgelte und Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (kurz: EEG-Umlage) (5.1) – näher eingegangen werden, um Annahmen über mögliche, zukünftige Veränderungen zu treffen und diese in die Berechnung des Einsparpotenzials für HHK einfließen zu lassen (5.2).

Eine integrierte Betrachtung, inwiefern sich eine Variation der einzelnen regulierten Strompreisbestandteile auf das kundenseitige Ersparnispotenzial dynamischer Tarifmodelle auswirken kann, wurde in den – dem Verfasser bekannten – Publikationen vernachlässigt. Diese Lücke soll mit Kapitel 5.3 geschlossen werden.

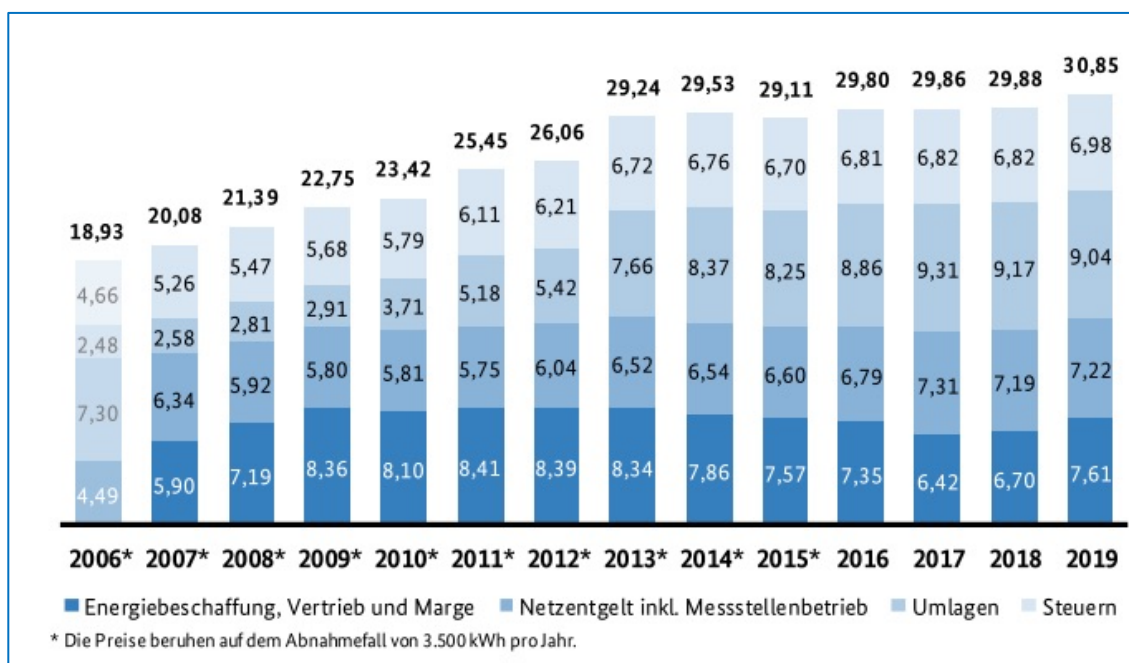
5.1 Aktuelle Strompreisbestandteile für Haushalte

Den einen Strompreis gibt es weder bei Industrie-, Gewerbe- noch bei Haushaltskunden (HHK). Die Ausgestaltung der Endkunden-Tarife bei HHK unterscheidet sich zwischen den Anbietern auf einem liberalisierten Marktumfeld, ist abhängig vom Wohnort bzw. dem Ort der Marktlotation und variiert darüber hinaus je nach Jahresverbrauch, teils auch nach Verbrauchsstruktur (in Ansätzen etwa bei Doppeltarifzählern) und etwaigen Sonderfällen (Eigenerzeugung, Rabattierung, Befreiungstatbestände, o. Ä.).

Für das tiefere Verständnis über das Zustandekommen von Strompreisen ist es zunächst notwendig, die einzelnen Bestandteile herauszuarbeiten und rudimentär darzustellen, wie diese zustande kommen.

In nachfolgender Abbildung 11 ist der Verlauf der mengengewichteten Elektrizitätspreise über die letzten 14 Jahre für HHK in dem Beispiel-Abnahmefall von 3.500 kWh/a dargestellt.

Abbildung 11: Entwicklung der HHK-Strompreisbestandteile (2006-2019)⁹⁸



Zu sehen ist, dass der Durchschnitts-Preis (in ct/kWh) in fast jedem Jahr angestiegen ist. In den letzten 10 Jahren (2010-2019) betrug die durchschnittliche Preissteigerungsrate jährlich rd. 3,2 % – im Gegensatz dazu lag die durchschnittliche Preissteigerungsrate des allgemeinen Verbraucherpreisindex im selben Zeitraum bei jährlich 1,2 %.⁹⁹ Die steigenden Strompreise können also nur zu einem kleinen Teil auf Gründe der Geldentwertung zurückgeführt werden.

Ein weitergehender Blick auf die einzelnen Strompreiskomponenten offenbart die wesentlichen Ursachen. Der Strompreis wurde dafür – analog zu Abbildung 11 – in die vier Kategorien *Energiebeschaffung/Vertrieb/Marge*, *Netzentgelt inkl. Messstellenbetrieb*, *Abgaben/Umlagen* und *Steuern* unterteilt. Diese Unterteilung zeigt, dass der durchschnittliche, wesentliche Einfluss auf die Preissteigerung der letzten Jahre bei den *Abgaben/Umlagen* gewirkt hat. Diese weisen in 2019 mit 9,04 ct/kWh einen Anteil von 29,3 % auf. Zehn Jahre zuvor (also im Jahr 2010) lag dieser Anteil noch bei rd. 15,8 % mit 3,71 ct/kWh. Zieht man für die Zehnjahresbetrachtung den Vergleich von

⁹⁸ BNetzA und BKartA (2020), S. 291.

⁹⁹ Vgl. Destatis (Hrsg.) (2019), S. 3.

2018 zu 2009 heran, ergibt sich bei den absoluten Werten sogar eine mehr als Verdreifachung (Faktor 3,15).

Werden alle einzelnen Strompreiskomponenten dargestellt, ergeben sich 13 verschiedene Bestandteile, die in nachfolgender Tabelle 5 dargestellt sind:

Tabelle 5: Strompreisbestandteile für HHK¹⁰⁰

Kategorie	Bestandteil	Grundlage	Bezugsgröße (2019)
Energiebeschaffung/ Vertrieb/ Marge	Energiebeschaffung	EnWG	Marktspezifisch
	Vertrieb	EnWG	EVU-spezifisch
	Marge	EnWG	EVU-spezifisch
Netzentgelt inkl. Messstellenbetrieb	Netzentgelt	StromNEV	2,5 – 25,4 ct/kWh (AP/GP); je nach Netzgebiet (Ø 7,17 ct/kWh)
	Messstellenbetrieb	MsbG	Msb-spezifisch
Abgaben/ Umlagen	EEG-Umlage	§§ 60ff. EEG	6,405 ct/kWh
	Umlage für abschaltbare Lasten	§18 AbLaV	0,005 ct/kWh
	Offshore-Netz-/Haftungsumlage	§ 17f EnWG	0,416 ct/kWh
	§ 19 StromNEV-Umlage	§ 19 StromNEV	0,305 ct/kWh
	KWKG-Umlage	§§ 26f. KWKG	0,28 ct/kWh
	Konzessionsabgabe	§ 2 (2) KAV	1,32 – 2,39 ct/kWh Maximalbetrag abhängig von Einwohnerzahl
Steuern	Stromsteuer	§ 3 StromStG	0,205 ct/kWh
	Mehrwertsteuer	UStG	19 % auf Nettogesamtpreis

Werden die EVU- und Marktspezifischen drei Positionen unter der Kategorie *Energiebeschaffung/Vertrieb/Marge* ausgeklammert, fällt auf, dass – mit Ausnahme des *Messstellenbetriebs* und des fixen Bestandteils der Netzentgelte – sämtliche externen Preiskomponenten variabel und mengenabhängig ausgestaltet sind. Dies führt dazu, dass lediglich ein Energie- bzw. Energiekostensparanreiz wirken kann, jedoch aktuell kein Flexibilisierungsanreiz.

¹⁰⁰ Vgl. BNetzA und BKartA (2019), S. 154f., 293ff sowie 50Hertz Transmission GmbH u. a. (2019), Online.

Da sich der Netto-Strompreis durch Aufsummieren der variablen Preisbestandteile plus fixe Bestandteile aus Netzentgelt und MSB ergibt, können anhand der Werte aus obenstehender Tabelle die sensitivsten Preisbestandteile bereits abgelesen werden: Die sensitivsten Bestandteile sind in der Kategorie *Energiebeschaffung/ Vertrieb/ Marge*, *Netzentgelte inkl. MSB* und in der *EEG-Umlage* vorzufinden. Als vierten Aspekt wird die *Mehrwertsteuer* betrachtet. Auf die einzelnen vier sensitiven Preisbestandteile wird nachfolgend (5.1.1 – 5.1.4) näher eingegangen.

5.1.1 Energiebeschaffung/ Vertrieb/ Marge

Somit verbleibt den EVUs – als einziger nicht regulatorisch vorgeschriebener Hebel – für eine dynamischen Preissetzung aktuell lediglich der vorgenannte EVU- bzw. Marktspezifische Kostenblock. Der hieraus resultierende maximale price-spread beträgt jedoch nicht zwangsläufig 7,61 ct/kWh wie Abbildung 11 suggerieren könnte, sondern ist abhängig von den tatsächlichen Strom-Einkaufspreisen des EVUs. Strommengen werden im Regelfall tranchenbasiert direkt an der Strombörse oder über Zwischenhändler beschafft. Dadurch sind zeitweise sogar negative Einkaufspreise möglich, die bei entsprechender Steuerung der HHK, ggf. sogar kurzfristig weitergegeben werden könnten – abzüglich EVU-spezifischen Vertriebskosten, einer Marge für die Transaktionskosten sowie für das Risiko der Beschaffung.¹⁰¹

Weiterhin ist der realisierbare Strom-Einkaufspreis abhängig von der Beschaffungsstrategie sowie von individuellen Risikorichtlinien des EVU. So wird Strom bei der SWN etwa über eine Stromeinkaufsgemeinschaft langfristig auf dem Terminmarkt beschafft.

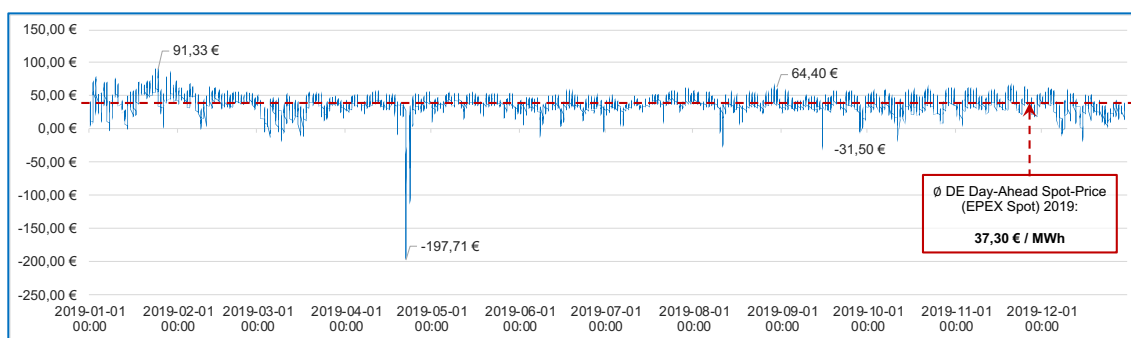
Bei der Strombeschaffung an Börsen kann zwischen langfristigen Terminkontrakten (steigendes Preisniveau seit 2016) und den kurz- bis sehr kurzfristigen Kontrakten an *Spotmärkten* (kurzfristige Volatilitäten) unterschieden werden. Negative Preise kommen dabei bislang nur recht selten und nur auf den kurz- bis sehr kurzfristigen *Day-Ahead-* bzw. *Intraday-Handelsplätzen* vor. Der Intraday-Handel dient dabei vor allem der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie im Rahmen des Bilanzkreismanagements – also der Lastdeckung von unterschätztem Stromverbrauch bzw. der Kompensation von überschätztem Stromverbrauch anhand von Standardlastprofil-Prognosen – und soll nicht näher betrachtet werden.¹⁰²

¹⁰¹ Vgl. Schumacher und Würfel (2015), S. 53.

¹⁰² Vgl. Doleski (2020a), S. 546.

In nachfolgender Abbildung 12 ist beispielhaft der stündliche Preisverlauf je gehandelter MWh für das Produkt *DE Day-Ahead* an der EPEX Spot für jede Stunde des Jahres 2019 abgetragen. Aufgrund der insgesamt 8.760 Werte ist die Auflösung der Darstellung etwas unscharf, zeigt jedoch die typische Preisbandbreite an. Zudem wurden die Stellen mit dem maximalen (24./25.01.19) und minimalen Wert (22.04.19) durch Beschriftung hervorgehoben. Die rot-gestrichelte Linie zeigt den arithmetischen Durchschnittspreis von 37,30 €/MWh für das Jahr 2019 an.

Abbildung 12: Preisverlauf EPEX-Spot für DE Day-Ahead Spot (2019)¹⁰³



Auf die Strombeschaffung an Terminmärkten wird aufgrund ihrer langfristigen Ausrichtung nicht näher eingegangen, da diese keine Grundlage für kurzfristige Flexibilitätsanreize bieten können. Auch auf Ausführungen zu einer möglichen außerbörslichen Strombeschaffung wird aufgrund von fehlender Relevanz durch die Langfristigkeit von Verträgen verzichtet.

5.1.2 Netzentgelt inkl. Messstellenbetrieb

Stromnetzbetreiber unterliegen – aufgrund ihrer Stellung als natürliches Monopol – einem engen regulatorischen Rahmen. Zu diesem gehört u. a. ein umfassender Kostengenehmigungsprozess durch die BNetzA bzw. durch die jeweilige Landeskartellbehörde als zumeist zuständige Regulierungsbehörde. Die verursachten (und genehmigten) Kosten wälzen Netzbetreiber über die Netzentgelte (NNE), als Bestandteil der Stromrechnung, auf die Endkunden ab. Diese auf genehmigten Kosten basierenden NNE müssen ebenfalls vorab genehmigt werden und können nicht frei gestaltet werden.

Auf diesen Preisbestandteil der NNE hat ein reines Energievertriebsunternehmen keinen Einfluss, da das Netzgeschäft informatorisch, buchhalterisch, operationell und

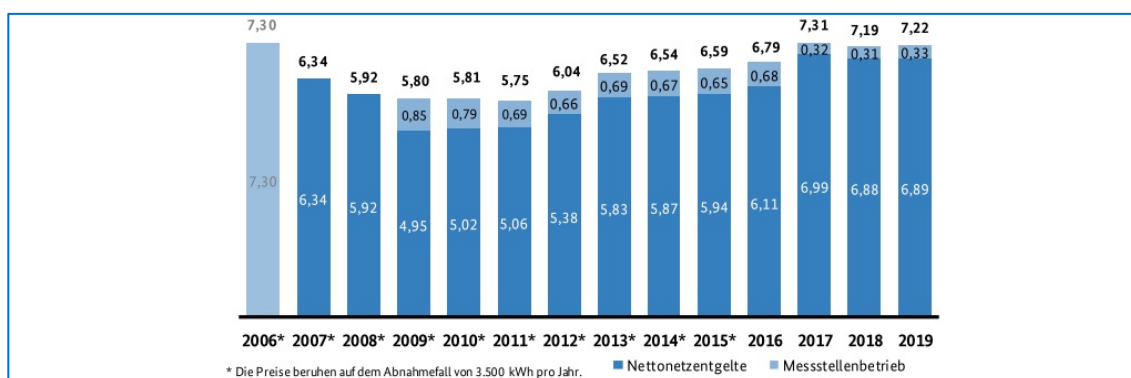
¹⁰³ Vgl. Montel (Hrsg.) (2020), Online.

rechtlich (zumindest ab 100.000 angeschlossenen Kunden) vom Vertrieb entkoppelt sein muss (*unbundling*).¹⁰⁴

Der Messstellenbetrieb ist außerdem seit Einführung des MsbG im Jahr 2016 mit Wirkung zu Dezember 2019 als Marktrolle von dem Netzbetrieb entkoppelt. Jedoch hat der für die jeweils betrachtete Marktlokation zuständige Verteilnetzbetreiber auch die Rolle als s. g. grundzuständiger Messstellenbetreiber inne. Wird also kein davon abweichender MSB von Seiten des EVU gewählt, bleibt die Verantwortung (und Rechnungsstellung) beim Netzbetreiber.¹⁰⁵

Die Strompreisbestandteile *Netzentgelte und Messstellenbetrieb* bewegten sich mit rd. 7,19 – 7,31 ct/kWh in den letzten drei Jahren durchschnittlich auf einem relativ hohen, aber konstanten Niveau (Abbildung 13).

Abbildung 13: Entwicklung der HHK-Netzentgelte (2006-2019)¹⁰⁶



Dabei offenbaren sich hingegen signifikante Unterschiede in der regionalen Verteilung (s. Anhang 3). Vor allem in den von hoher Windenergieeinspeisung geprägten Bundesländern Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern, aber auch in weiten Teilen Brandenburgs sowie in einzelnen Gebieten Hessens und Bayerns treten im Durchschnitt deutlich höhere NNE auf. Da die NNE von jedem der rd. 900 Netzbetreiber individuell berechnet werden, gibt es auch innerhalb eines Bundeslandes nochmals erhebliche Differenzen. So treten etwa – wie im Fall von Brandenburg – Bandbreiten von bis zu 13,4 ct/kWh auf. Zahlreiche Gründe, wie etwa die Notwendigkeit von Einspeisemangement-Maßnahmen (EinsMan), das Alter der Netze, der Netz-Ausbaubedarf wegen Veränderung der Erzeugungsstruktur oder die Überdimensionierung bzw. Unter-

¹⁰⁴ Vgl. Mitto (2013), S. 9-27.

¹⁰⁵ Vgl. Berger, Zwinscher, und Hufnagel (2019), S. 39f.

¹⁰⁶ BNetzA und BKartA (2020), S. 293.

auslastung in von stark von demographischem Wandel geprägten Regionen tragen zu dieser Entwicklung bei.¹⁰⁷

Die NNE im HHK-Segment bestehen im Regelfall aus einem Grund- und einem Arbeitspreis. Der Anteil dieses Grundpreises an den Netzentgelten ist im Durchschnitt mit knapp 12 % sehr gering – zumindest wenn man dies ins Verhältnis der fixen Kosten an den Gesamtkosten der Netzbetreiber von bis zu 70 % setzt¹⁰⁸ –, sodass die wesentliche NNE-Einflussgröße aus dem Arbeitspreis [in ct/kWh] hervorgeht.¹⁰⁹ Tendenziell ist jedoch ein Ansteigen der fixen Grundpreiskomponente am NNE zu beobachten. Aber auch hier sind regional sehr starke Unterschiede zu beobachten (Anhang 4).

Im Versorgungsnetz der Stadtwerke Norderstedt wird seit dem 1.1.20 bei HHK ein Grundpreis (GP) von 39,96 €/a sowie ein Arbeitspreis (AP) von 7,47 ct/kWh in Rechnung gestellt.¹¹⁰ In einem haushaltstypischen Abnahmefall von 3.500 kWh/a resultiert ein durchschnittliches NNE von 8,61 ct/kWh bei einem GP-Anteil von rd. 13,3 %. Damit liegt das HHK-NNE sowie der GP-Anteil in Norderstedt geringfügig über dem bundesweiten Durchschnitt (für das Jahr 2019) und unterhalb des landesweiten Durchschnitts von Schleswig-Holstein (9,15 ct/kWh).¹¹¹

Ein Netzbetreiber hat jedoch vereinzelt weitere Möglichkeiten der Netzentgeltgestaltung für spezifische Abnahmefälle:

So können etwa *steuerbare Verbrauchseinrichtungen* gem. §14a EnWG mit einem verringerten Netzentgelt belegt werden, um so einer Netzüberlastung aufgrund von hoher gleichzeitiger Leistungsnachfrage entgegenzuwirken.¹¹² Steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Sinne des Gesetzes sind im HHK-Segment etwa Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen, Elektroautos oder Batteriespeicher die über einen eigenen Zählpunkt verfügen. Die Bundesnetzagentur stellt in ihrem jüngsten Monitoringbericht für das Jahr 2019 dazu folgendes fest:

“Im Gegenzug für die Steuerbarkeit gewähren die Netzbetreiber eine durchschnittliche Reduzierung des Netznutzungsentgeltes von 55 Prozent, was einem absoluten Nachlass von 3,44 ct/kWh entspricht. Die Höhe der möglichen Vergünstigung

¹⁰⁷ Vgl. BNetzA und BKartA (2020), S. 175ff.

¹⁰⁸ Vgl. Oelmann, Czichy, und Beele (2017), S. 29.

¹⁰⁹ Vgl. BNetzA (2015), S. 14.

¹¹⁰ Vgl. Stadtwerke Norderstedt (Hrsg.) (2020a), S. 1.

¹¹¹ An dieser Stelle sei hervorgehoben, dass der derzeitige SWN-Event-Tarif im NEW-4.0-Projekt zu den Event-Schaltzeiten zu einem Gesamtstrompreis von 5 ct/kWh angeboten wird. Bei diesem Preis sind somit noch nicht einmal die über das NNE abzuwälzenden Kosten des Netzbetriebs gedeckt.

¹¹² Vgl. BDEW (2017), S. 3.

*ist nicht regulatorisch vorgegeben, sodass eine hohe Bandbreite zwischen den Netzbetreibern zu beobachten ist. Der höchste Rabatt beträgt 91 Prozent des Netznutzungsentgeltes, der niedrigste hingegen nur 6 Prozent. (...)*¹¹³

Von der o. g. Möglichkeit gem. §14a EnWG machen auch die SWN Gebrauch. So wird vollständig auf die Erhebung eines sonst für diese Zählpunkte zusätzlich geltenden Grundpreises verzichtet. Auch der Arbeitspreis reduziert sich bei Speicherheizungen, Wärmepumpen und Elektromobilität von 7,47 auf 4,85 ct/kWh, wenn dafür die Steuerbarkeit der Anlagen durch den Netzbetreiber gegeben ist.¹¹⁴

Tatsächlich scheint hier – beim Blick auf die vorstehenden Ausführungen der BNetzA – noch ein weitaus größeres Potenzial für den Realbetrieb möglich zu sein, wenn sogar Rabatte bis 91 % auf die NNE gewährt wurden. Einer solchen Rabatthöhe mögen jedoch individuelle Wirtschaftlichkeitsüberlegungen der Netzbetreiber entgegenstehen. Gleichwohl könnte sich hieraus eine kosteneffizientere Bewirtschaftung des Netzes ergeben, wenn z. B. Netzausbaumaßnahmen dadurch verringert werden könnten.¹¹⁵

Neben diesen Möglichkeiten wird von Seiten des Gesetzgebers zum jetzigen Zeitpunkt de-facto kein weiteres Lastflexibilisierungsinstrument aus dem Bereich der NNE für das HHK-Segment bereitgestellt.

Die Instrumente des individuellen bzw. verminderten Netzentgelts gem. §19 (2) Satz 1 StromNEV auf Basis einer atypischen Netznutzung anhand von vorab definierten Hochlastzeitfenstern oder auf Basis einer stromintensiven Netznutzung gem. §19 (2) Satz 2 StromNEV kommen bei HHK aufgrund der umfassenden Anforderungen an Leistung, Mindestersparnis, Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers oder Anteil an der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dem Netz nicht infrage.¹¹⁶

Daneben kann gem. §19 (4) StromNEV die reine Stromentnahme aus dem Netz zum Zweck einer späteren Wiedereinspeisung (durch Speichertechnologien) mit einem individuellen Netzentgelt bzw. mit der ausschließlichen Zahlung eines verringerten NNE-Leistungspreises belegt werden. Da hierfür jedoch keine haushaltsüblichen Geräte genutzt werden können, wird dieser Aspekt im Weiteren vernachlässigt.

¹¹³ BNetzA und BKartA (2020), S. 196.

¹¹⁴ Vgl. Stadtwerke Norderstedt (Hrsg.) (2020b), S. 1.

¹¹⁵ Vgl. E-Bridge, ZEW, und Clausthal (2018), S. 32.

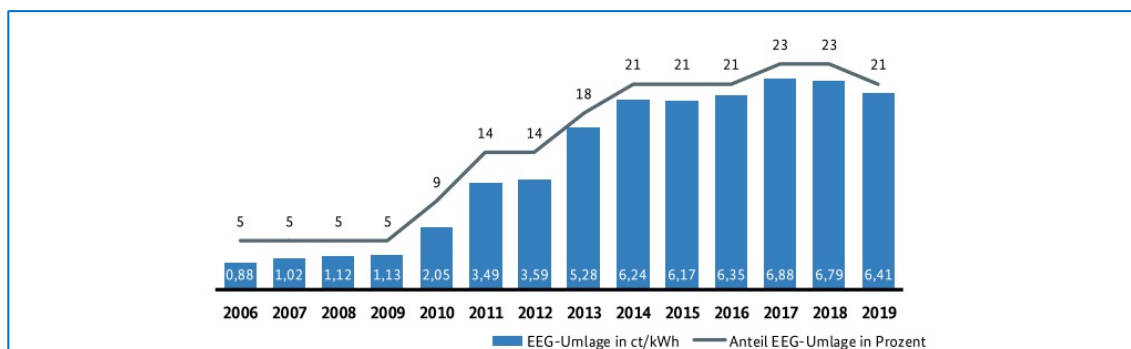
¹¹⁶ Vgl. Jaacks und Herrmann (2019), S. 12f.

5.1.3 EEG-Umlage

Die EEG-Umlage ist ein staatliches Instrument zur Förderung des EEA-Ausbaus. EEA-Betreiber erhalten darüber eine zugesicherte EEG-Einspeisevergütung gem. §§19-21 EEG 2017 über einen Zeitraum von 20 Jahren für erzeugten und in das Netz eingespeisten Strom. Diese gesetzlich zugesicherte Vergütung liegt i. d. R. über den am Markt erzielbaren Erlösen und hat sich über die Jahre immer weiter reduziert. So wurden Kostendegressionseffekte bei den Anschaffungskosten adäquat berücksichtigt und die finanzielle Belastung der Allgemeinheit etwas eingedämmt.

Die resultierende Differenz aus EEG-Einspeisevergütung und erzielbarem Marktpreis wird über die EEG-Umlage bundesweit umgelegt. Zurzeit werden Betreiber von EEA mit geringerer Leistung auf diesem Weg direkt gefördert. Zudem wurde eine Deckelung der Förderung bei PV-Anlagen bis zu einem Ausbaugrad von 52 GW gem. §49 (5) EEG 2017 definiert.¹¹⁷ Dieser Wert wird vsl. noch in diesem Jahr erreicht werden¹¹⁸ und es wird über eine Aufhebung dieser Deckelung diskutiert. Der Ausgang dieser Diskussion ist noch offen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese Deckelung angehoben werden wird, um die EEA-Ausbauziele nicht zu gefährden.

Abbildung 14: Entwicklung der EEG-Umlage (2006-2019)¹¹⁹



Die EEG-Umlage stellt den mit Abstand größten Posten aus der Kategorie der *Abgaben/Umlagen* dar und lag im Jahr 2019 bei 6,405 ct/kWh und einem Anteil am durchschnittlichen HHK-Strompreis von rd. 21 % (s. Abbildung 14). Im Jahr 2020 gab es eine leichte Steigerung auf 6,756 ct/kWh. Insgesamt war der Wert innerhalb der letzten drei Jahre jedoch weitgehend konstant. Schaut man auf die letzten zehn Jahre, hat sich

¹¹⁷ Vgl. Rippel u. a. (2018), S. 30.

¹¹⁸ Vgl. HTW Berlin (Hrsg.) (2019), S. 9.

¹¹⁹ BNetzA und BKartA (2020), S. 294.

dieser Wert fast verdoppelt. Auch hier zeigt sich beim Blick auf die Zehnjahresbetrachtung für die Jahre 2009 zu 2018 sogar eine Versechsfachung.

Für energieintensive Betriebe und Industrien gibt es zahlreiche Vergünstigungen bis hin zur nahezu Befreiung von der EEG-Umlage, die dazu führen, dass die Kosten des EEA-Ausbaus insbesondere auf die vielen kleineren Verbraucher, darunter auch HHK, verteilt werden.¹²⁰

Weiterhin sind EEA-Betreiber bei der Nutzung des eigenerzeugten Stroms von der EEG-Umlage befreit, sofern diese Anlagen unter 10 kW installierte Leistung aufweisen: dabei handelt es sich um sog. *priviligierten Eigenverbrauch*.¹²¹

Bei Speicherbetreibern gibt es zahlreiche unterschiedliche Regelungen, die bis hin zur vollständigen Befreiung der EEG-Umlage führen können. Zumindest aber entsteht bei Speichern durch eine Erstattung doppelter EEG-Umlagezahlungen gem. §611 EEG 2017 – aufgrund ihrer Rolle als Verbraucher einerseits und als Einspeiser ins Netz andererseits – keine Benachteiligung durch diesen Preisbestandteil. Dies hängt aber auch davon ab, ob ein iMSys zur Erfassung der Strommengen vorhanden ist.

Keine Reduzierung oder Befreiung von der EEG-Umlage gibt es hingegen bei (netzdienlichem) Einsatz von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen, o. Ä.

5.1.4 Mehrwertsteuer

Auf sämtliche Nettostromkosten kommt für Letztverbraucher noch der allgemeine Mehrwertsteuersatz i. H. v. 19 % gem. §12 (1) UStG hinzu. Bei einem durchschnittlichen HHK-Strompreis von 30,85 ct/kWh ergibt sich somit eine absolute Belastung aus der MwSt. i. H. v. 4,93 ct/kWh. Damit nimmt die MwSt. den vierthöchsten Rang der beeinflussenden Strompreisbestandteile im HHK-Segment ein.

Neben diesem allgemeinen MwSt.-Satz von 19 % kommen – außerhalb des Energiesektors – ein reduzierter MwSt.-Satz von 7 % des zu steuernden Umsatzes sowie auch Tatbestände der vollständigen MwSt.-Befreiung zur Anwendung. Diese Regelungen sind in §§4ff. sowie §12 (2) UStG wiederzufinden und könnten ggf. auch bei der zukünftigen Bepreisung von dynamischen Stromtarifen Anwendung finden.

Allerdings sollte berücksichtigt werden, dass die Hauptziele des Steuersystems in der Sicherstellung der Finanzierungsaufgabe der Staatsausgaben liegen. Tatsächlich wer-

¹²⁰ Vgl. Wirth (2020), S. 16.

¹²¹ Vgl. HTW Berlin (Hrsg.) (2019), S. 30.

den reduzierte MwSt.-Sätze auch mit der Sicherstellung der sozialpolitischen Durchsetzbarkeit begründet. Diese Begründung wäre auf dynamische Stromtarife übertragbar – dabei ist die sozialpolitische Komponente jedoch als Nebenziel zu verstehen.¹²²

5.2 Reformoptionen relevanter HHK-Strompreisbestandteile

Die derzeit sehr begrenzt vorhandenen Ausdifferenzierungsmöglichkeiten der rein mengenabhängigen, regulierten Endkunden-Preisbestandteile führen dazu, dass nur sehr wenige (preisinduzierte) Flexibilitätspotenziale auf der Nachfrage-Seite tatsächlich gehoben werden.

Zu den beiden relevantesten, regulierten Strompreisbestandteilen mit erhöhtem Einfluss auf die Strombezugskosten von HHK zählt einerseits das Netzentgelt, andererseits die EEG-Umlage. Über beide Komponenten gibt es zahlreiche wissenschaftliche Untersuchungen hinsichtlich ihrer Effizienz sowie insbesondere auch Reformvorschläge. Diese fließen in den politischen Meinungsprozess mit ein und könnten sich in zukünftigen Veränderungen gesetzlicher Rahmenbedingungen niederschlagen.

Je nach Ausprägung der daraus resultierenden regulatorischen Anpassungen besteht anschließend ein kleineres, gleichbleibendes oder größeres Potenzial für dynamische Stromtarife. Die für die energiepolitische Meinungsbildung bedeutendsten Reformvorschläge wurden vor dem Hintergrund dynamischer Stromtarife im HHK-Segment ausgewählt. Diese wurden nachfolgend tabellarisch erfasst und hinsichtlich ihres Potenzials auf dynamische Stromtarife bewertet.

5.2.1 Mögliche Netzentgelt-Reformen

Hinsichtlich möglicher Netzentgelt-Reformen hält die Agora Energiewende in ihren Ausführungen über den Status Quo folgendes fest:

„(...) Damit besteht für dezentrale Stromerzeuger und Stromverbraucher (fast) kein Netzentgeltanreiz, ihre Einspeisung beziehungsweise ihren Verbrauch zeitlich oder örtlich so auszurichten, dass das Netz nicht überlastet, sondern effizient genutzt und betrieben werden kann. Stromverbraucher und dezentrale Stromerzeuger können also durch ihr Verhalten ‚ungestraft‘ Netzengpässe hervorrufen; umgekehrt wird ein flexibles Verhalten, dass die Netze entlastet und für alle Netznutzer die Kosten senkt, nicht belohnt.“¹²³

¹²² Vgl. E-Bridge, ZEW, und Clausthal (2018), S. 24.

¹²³ Agora Energiewende (2019), S. 10.

Die in Tabelle 6 dargestellten beiden Reformoptionen (N1 – N2) stellen Ansätze dar, um exakt diesem Widerspruch entgegenzuwirken.¹²⁴

Tabelle 6: Sammlung relevanter Netzentgelt-Reformoptionen

Nr.	Kurzbeschreibung inkl. Fundstellen	Tarifpotenzial
N1	NNE-Dynamisierung anhand von lokaler Netzsituation ¹²⁵	+ +
N2	Zeitvariable NNE-Differenzierung (für <i>neue Verbraucher</i>) ^{126 127 128}	+

Eine zeitvariable Differenzierung (N2) darf analog zu den in Kapitel 3.1.1 vorgestellten TOU-Tarifen interpretiert werden. Auf Basis von mittel- bis langfristig gültigen Zeitfenstern erhalten HHK – über das Netzentgelt – einen Anreiz, ihren Verbrauch in Zeiten mit niedrigen NNE zu verlagern. Dieser Anreiz könnte durch den nicht-regulierten Strompreisbestandteil des EVU verstärkt werden. Es würde sich somit ein höheres Potenzial für Preisspreizungen ergeben. Auf der anderen Seite, wie ebenfalls analog unter Kapitel 3.1.1 angemerkt, bedient diese Reformoption keine Verbesserungen hinsichtlich kurzfristigem Engpassmanagement durch kritische Erzeugungs- oder Lastveränderungen im Stromnetz.

Diese gewünschte Wirkung könnte mit der unter N1 vorgestellten Reformoption erzielt werden – mithilfe einer Dynamisierung anhand der lokalen Netzsituation: Dadurch würde sich die Knappheit der Stromtransportkapazitäten unmittelbar in der Preisgestaltung widerspiegeln. Demzufolge könnte ein zusätzlicher Anreiz über die NNE entstehen, den eigenen Stromverbrauch netzdienlich zu gestalten. Durch automatisierte Verbrauchsteuerung auf Seiten der HHK – insbesondere auch bei größeren Lasten – könnten diese Potenziale gehoben werden.¹²⁹

Neben diesen als Reformoptionen dargestellten Möglichkeiten könnten Netzbetreiber von ihren aktuell bereits regulatorisch verfügbaren und sich mit den beobachtbaren Trends deckenden Stellschrauben Gebrauch machen: Dies ist zum einen die noch deutlichere Rabattierung von netzdienlichem Stromverbrauch gem. §14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (s. Kapitel 5.1.2). Zum anderen könnte zur Kos-

¹²⁴ Daneben existiert eine Fülle weiterer Reformvorschläge (z. B. die Einführung von Einspeiseentgelten, eine bundesweite Solidarisierung der Netzentgelte, o. Ä.), die jedoch eine sehr geringe oder keine Relevanz auf die Gestaltungsveränderung dynamischer Stromtarife im HHK-Segment beinhalten.

¹²⁵ Vgl. Agora Energiewende (2019), S. 12.

¹²⁶ Vgl. Agora Energiewende (2019), S. 14.

¹²⁷ Vgl. Severin u. a. (2019), S. 24f.

¹²⁸ Vgl. Nabe u. a. (2009), S. 165.

¹²⁹ Vgl. E-Bridge, ZEW, und Clausthal (2018), S. 52.

tendeckung dieser Rabattierungen der Grundpreisanteil an den Netzentgelten für die übrigen HHK erhöht werden – auch wenn dies bei nicht von dieser Regelung betroffenen Kleinverbrauchern zu unsachgerechten Belastungseffekten führen könnte.¹³⁰

5.2.2 Mögliche EEG-Umlage-Reformen

Auch bei der EEG-Umlage gibt es umfassenden Reformbedarf, aber auch ebenso umfassende Reformoptionen, die seit einiger Zeit fachöffentlich diskutiert werden. In Tabelle 7 wurden fünf als – für dynamische Stromtarife im HHK-Segment – relevante Optionen (E1 – E5) dargestellt.

Tabelle 7: Sammlung relevanter EEG-Umlage-Reformoptionen

Nr.	Kurzbeschreibung inkl. Fundstellen	Tarifpotenzial
E1	Faktorbasierte Dynamisierung der EEG-Umlage anhand von Großhandels-Strompreisen ¹³¹	+ +
E2	Dynamisierung EEG-Umlage anhand von lokaler Netzsituation ^{132 133}	+ +
E3	Einführung einer CO ₂ -Steuer ¹³⁴	+
E4	Pauschalisierung der EEG-Umlage ¹³⁵	–
E5	Energie-Soli / Einkommensteuerfinanzierung / Stromsteuer ¹³⁶	–

Die beiden letztgenannten Optionen E4 und E5 stellen Varianten dar, die eine gänzlich andere Bemessungsgrundlage als die verbrauchte kWh in den Vordergrund stellen. Das Instrument der Pauschalisierung ist vergleichbar zur Kraftfahrzeugsteuer: Ein jährlich fester Betrag über alle Verbraucher entkoppelt die Förderung des EEA-Ausbaus von der tatsächlich verbrauchten Strommenge. Dadurch wird jedoch kein zusätzliches Lastflexibilisierungspotenzial in Verbindung mit dynamischen Stromtarifen erzielt. Sogar das Gegenteil ist der Fall: Ein Rückgang dieses variablen Preisbestandteils verringert das vom Verbraucher wahrgenommene Knappheitssignal des Strompreises. Gleichmaßen sind auch die unter E5 aufgeführten Varianten einzuordnen: Mit dem Unterschied, dass bei der Einkommensteuerfinanzierung sogar eine vollständige und sozialverträgliche Entkopplung der EEA-Ausbaukosten von der Energiewirtschaft vorgenommen würde. Auch ein Auflösen der EEG-Umlage und Decken der EE-Ausbaukosten über eine Erhöhung der Stromsteuer wird diskutiert.

¹³⁰ Vgl. Agora Energiewende (2019), S. 7 und 13.

¹³¹ Vgl. r2b energy consulting (Hrsg.) (2019), S. 23f.

¹³² Vgl. r2b energy consulting (Hrsg.) (2019), S. 24.

¹³³ Vgl. Agora Energiewende (2019), S. 11.

¹³⁴ Vgl. r2b energy consulting (Hrsg.) (2019), S. 30f.

¹³⁵ Vgl. E-Bridge, ZEW, und Clausthal (2018), S. 105.

¹³⁶ Vgl. r2b energy consulting (Hrsg.) (2019), S. 27f.

Mit der dritten Reform-Option (E3) sollen die zukünftigen EEA-Ausbaukosten auf Basis einer neu einzuführenden Steuer refinanziert werden, die sich vor allem auf die Belastung des Verbrauchs (oder der Erzeugung) anhand der CO₂-Verursachung stützt. Hierdurch könnte sich ein weiteres interessantes dynamisches Preiselement ergeben, welches die Strompreise v. a. in Zeiten fossiler Stromerzeugung erhöht und in Zeiten hoher EE-Produktion senkt. Hierdurch würde zudem die netzentlastende Eigenversorgung sowie auch eine Lastflexibilisierung zusätzlich angereizt.

Die Reform-Optionen E1 und E2 stellen ganz ähnliche Ansätze dar, wie auch die Dynamisierung der Netzentgelte und liefern das tendenziell höchste Tarifpotenzial. Vergleichbar mit den RTP- oder PTP-Ansätzen in der Gesamttarifbetrachtung (Kapitel 3.1.2 bzw. 3.1.3) kann sich eine dynamische EEG-Umlage entweder an den Börsenstrompreisen oder an den Netzzuständen orientieren. Dabei würden entweder die volatilen Marktpreissignale verstärkt oder die erzeugungs- und lastabhängigen Engpasssituationen im lokalen Stromnetz transparent und verursachungsgerecht bepreist.

Eine mögliche Veränderung im Zusammenspiel von NNE und EEG-Umlage liegt außerdem in der Sozialisierung, der durch den Ausbau von EEG-Förderanlagen verursachten Netzausbau- bzw. Netzanpassungskosten über die bundesweite EEG-Umlage statt wie bisher über die NNE auf Verteilnetzebene. Auch wenn dies mit einem erhöhten Aufwand der sachgerechten Zuordnung von verursachten Kosten einhergeht, wie der BDEW bemängelt.¹³⁷

5.3 Tarifmanager zur Berechnung des Einsparpotenzials

Mithilfe der zuvor dargestellten Strompreisbestandteile und deren Veränderungspotenzialen hinsichtlich einer besseren Ausgestaltungsmöglichkeit für dynamische Stromtarife wurde im Rahmen der vorliegenden wissenschaftlichen Arbeit ein Excel-Tool entwickelt. Mit diesem Tool lassen sich die regulatorisch zulässigen und wirtschaftlich realisierbaren Preisuntergrenzen dynamischer Stromtarife im Status Quo bzw. auch nach Anwendung ausgewählter Reformoptionen für EVUs berechnen. Diese Preisuntergrenze soll bei der Ausgestaltung eines preisanreizbasierten Preisblattes zur Lastflexibilisierung von Haushaltskunden unterstützen.

Zudem werden anhand einer synthetischen und durch den Anwender modifizierbaren Lastmodellierung die Endkundenpotenziale auf Knopfdruck berechnet. Dieser Tarifma-

¹³⁷ Vgl. BDEW (2018), S. 12.

nager fließt als Nebenprodukt in das zu entwickelnde strategische Potenzial- und Bedarfsanalysetool ein.

Für diese Art von Berechnung des Kundenpotenzials sind eine ganze Reihe von modelltheoretischen Annahmen zu treffen, die in nachfolgender Abbildung 15 zusammengestellt wurden. Auf diese wird in den folgenden Kapiteln jeweils knapp eingegangen.

Abbildung 15: Modelltheoretische Annahmen auf Nachfrageseite



5.3.1 Typisierung von Haushalten (in Norderstedt)

Im Rahmen einer für die SWN angefertigten Sozialstudie aus dem Jahr 2014 wurden anhand von psychografischen und verhaltensspezifischen Merkmalen vier Haushaltstypen identifiziert. In einer aktuellen Untersuchung aus dem Jahr 2019 wurden die SWN-Testkunden am NEW 4.0-Forschungsprojekt diesen vier gebildeten Clustern zugeordnet. Dabei ergaben sich folgende Haushaltstypen mit diesen Anteilen am Projekt:

Tabelle 8: Haushaltstypen in Norderstedt¹³⁸

Typ	Bezeichnung	Beschreibung	Anteil SWN-Testkunden
1	Die Zurückhaltenden	„Nehmen sich eher zurück“	26 %
2	Die Etablierten	„Gut situiert; wenig aufgeschlossen für Neues“	0 %
3	Die Engagierten	„Engagiert im Umweltbereich und in der Freizeit bei geringem Budget“	4 %
4	Die Umweltinnovatoren	„Eher Wohlhabende, umweltbewusste, investitionsbereite Innovatoren“	70 %

Diese Typisierung wird in der folgenden Erlöspotenzialanalyse genutzt, um Szenarien für modellbeeinflussende Nachfrageparameter zu erstellen.

5.3.2 Jahresstromverbrauch

Der jährliche Stromverbrauch im Haushalt wird durch die Lebensumstände im Haushalt beeinflusst. Hierzu zählen etwa die Anzahl der im Haushalt lebenden Personen, die Art und Energieeffizienz der technischen Ausstattung sowie die Häufigkeit der Gerätenutzung. Im Tool wird daher die Möglichkeit eingeräumt, das Niveau der Lastkurve durch Eingabe des Jahresstromverbrauchs zu bestimmen.

¹³⁸ Vgl. Hoffmann u. a. (2019), S. 49 & 54.

Eine vierköpfige Familie wird häufig als Standardbeispiel genutzt und verbraucht im BDEW-Durchschnitt rd. 3.500 kWh/a. Ein sparsamer Single-Haushalt kommt hingegen – gemäß eigenen Auswertungen – mit 1.800 kWh aus. Ein Haushalt mit Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpe oder Elektroauto liegt entsprechend deutlich darüber.

5.3.3 Struktur der Lastkurve

Auch die Struktur der Lastkurve hängt u. a. von oben genannten Parametern ab und verläuft sehr haushaltspezifisch. Um jedoch nicht nur einzelne Kunden individuell betrachten zu können, wird auf das sog. Standardlastprofil für Haushaltskunden zurückgegriffen (H0), welches die durchschnittliche Lastkurve aller Haushaltskunden in Deutschland widerspiegelt. Dabei werden saisonale Faktoren sowie Auswirkungen von Wochenend- und Feiertagen berücksichtigt.

Im Tool wird die Möglichkeit eingeräumt, diese synthetische Lastkurve zu manipulieren, indem weitere Eingaben über Verbrauchsgeräte mit hohen Leistungen vorgenommen werden: Dazu zählen typischerweise etwa stromgeführte Heizungssysteme und Elektroautos. Hierfür werden vereinfachte Annahmen über die Leistungskennlinien und Nutzungsintervalle der jeweiligen Geräte vorgenommen, die bis zu einem gewissen Grad durch den Anwender ebenfalls beeinflussbar sind.

5.3.4 Verschiebbare Lasten

Im Folgenden kommen die Dynamiken zwischen angebotenen Preisblatt in Abhängigkeit des gewählte Tariftyps sowie der ermittelten Preisuntergrenze zum Tragen – denn: Nur eine dynamische Betrachtung, bei der ein Haushalt auf die angebotenen Preisanreize reagieren kann, lässt eine Aussage über das Ersparnispotenzial zu.

Statt an dieser Stelle des Tools alle Haushaltsgeräte einzeln abzufragen, soll vereinfachend ein Prozentwert angegeben werden, welcher Anteil des täglichen Stromverbrauchs theoretisch verlagert werden könnte. Hierzu zählten dann etwa Geräte der weißen Ware, akkubetriebene Verbraucher, etc. Eine Übersicht über die bei den Testkunden der SWN angeschlossenen Elektrogeräte liefert Anhang 5. Auch in der Literatur finden sich dazu zahlreiche Hinweise wie z. B. Liebe/Schmitt/Wissner (2015).¹³⁹

5.3.5 Preiselastizität der Nachfrage

Die Preiselastizität der Nachfrage bestimmt sich in der ökonomischen Theorie aus der Steigung der Nachfragekurve und spiegelt das Verhältnis einer Preisänderung zu einer

¹³⁹ Vgl. Liebe, Schmitt, und Wissner (2015), S. 16.

Mengenänderung wider. Eine relativ flache Nachfragekurve zeigt dabei eine hohe Preiselastizität an, bei der die Kunden auf eine kleine Änderung des Preises bereits mit einer großen Veränderung in der Nachfrage reagieren. Umgekehrt gilt, dass bei einer relativ steilen Nachfragekurve die Kunden auf eine kleine Änderung des Preises in nur geringem Maße mit einer Veränderung der Nachfrage reagieren.¹⁴⁰

An dieser Stelle soll weniger auf die theoretischen Implikationen, sondern mehr auf die Auswirkungen für die Praxis eingegangen werden: So ist zunächst festzustellen, dass jeder einzelne Kunde bzw. Haushalt eigene Präferenzen und somit eine eigene Elastizität für die Nachfrage nach dem Gut Strom besitzt. Diese Elastizität wird zum Beispiel von der Größe des Haushalts, von der technischer Ausstattung und Automatisierungsgrad, von der aktuellen Lebenssituation, von Substitutionsmöglichkeiten und auch vom betrachteten Tageszeitpunkt und Zeithorizont beeinflusst – wie auch folgendes Zitat unterstreicht:¹⁴¹

“Empirical estimates of the price elasticity of customers vary widely and depend on a variety of factors including time of day, season, availability of information, and level of automation.”¹⁴²

Noch darüber hinaus existiert sogar eine spezifische Preiselastizität für den Gebrauch stromführender Haushaltsgeräte. Hier wäre eine zukünftige Auswertung des NEW 4.0-Projekts der SWN spannend, da diese als erstes, dem Verfasser bekannten EVU in einem Forschungsprojekt unterschiedliche Tarifangebote je Steckdose – also je Gerät – geschaltet haben und nicht nur den Gesamteffekt im Haushalt über einen Smart-Meter beeinflussen und messen können. Diese Informationen, welche Gerätetypen an den jeweiligen Steckdosen zu unterschiedlichen Tarifen geschaltet wurden, lagen zum Zeitpunkt der Bearbeitung jedoch noch nicht vor.

Auch daher wird, wie in zahlreichen bisherigen Studien, vereinfacht auf das Lastverschiebe- bzw. Lastflexibilisierungspotenzial bzw. auf den Erfolg der Potenzialhebung abgestellt. Es soll jedoch erwähnt werden, dass nur aus der Analyse der Veränderung der spezifischen Nachfrage im Vergleich zur Preisänderung eine Elastizität abgeleitet werden kann, die möglichst frei ist von Vermischungseffekten.¹⁴³ Vor dieser Problematik stehen auch Tarife, die eine historische Referenzlastkurve zugrunde legen, um auf

¹⁴⁰ Vgl. Mankiw und Taylor (2008), S. 104ff.

¹⁴¹ Vgl. Hayn (2016), S. 53ff.

¹⁴² Burger u. a. (2019), S. 21.

¹⁴³ Vgl. Karg u. a. (2014), S. 147.

dieser Basis die durch den Preis beeinflusste Veränderung der Nachfrage zu messen.¹⁴⁴

Da die Bestimmung der Preiselastizität im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht geleistet werden kann, wird diese für die Modellberechnungen aus der vorliegenden Literatur entnommen. Hier reichen die Werte von einer – für das Gut Strom – relativ preiselastischen Nachfrage (-0,3) bis hin zu einer geringen Preiselastizität (-0,1)¹⁴⁵. Zuweilen werden auch vollkommen unelastische Nachfrage-Szenarien berechnet (0).¹⁴⁶

5.3.6 Modellberechnungen für exemplarische Haushaltskunden-Typfälle

Für die Modellberechnungen des Ersparnispotenzials wurden – gem. vorstehender Kapitel – Annahmen über die vier Haushaltskunden-Typfälle in Norderstedt getroffen (Tabelle 9).

Tabelle 9: Zusammenfassung der verbrauchsseitigen Annahmen

Typ	Bezeichnung	Jahresstromverbrauch	Struktur der Lastkurve	Verschiebbare Lasten	Preiselastizität der Nachfrage
1	Zurückhaltende	3.000 kWh	H0-SLP	40 %	20 %
2	Etablierte	3.000 kWh	H0-SLP	50 %	10 %
3	Engagierte	3.000 kWh	H0-SLP	60 %	30 %
4	Umweltinnovatoren	4.000 kWh	H0-SLP	70 %	40 %

Daneben wurde mithilfe eines selbst entwickelten Tarifmanagers für PTP-Eventtarife ein dynamisches Preisblatt erstellt, welches einmal täglich ein zufälliges Tarif-Event für die garantierte Dauer von mindestens drei Stunden bis maximal 5 Stunden erzeugt. Auf dieser Basis ergeben sich die täglichen Zeiträume für die Gültigkeit der Event-Arbeitspreise für 365 Tage im Jahr (s. Anhang 27).

Der Event-Arbeitspreis wurde modellendogen – durch fiktives Heruntersetzen der variablen Netzentgeltkomponente sowie der EEG-Umlage auf den Wert *null* – ermittelt.

Weiterhin wurden modelltheoretische Prämissen über das preisanreizinduzierte Reaktionsverhalten der Haushaltskunden unterstellt: Dazu sind vereinfachte, lineare Auf- und Abschläge auf die Leistungskurve des H0-Standardlastprofils (SLP) einberechnet worden, sodass sich in Zeiten von günstigen Tarif-Events die Leistung (automatisch) erhöht und in den übrigen Zeiten die Leistungsabnahme gleichmäßig reduziert. Hierfür

¹⁴⁴ Vgl. Nabe u. a. (2009), S. 60.

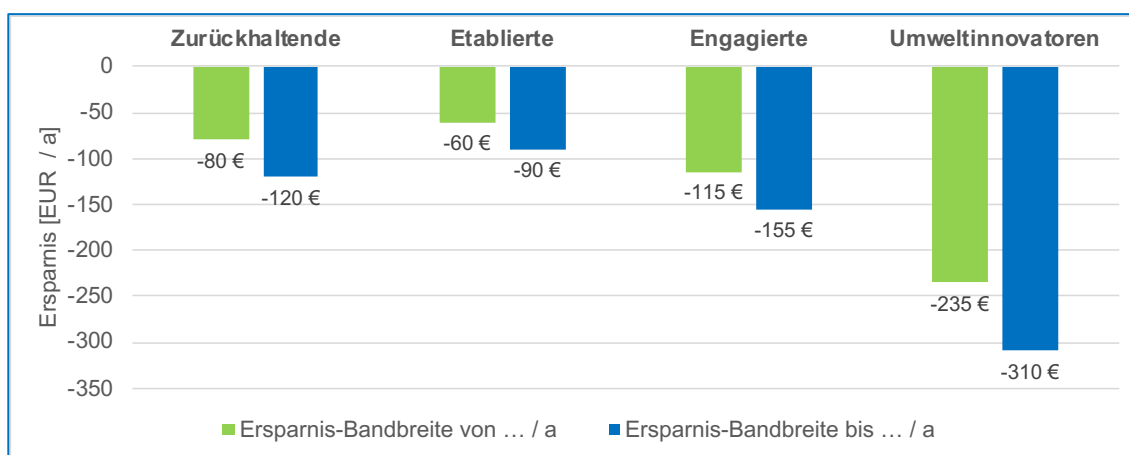
¹⁴⁵ Vgl. Hillemaier (2014), S. 35f.

¹⁴⁶ Vgl. Burger u. a. (2019), S. 18ff.

wurde ein mathematischer Algorithmus implementiert, sodass der tägliche HHK-Stromverbrauch zwischen dem modifizierten und dem unmodifizierten SLP bilanziell ausgewogen ist (s. Anhang 28).

Nach einigen Tooldurchläufen ergaben sich – auf Basis obiger Modellannahmen – diese Ersparnisbandbreiten für Haushaltskunden (Abbildung 16).

Abbildung 16: HHK-Ersparnisbandbreiten



5.4 Zwischenfazit und Methodenkritik

In den vorstehenden Kapiteln wurden mit den Netzentgelten sowie der EEG-Umlage einerseits die sensitivsten, regulierten Strompreisbestandteile herausgearbeitet. Andererseits wurden Reformoptionen dargestellt, die sich auf die Ausgestaltungsoptionen dynamischer Stromtarife und somit auf die Ersparnismöglichkeiten auf Endkundenseite auswirken könnten. Dabei zeigte sich das größte Potenzial in der Dynamisierung dieser beiden Komponenten.

Eine Dynamisierung wäre jedoch nur anreizwirksam, wenn die von den Netzbetreibern zeitweise weitergegebene Reduktion von NNE-Arbeitspreisen und der EEG-Umlage durch den Energielieferanten verstärkt oder zumindest nicht behindert würde. Von einer derartigen Zusammenarbeit zwischen Netzbetreiber und Energielieferant kann aufgrund des derzeitigen Regulierungsregimes hinsichtlich des *Unbundlings* jedoch nicht ausgegangen werden.

Bei dieser – somit zum jetzigen Zeitpunkt hypothetischen – Betrachtung könnten sich jedoch Einspareffekte in relevanter Größenordnung für Haushaltskunden ergeben. Voraussetzung hierfür ist zum einen, dass ein zielgerichteter, dynamischer Stromtarif kalkuliert wird und zur Anwendung kommt. Zum anderen wird vorausgesetzt, dass HHK

auf diese Preissignale mit einer Lastverlagerung reagieren. Beide Aspekte wurden bei der exemplarischen Berechnung der potenziellen Ersparnis von Haushalts-Typfällen berücksichtigt.

Anhand des entwickelten Berechnungstools können weitere Modellberechnungen mit abgeänderten Parametern erstellt werden. Dabei verzichtet das Tool in der jetzigen Ausgestaltung auf komplizierte oder sehr umfangreiche Preisblätter und konzentriert sich im Wesentlichen auf PTP-Eventtarife. Dies stellt gleichzeitig eine mögliche Weiterentwicklungsoption des Tools dar.

Daneben wäre es denkbar, bei der Modifikation der Nachfragekurve – neben dem H0-SLP – auf anderweitige Lastverläufe zuzugreifen. Die von den SWN/MeterPan bereitgestellten Daten einzelner Beispielkunden für das Jahr 2019 waren dafür insofern nicht geeignet, als dass dort bereits Preissignale auf die Nachfrageveränderung gewirkt hatten. Durch Verwendung dieser Daten hätte sich eine Ergebnisverzerrung aufgrund des erneuten Wirkens des Preisanreizes eingestellt.

Weiterhin nicht in den Modellen berücksichtigt wurden neue Verbraucher wie etwa Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen. Diese sind im Regelfall einer eigenen Marktklokation zuzuordnen und könnten separat modelliert werden (s. o.), wenn dafür typische Lastganglinien vorlägen und zuverlässige Annahmen über die technisch machbare Lastverlagerung getroffen werden könnten.

Neben einer linearen preisinduzierten Anreizwirkung könnten außerdem andere Formen der Lasterhöhung und -absenkung implementiert werden. Auch wäre eine Modellierung mit kontextabhängigen Schalttriggern – etwa auf Basis von Netzzuständen oder EE-Prognosen – realitätsnäher, als über ein zufälliges Auftreten der Events im Rahmen der jetzigen Modellierung.

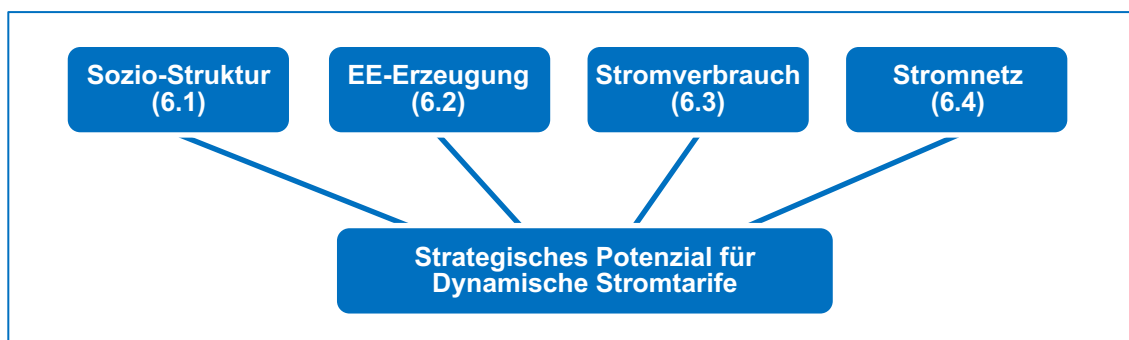
6 Marktperspektive: Strategische Potenzialanalyse

In diesem Kapitel liegt der Fokus auf der Markt- bzw. Versorgungsgebietsperspektive. Es sollen diejenigen (Struktur-) Parameter identifiziert werden, anhand derer sich – möglichst allgemeingültig – ein strategisches Potenzial zum Einsatz dynamischer Stromtarife bei den unterschiedlichen EVUs ableiten lässt. Diese Parameter werden am Praxisbeispiel der SW Norderstedt validiert.

Dazu werden (öffentlich) verfügbare Daten über das Versorgungsgebiet herangezogen und so zusammengeführt, dass daraus Indikatoren über den Grad der Sinnhaftigkeit zur Einführung dynamischer Tarife abgeleitet werden können.

Es werden vier Ebenen untersucht, bei denen auf lokaler bzw. regionaler Ebene geeignete Potenzialindikatoren vermutet werden: Diese sind zum einen die allgemeingehaltene Sozio-Struktur (6.1), des Weiteren die Stromerzeugungsstruktur aus Erneuerbaren Energien (6.2) sowie Hinweise auf spezifische stromverbrauchsseitige Entwicklungen (6.3) und zuletzt die stromnetzseitigen Rahmenbedingungen (6.4).

Abbildung 17: Indikator-Ebenen für strategische Potenziale dyn. Stromtarife



Aus den Ergebnissen dieser vier betrachteten Ebenen wird im nachfolgenden Kapitel (6.5) eine Verknüpfung der einzelnen Parameter in Form eines Indikatorensystems hergestellt. Dazu werden als geeignet erscheinende Gewichtungen über den Grad der möglichen Potenzialerschließung vorgenommen. Dadurch kann – im Zusammenspiel sämtlicher Indikatoren – eine individuelle Einordnung über das strategische Potenzial hinsichtlich der Sinnhaftigkeit eines dynamischen Stromtarifs abgeleitet werden.

6.1 Sozio-strukturelle Rahmenbedingungen

6.1.1 Anzahl der Haushalte

Die Anzahl der Haushalte im Versorgungsgebiet ist der erste Parameter, der im Hinblick auf das strategische Potenzial für die Einführung eines dynamischen Stromtarifs für HHK relevant ist. Denn anhand dieser Anzahl lässt sich das maximale theoretische Potenzial der zu erreichenden Kunden bestimmen.

In einem liberalisierten Marktumfeld sind sicherlich nicht alle Haushalte auch gleichzeitig Kunden beim lokalen Stadtwerk, jedoch wurden im Jahr 2018 etwa 69 % aller Haushaltsstrommengen über einen Stromvertrag mit dem örtlichen Grundversorger abgewickelt.¹⁴⁷ Diese Zahlen decken sich exakt mit denen des Vorjahres.¹⁴⁸ Vereinfachend soll hier angenommen werden, dass sich die mengenbezogene Sichtweise auf die Verteilung der Haushaltsanzahlen übertragen lässt. Offizielle Zahlen über die Anzahl der Haushalte/Wohnungen stehen zumeist über die Statistikportale der Städte, der Länder oder über die Website der Ergebnisse des Mikrozensus für das Jahr 2011¹⁴⁹ bereit.

Für die Stadt Norderstedt im Kreis Segeberg wurde über das Statistische Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein zum Stichtag 31.12.2018 eine Anzahl von 39.816 Wohnungen gemeldet. Die SWN haben bei diesen die Rolle als Stromverteilnetzbetreiber für alle Wohnungen inne und könnten dementsprechend etwa mit dynamischen Netzentgelten, wie in Kapitel 5.2 gezeigt, flächendeckende Anreize für Lastverlagerungen setzen. Bei den Kunden im Vertriebsgeschäft wären außerdem weitergehende tarifliche Spielräume als Lieferant gegeben.

Die tatsächliche HH-Bestandskundenanzahl liegt den jeweiligen Versorgern i. d. R. vor und kann dann verglichen werden mit dem maximal theoretischen Potenzial.

Ein Wert oberhalb von 69 % deutet daraufhin, dass von diesem örtlichen Versorger eine starke öffentliche Präsenz und positive Kundenwahrnehmung ausgeht. Es kann angenommen werden, dass es diesen Versorgern besonders gut gelingen wird, ein neues Tarifangebot am Markt zu platzieren – wenn der hohe Anteil der HHK nicht gerade aus einem überdurchschnittlich hohen Grundversorgungsanteil resultiert.

¹⁴⁷ Vgl. BNetzA und BKartA (2020), S. 274.

¹⁴⁸ BNetzA und BKartA (2019)

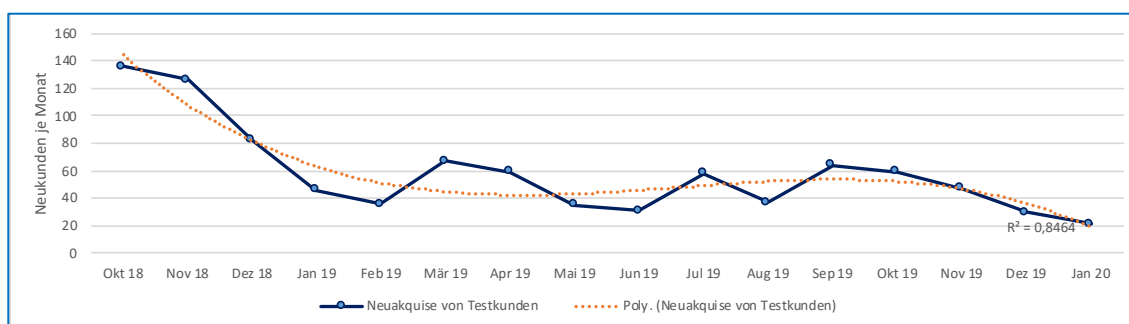
¹⁴⁹ Vgl. Bayerisches Landesamt für Statistik (Hrsg.) (2014), Online.

Ein Wert unterhalb des Durchschnitts von 69 % bedeutet zwar, dass ein etwas geringeres theoretisches Potenzial bei den Bestandskunden zu erwarten ist, jedoch besteht eine Chance in der Gewinnung von Neukunden durch attraktive und innovative Tarifangebote.

Die Stadtwerke Norderstedt sind Stromlieferant für rd. 33.000 HHK. Das entspricht einer Quote von knapp 83 % und liegt dementsprechend deutlich über dem Durchschnittswert von 69 % (bzw. 27.473 Haushalten).

Die SWN haben im Rahmen des NEW 4.0-Forschungsprojektes durch zahlreiche kommunikative Maßnahmen bislang einen Stand von rd. 950 Haushalten für das dynamische Tarifangebot erreichen können. Es darf davon ausgegangen werden, dass sich diese Anzahl kurzfristig weiter erhöhen wird, jedoch ist ein Abflachen der Kurve bereits deutlich zu erkennen (s. Abbildung 18). Damit wurde zum Stichtag 01.02.20 eine Quote von rd. 2,4 % aller Norderstedter Haushalte erreicht bzw. rd. 2,9 % aller Bestandskunden.

Abbildung 18: Neuakquise von NEW 4.0-Testkunden seit Projektbeginn¹⁵⁰



6.1.2 Haushaltstypen

Im Hinblick auf etwaige geeignete Indikatoren wurden insbesondere die Ergebnisse einer Sozialstudie im Rahmen des NEW 4.0-Projektes herangezogen bei der bereits Haushalts-Cluster gebildet wurden (s. Kapitel 5.3.1). Auffallend waren etwa die unterschiedlichen Variablenausprägungen auf die Fragen nach dem selbstberichteten Wissen über die Energiewende sowie nach dem Umwelthandeln in Bezug auf das eigene Investitionsverhalten (s. Anhang 6).

Hier antwortete die Gruppe der *Innovatoren* (orangene Balken), die tendenziell auf ein höheres Netto-Einkommen zurückgreifen kann, mit deutlich höheren Variablenausprä-

¹⁵⁰ Vgl. IVU Softwareentwicklung (Hrsg.) (2020), internes Dokument.

gungen als die anderen Typen. In diesem Haushalts-Clustertyp befinden sich 70 % der SWN-Testkunden (s. Kapitel 5.3.1). Daraus kann die Annahme abgeleitet werden, dass Haushalte mit eigenem Umwelt-Investitionsverhalten anfangs erheblich empfänglicher für dynamische Tarifangebote sind als andere Gruppen. Dies bestätigt auch der Blick auf die Antworten zu den Fragen über das eigene Wissen hinsichtlich flexibler Laststeuerung oder die Nutzungs-/ Kaufbereitschaft für ein Elektroauto.¹⁵¹

Die Gruppe der *Zurückhaltenden* (grüne Balken; insgesamt 24 % der SWN-Testkunden) verfügt zwar ebenfalls über ein tendenziell höheres Einkommen, weist jedoch von allen Typen die geringsten Ausprägungen im Bereich Umwelt-Investitionen auf. Sollte im weiteren Verlauf ein Indikator anhand von Umwelt-Investitionen gebildet werden, wäre zu beachten, dass dadurch lediglich 70 % der potenziellen Kunden abgebildet würden.

Jedoch zählen – gem. vorstehender Werte – 94 % aller SWN-Testkunden zu einem Haushaltstyp mit tendenziell höherem Haushalts-Nettoeinkommen. Dies legt den Schluss nahe, dass sich aus dem Einkommen ebenfalls ein Indikator für die Empfänglichkeit dynamischer Tarifangebote in einem Versorgungsgebiet ableiten ließe.

6.1.3 Einkommensstruktur

Diese Frage, ob die Einkommensstruktur als Indikator für strategisches Potenzial dienen kann, lässt sich nur hinreichend durch einen Blick in öffentlich verfügbare Daten klären: Zunächst wurde von den Autoren der Sozialstudie festgestellt, dass das Einkommen der Teilnehmerschaft am NEW 4.0-Forschungsprojekt höher ist als im Bundesdurchschnitt.¹⁵²

Das exakte Durchschnittseinkommen lässt sich dagegen nicht genauer rekonstruieren, da sämtliche Aussagen zum Haushaltseinkommen in drei Spannweiten ausgewertet wurden (<2.000 €; 2.000-4.000 €; >4.000 €).

Das durchschnittlich verfügbare Haushalts-Nettoeinkommen über alle Haushalte in Norderstedt lag im Jahr 2017 bei 50.532 € und somit bei 4.211 €/Monat. Es liegt damit um rd. 2.500 €/Jahr bzw. 210 €/Monat über dem Niveau in Schleswig-Holstein.¹⁵³

Bundesweit lag 2018 der Durchschnitt bei einem Haushalts-Nettoeinkommen von 43.932€/Jahr bzw. 3.661 €/Monat¹⁵⁴ – im Jahr 2017 lagen diese Werte sogar nur bei

¹⁵¹ Vgl. Hoffmann u. a. (2019), S. 81 und 121.

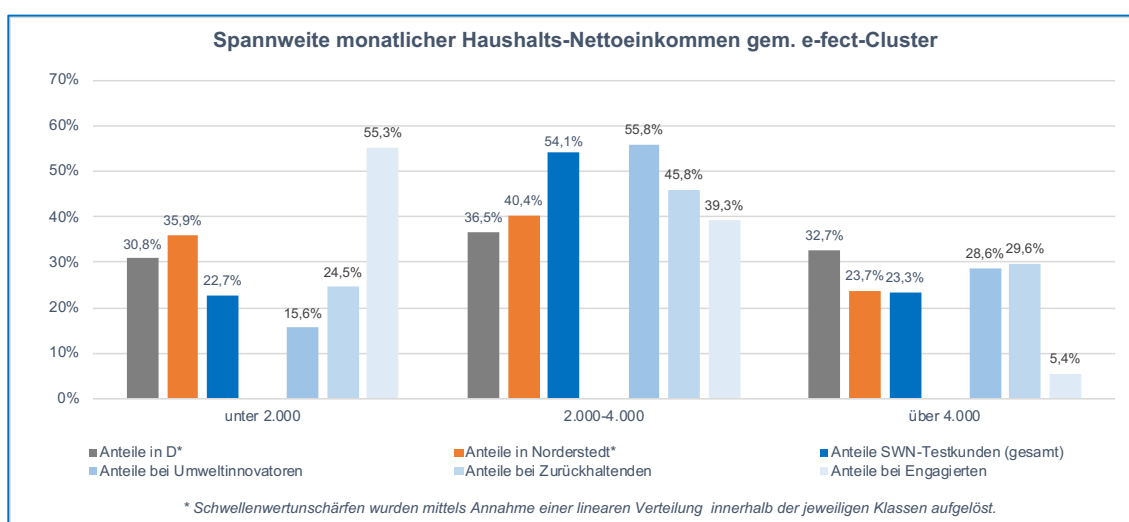
¹⁵² Vgl. Hoffmann u. a. (2019), S. 115.

¹⁵³ Vgl. Bertelsmann Stiftung (Hrsg.) (2020), Online.

40.800 €/Jahr bzw. 3.400 €/Monat¹⁵⁵ und dementsprechend auffällig unterhalb des Haushalts-Nettoeinkommens in Norderstedt.

Durch rückwärtig gerichtete Betrachtung der gegebenen Datenbasis konnte eine Verteilung der Einkommensanteile ermittelt werden. Diese wurden in nachfolgender Abbildung 19 den einander näherungsweisen Verteilungen in Deutschland sowie in der Stadt Norderstedt gegenübergestellt. Aus dem Balkendiagramm zeigt sich, dass etwa die Gruppe der „mittleren Einkommen“ im NEW 4.0-Projekt tatsächlich auch gegenüber der stadtweiten Haushaltsverteilung überrepräsentiert ist. Dies liegt vor allem an dem hohen Anteil der Umweltinnovatoren an den Testhaushalten der SWN.

Abbildung 19: Vergleich der Haushalts-Nettoeinkommen¹⁵⁶



Da sowohl die Einkommensverteilung der SWN-Testkunden als auch die Einkommensverteilung der Grundgesamtheit aller Norderstedter Haushalte vorliegt, ist es mithilfe der induktiven Statistik möglich, folgende Hypothese aufzustellen:

Die kurzfristig zu gewinnende Kundenanzahl für einen dynamischen Stromtarif liegt nicht wie in Norderstedt immer bei den berechneten 2,386 %, sondern ist abhängig von der Einkommensstruktur im jeweiligen Versorgungsgebiet. Mithilfe dieser beiden Einkommensverteilungen wurde ein Korrekturfaktor berechnet, der auf eine gegebene Einkommensverteilung einer beliebigen Stadt in Deutschland – mithilfe von Auf- bzw. Abschlägen – angewendet werden kann. Wird dieser Korrekturfaktor multipliziert mit

¹⁵⁴ Vgl. Destatis (Hrsg.) (2020), Online.

¹⁵⁵ Vgl. Destatis (Hrsg.) (2018), S. 11f.

¹⁵⁶ Vgl. Destatis (Hrsg.) (2020), Online; Bertelsmann Stiftung (Hrsg.) (2020), Online; Hoffmann u. a. (2019), S. 57ff.

dem Anteil der kurzfristig zu gewinnenden Kunden gem. NEW 4.0-Forschungsprojekt (2,386 %), so ergibt sich eine nach Einkommensklassen gewichtete Teilnahmequote (Tabelle 10). Die jeweiligen Einkommensklassen können anhand der öffentlich verfügbaren Daten der Bertelsmann-Stiftung (www.wegweiser-kommune.de) abgelesen werden.

Tabelle 10: Gewichtete Tarif-Teilnahmequoten nach Einkommensklassen

Haushalts- Nettoeinkommen	Anteile Norderstedt	Anteile SWN- Testkunden (gesamt)	Korrektur- faktor	gewichtete Teilnahmequote
unter 2.000	35,9 %	22,7 %	63,1 %	1,51 %
2.000-4.000	40,4 %	54,1 %	133,9 %	3,20 %
über 4.000	23,7 %	23,3 %	98,1 %	2,34 %
Gesamt	100,0 %	100,0 %	98,4 %	2,35 %

Eine 100 %-ige Übertragbarkeit darf selbstverständlich nicht angenommen oder als Garantie verstanden werden, dennoch mag es als erste Indikation bei der Potenzialabschätzung helfen.

6.1.4 Haushaltsstruktur und Energiewendetechnologie-Anwender

Aus einer ähnlichen Logik heraus wie in der o. g. Norderstedter Sozialstudie für strombezogene Haushaltstypen ist durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) der Begriff der *Energiewender* entstanden. Laut KfW sind Energiewender „(...) Haushalte mit mindestens einer Energiewendetechnologie in ihrem Wohngebäude“¹⁵⁷ Dazu zählt die KfW folgende Technologien: PV-Anlage, Batteriespeicher, Wärmepumpe, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlage, Solarthermie, Holzpellettheizung (erst seit 2019), Elektroauto oder eine finanzielle Beteiligung an einer EEA (nur bis 2018).¹⁵⁸

Dabei kam die KfW mittels Umfrage zu dem Ergebnis, dass es eine erhebliche Abweichung bei den Anteilen an Energiewender-Haushalten gibt, je nachdem ob diese in einem Einfamilien- (35 %) oder in einem Mehrfamilienhaus (11 %) wohnen.¹⁵⁹

Ein fast identisches Bild ergibt sich auch bei der Unterscheidung anhand von Wohneigentumsverhältnissen: „Haushalte, die ihr Wohneigentum selbst nutzen, sind mit 34 % etwa dreimal so häufig mit Energiewendetechnologien ausgestattet wie Haushalte, die

¹⁵⁷ Höfling und Römer (2019), S. 3.

¹⁵⁸ Vgl. Höfling und Römer (2019), S. 2 und 13.

¹⁵⁹ Vgl. Höfling und Römer (2019), S. 3.

zur Miete wohnen (11 %).¹⁶⁰ Dabei sind die größten Unterschiede bei PV-Anlagen (12 % vs. 3 %), Solarthermie (15 % vs. 4 %) und Elektroautos (2 % vs. 0,5 %) vorzufinden. Bei Wärmepumpen (10 % vs. 5 %) und Batteriespeichern (2 % vs. 1,5 %) sind die Unterschiede ebenfalls vorhanden, aber geringer.¹⁶¹

Es wird im weiteren Verlauf (vereinfachend) angenommen, dass die Ergebnisse auf Basis des selbstgenutzten Wohneigentums auf die Ergebnisse anhand der Gebäudegröße übertragbar sind – also die Bewohner eines Einfamilienhauses ausschließlich Eigentümer bzw. die Bewohner eines Mehrfamilienhauses ausschließlich Mieter sind. Zwar gibt es neben selbstbewohnten Einfamilienhäusern im Eigenbesitz (Ø 83,7 % in 2011) auch eine Vielzahl von selbstgenutzten Eigentumswohnungen in Mehrfamilienhäusern (Ø 24,7 % in 2011 / ohne ZFH: Ø 16,2 % in 2011)¹⁶² jedoch ist es dort aufgrund der höheren Transaktionskosten (z. B. hoher Abstimmungsbedarf mit der Eigentümergemeinschaft) zumeist schwieriger, eine Energiewendetechnologie für dieses spezifische Mehrfamilienhaus anzuschaffen.

Über die Gebäudestruktur gibt es dank der Fortschreibung des Mikrozensus von 2011 eine sehr feingranulare Datenbasis auf Stadt-, Bezirks- oder Gemeindeebene. Tendenziell deutet eine höhere Einfamilienhausquote in einer Kommune oder Gemeinde somit auf einen höheren Anteil an Energiewender-Haushalten hin.

Diese Werte können mit weiteren relevanten Parametern aus der Siedlungsstruktur zu einem Energiewender-Haushalte-Indikator für das strategische Potenzial dynamischer Stromtarife angereichert werden.

6.1.5 Siedlungsstruktur

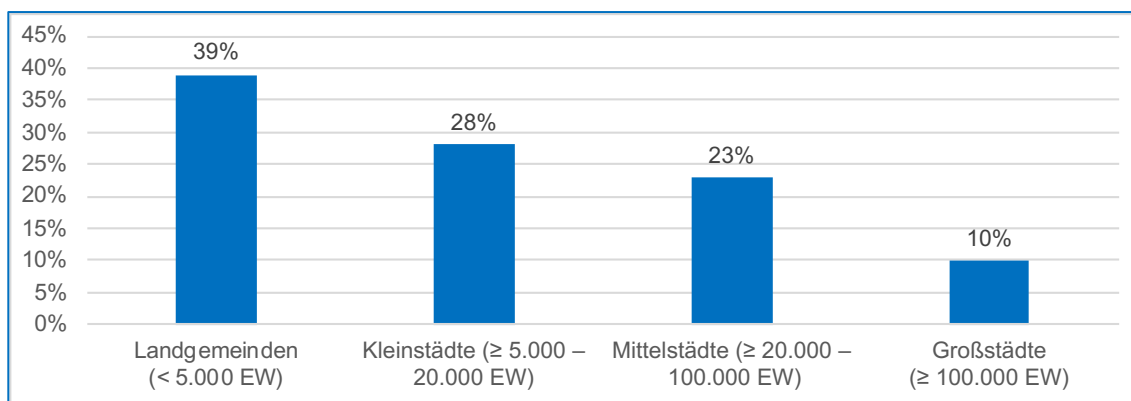
Wie bereits angedeutet, fließt auch die Siedlungsstruktur bzw. die Besiedlungsdichte ein in den Kanon des Energiewender-Haushalte-Indikators. Eher ländlich geprägte Gemeinden zeigen mit 39 % eine fast viermal größere anteilige Verbreitung von Energiewendetechnologien als Großstädte mit 10 % (Abbildung 20).

¹⁶⁰ Höfling und Römer (2019), S. 3 und 13.

¹⁶¹ Vgl. Höfling und Römer (2019), S. 13.

¹⁶² Vgl. Statistische Ämter des Bundes und der Länder (Hrsg.) (2014), Online.

Abbildung 20: Anteil an Energiewendern nach Besiedlungsdichte¹⁶³

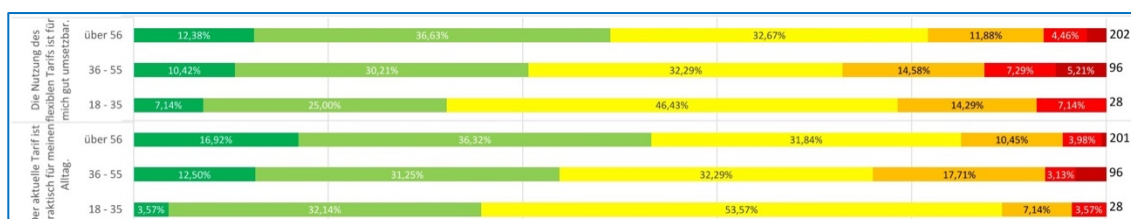


6.1.6 Altersstruktur der Bevölkerung

Bei einer Befragung der SWN-Testkunden im NEW 4.0-Forschungsprojekt im Zeitraum Mai/Juni 2019 wurden u. a. auch Fragen zur Demographie gestellt. Dabei fiel das vergleichsweise hohe Alter derjenigen Personen auf, die an der Umfrage teilgenommen hatten (N=333). Die Repräsentativität der Umfrage – mit gewissen Einschränkungen – darf angenommen werden, da zum Zeitpunkt der Umfrage ein Anteil von über 60 % der teilnehmenden Testkunden befragt wurde. Abgefragt wurde zwar nicht das Durchschnittsalter im Haushalt, sondern das Alter derjenigen Person, die an der Umfrage teilnahm, dennoch lassen sich auch aus den weiteren Betrachtungen im Hinblick auf das Alter Tendenzen entnehmen.¹⁶⁴

So wurde etwa die Frage nach der Umsetzbarkeit und Praktikabilität des flexiblen SparWatt-Tarifs mit einem erkennbaren Altersgefälle auf Kundenseite beantwortet (s. Abbildung 21). Haushalte mit älteren Mitgliedern bewerten die Tarife als deutlich praktikabler (49 %) und besser umsetzbar (53 %) als die jüngeren (32 % bzw. 38 %).

Abbildung 21: Umsetzbarkeit und Alltagspraktikabilität des Projekt-Tarifs¹⁶⁵



¹⁶³ Höfling und Römer (2019), S. 3.

¹⁶⁴ Vgl. Hoffmann u. a. (2019), S. 4.

¹⁶⁵ Hoffmann u. a. (2019), S. 31.

Ein Erklärungsansatz dafür liegt in der etwas höheren Alltags-Flexibilität von Haushalten mit Mitgliedern im Ruhestand. Diese bewerten die Zeiten, in denen Steckdosen Strom führen tendenziell besser (25 %) als jüngere Haushalte (10 %).¹⁶⁶

Ein weiterer Ansatz könnte in der finanziellen Ersparnismöglichkeit bzw. auch in ihrer Wertschätzung vermutet werden. Bei der Frage, ob tatsächlich Geld eingespart werden kann, zeigt sich jedoch, dass sowohl ältere (73 %) als auch sehr junge Haushalte (75 %) diesen Punkt als gut bis sehr gut bewerten. Bei Haushalten im mittleren Alterssegment zwischen 36-55 Jahren sind es mit 58 % etwas weniger Kunden.¹⁶⁷

Hinsichtlich der Bedienung und Umsetzbarkeit sind keine signifikanten Unterschiede bei den Altersgruppen festzustellen. Diese werden durchweg mit sehr hoher Zustimmung als überaus positiv bewertet. Gleiches gilt für die Wahrnehmung über den eigenen sinnvollen Beitrag zur Energiewende.

Aufgrund der vorstehenden sehr heterogenen Ergebnisse können keine generalisierbaren Indikator-Aussagen anhand des Alters festgemacht werden.

6.1.7 Gender-Struktur

Bei einer geschlechterspezifischen Betrachtung der gegebenen Antworten fiel auf, dass es keine signifikanten Unterschiede in der Beantwortung der Fragen gab – mit einer Ausnahme: Bei der Frage über die Einschätzung des eigenen Wissensstandes zum Thema flexibler Laststeuerung. Hier schätzten sich bei den männlichen Befragten, die im Übrigen fast 76 % der Gesamtbefragten ausmachten, rd. 37 % als *wissend* ein, wohingegen bei den weiblichen Befragten der Wert mit nur knapp 22 % ausfiel.¹⁶⁸

Ob dieses Ergebnis etwa auf größere Bescheidenheit der weiblichen Teilnehmerinnen der Befragung, eine ehrlichere Selbsteinschätzung oder auf eine tatsächlich höhere fachliche Neigung der Männer zurückzuführen ist, mag hier nicht beurteilt werden. Die Gender-Struktur scheidet somit als geeigneter Indikator aus.

6.2 Rahmenbedingungen aus der Erzeugung Erneuerbarer Energien

6.2.1 Anlagenzahl, Leistung und Stromproduktion PV- vs. WEA

Die steigende Anlagenzahl und installierte Leistung von dezentralen EEA, darunter insbesondere Wind- und Photovoltaikanlagen, haben zunehmend größere Auswirkun-

¹⁶⁶ Vgl. Hoffmann u. a. (2019), S. 33.

¹⁶⁷ Vgl. Hoffmann u. a. (2019), S. 32.

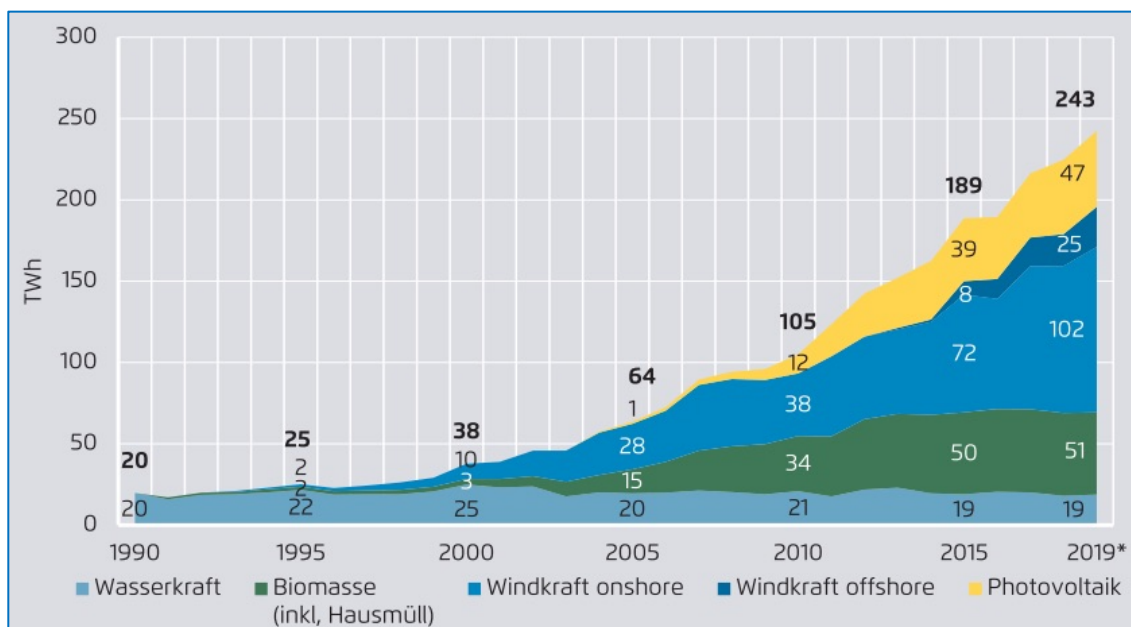
¹⁶⁸ Vgl. Hoffmann u. a. (2019), S. 46.

gen auf die Volatilität der Stromerzeugung im Netz und dessen zeitweise und lokal begrenzten Auslastungsgrad.¹⁶⁹

Auch die Volatilität der Börsenstrompreise sowie die Zunahme von Stunden mit negativen Strompreisen steigt durch eine Zunahme des EEA-Anteils in unserem jetzigen Energiesystem.¹⁷⁰

Diese beiden Einflüsse gelten zumindest solange, wie Netzbetreiber gem. regulatorischer Vorgaben (StromNZV) zum Anschluss sämtlicher Anlagen gezwungen sind, keine wirtschaftlichen Strom-Speichermöglichkeiten, keine Power-to-X-Kopplungen oder dynamische Nachfragesteuerungen über Preisanreize vorhanden sind.¹⁷¹

Abbildung 22: Stromproduktion aus EEA (1990-2019)¹⁷²



PV-Anlagen produzierten im Jahr 2019 trotz hoher Anlagenzahl – aufgrund ihrer zu meist geringen installierten Leistung i. V. m. typisch-geringen Volllaststundenzahl je Anlage – mit rd. 19,3 % den deutlich kleineren Anteil gegenüber WEA mit 52,3 % an der Stromproduktion aus EEA insgesamt (s. Abbildung 22).

Jedoch weisen PV-Anlagen den weitaus höheren Anteil auf, der tatsächlich direkt „vor Ort“ an das Niederspannungsnetz angeschlossen ist. Deutschlandweit sind rd. 2,6 Mio. PV-Anlagen in Betrieb: Davon weisen 2,53 Mio. Anlagen (97,4 %) eine Nettonennleis-

¹⁶⁹ Vgl. BNetzA und BKartA (2020), S. 167.

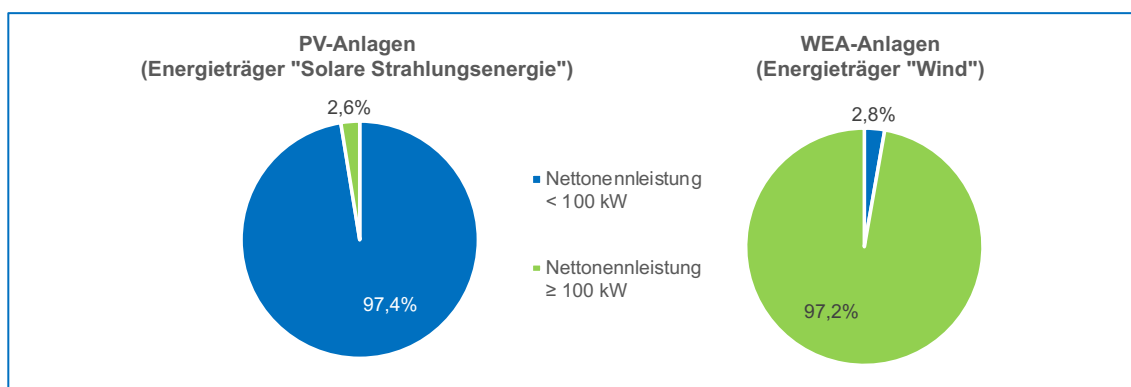
¹⁷⁰ Vgl. Graichen, Kleiner, und Podewils (2020), S. 39ff.

¹⁷¹ Vgl. Wirth (2020), S. 52 und 64.

¹⁷² Graichen, Kleiner, und Podewils (2020), S. 20.

nung von unter 100 kW auf, sodass diese Anlagen typischerweise auf der Niederspannungsebene angeschlossen sind. 74.750 PV-Anlagen (2,6 %) sind typischerweise auf einer höheren Spannungsebene angesiedelt (Stichtag: 01.04.2020). Bei den WEA – mit einer Gesamtzahl sich in Betrieb befindender Anlagen von rd. 45.000 WEA – ist das Verhältnis exakt vertauscht (s. Abbildung 23).¹⁷³

Abbildung 23: Vergleich PV vs. WEA inst. Leistung auf Niederspannungsebene¹⁷⁴



Dementsprechend kann daraus die Hypothese abgeleitet werden, dass Netzengpässe auf Niederspannungsebene vor allem durch Spitzenproduktionszeiten aus PV-Anlagen verursacht werden und Netzengpässe auf höherer Spannungsebene tendenziell eher von WEA. In dem Zusammenhang muss eine geographische Komponente mit betrachtet werden, denn Windstrom wird vor allem in Norddeutschland (s. Anhang 7) und PV-Strom vor allem in Süddeutschland produziert (s. Anhang 8).

Die Erzeugungsschwankungen lassen bei beiden Anlagentypen – aufgrund guter Wettervorhersagequalitäten – eine hohe Prognosegüte für die Stromerzeugung aus EEA zu. Unabhängig davon kann es jedoch zu lokalen Netzengpässen oder Überlastungen an Trafostationen aufgrund von Einspeisespitzen kommen, die sich in Zukunft v. a. durch einen schnelleren Zubau von EEA im Vergleich zur Netzertüchtigung verstärken werden.¹⁷⁵

Ein höherer Eigenverbrauchsgrad – z. B. durch intelligentes Schalten von Geräten im Haushalt oder durch das Verwenden von Speichertechnologien – würde diese Situation entspannen, ist jedoch (insbesondere bei den Speichern) derzeit für Privathaushalte oft nur bedingt wirtschaftlich. Zurzeit besteht außerdem kein Zwang zur eigenen Ab-

¹⁷³ Vgl. BNetzA (Hrsg.) (2020b), Online.

¹⁷⁴ Vgl. BNetzA (Hrsg.) (2020b), Online.

¹⁷⁵ Vgl. Wirth (2020), S. 29ff.

nahme des tatsächlich selbst erzeugten Stroms. Hingegen wurde den Netzbetreibern die technische Möglichkeit eingeräumt, Einspeise-Eingriffe über Fernwirk-Technik – bei PV-Anlagen > 30 kW und WEA > 100 kW – vorzunehmen, um sonst nötige Netzausbaukosten zu reduzieren. Selbstverständlich sind stattdessen bzw. in Ergänzung dazu auch hier tarifliche Strompreisanreize denkbar.¹⁷⁶

Die Gesamtstromproduktion aus EE erhöht somit insgesamt das Potenzial für dynamische Stromtarife, muss jedoch für das Bilden eines geeigneten Indikators auf Ebene der einzelnen, wetterabhängigen EE-Stromerzeugungsarten betrachtet werden.

6.2.2 Zubau von PV-Anlagen

Aus der Zuwachsrate neu installierter Leistung aus PV-Anlagen kann die Dynamik für wachsendes oder sinkendes strategisches Potenzial für Demand-Response-Maßnahmen und dementsprechend auch für dynamische Stromtarife im örtlichen Niederspannungsnetz abgeleitet werden. Wächst die neu installierte Leistung recht schnell an, wird ein bestehendes Stromnetz stärker durch wechselnde Lastflüsse und lokale Einspeisespitzen überfordert, wenn dort nicht schnell genug gegengesteuert wird.

Tabelle 11: Zubau installierte PV-Leistung (2014-2018)¹⁷⁷

	install. PV-Leistung 2018 [in MWp]	∅ Zubaurate (2014-2018)	kurzfristige Zubaurate (2017-2018)
Baden-Württemberg	5.819	16,4%	5,5%
Bayern	12.545	13,3%	5,6%
Berlin	106	34,2%	8,2%
Brandenburg	3.703	32,3%	9,6%
Bremen	44	12,8%	4,8%
Hamburg	45	21,6%	7,1%
Hessen	2.054	15,3%	5,9%
Mecklenburg-Vorpommern	1.878	45,6%	13,1%
Niedersachsen	3.930	12,6%	5,2%
Nordrhein-Westfalen	4.917	16,3%	6,0%
Rheinland-Pfalz	2.196	17,7%	4,7%
Saarland	465	14,0%	3,3%
Sachsen	1.892	26,4%	9,5%
Sachsen-Anhalt	2.503	45,1%	11,6%
Schleswig-Holstein	1.667	11,7%	6,0%
Thüringen	1.464	33,7%	10,7%
Deutschland gesamt	45.227	19,3%	6,8%

¹⁷⁶ Vgl. Wirth (2020), S. 34.

¹⁷⁷ Vgl. Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2020), Online.

Der Zubau von PV-Anlagen kann auf Ebene einzelner Anlagen inkl. zahlreicher Parameter (inkl. räumlichem Bezug) über das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur eingesehen werden. Für eine erste strategische Potenzial-Indikation soll auf eine aggregierte Betrachtung auf Bundeslandebene zurückgegriffen werden. Durch Zusammentragen der entsprechenden Daten ergibt sich folgendes Bild (Tabelle 11): Die höchsten Zuwachsraten über die letzten fünf Jahre (2014-2018) sind in Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt vorzufinden. Aber auch in den Bundesländern Berlin, Brandenburg, Sachsen und Thüringen liegt der Zubau deutlich über dem bundesweiten Durchschnitt von 19,3 %. Diesen Trend spiegelt im Wesentlichen auch die jüngste Jahreszuwachsrate (2017-2018) in der Kurzfristbetrachtung wider.

Gründe für den unterschiedlichen Ausbaustand zwischen den einzelnen Bundesländern sowie für die unterschiedlichen Zubaugeschwindigkeiten gibt es viele. Diese werden im Folgenden nur beispielhaft und knapp benannt: Dazu zählen etwa die im Süden stärkeren Globalstrahlungswerte u. a. durch längere Sonnenscheindauern, die den Betrieb einer Anlage im Süden bei identischer Leistung wirtschaftlicher gestalten lassen. Unterschiedliche Potenziale für Dach- und Freiflächenanlagen je nach Bevölkerungsdichte und Flächennutzbarkeit sowie letztlich auch eine bereits erfolgte Potenzialerschließung zählen außerdem – neben zahlreichen weiteren Einflüssen – zu den möglichen Gründen.¹⁷⁸

6.2.3 Zubau von Onshore-WEA

Aus der Zuwachsrate neu installierter Leistung aus Onshore-Windenergie-Anlagen kann die Dynamik für wachsendes oder sinkendes strategisches Potenzial für Demand-Response-Maßnahmen – und analog zu PV-Anlagen auch für dynamische Stromtarife – im regionalen Mittelspannungs- und Hochspannungsnetz abgeleitet werden. Wächst die neu installierte Leistung schneller an als die Netzertüchtigung im Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsbereich voranschreitet, wird ein bestehendes Stromnetz stärker durch lokale Einspeisespitzen überfordert.

Analog zum PV-Anlagen-Ausbau wird in nachfolgender Tabelle 12 die bundeslandspezifische Zubaudynamik von Onshore-WEA dargestellt. Bei Onshore-WEA sind die höchsten Zuwachsraten über die letzten fünf Jahre in Baden-Württemberg, Berlin, Hamburg, Hessen und dem Saarland vorzufinden. Im Unterschied zu den Zuwächsen bei PV-Anlagen ist hier ein eindeutiger Sättigungseffekt in den Bundesländern zu er-

¹⁷⁸ Vgl. HTW Berlin (Hrsg.) (2019), S. 4ff.

kennen, die bereits im Basisjahr 2014 über eine insgesamt hohe installierte Leistung verfügten. Dies ist zumeist auf die unterschiedlichen bundeslandsspezifischen Ausbauziele und dementsprechend auf eine unterschiedliche Anzahl ausgewiesener geeigneter Standorte und Potenziale zurückzuführen.¹⁷⁹

Daneben haben Ausschreibungs- und Genehmigungsverfahren an Schwierigkeit durch politische Eingriffe – wie etwa die unterschiedlich regulierten Abstandsregelungen – an gewonnen. Dies zeigt sich auch an der kurzfristigen Betrachtung des WEA-Zubaus von 2017 auf 2018.¹⁸⁰ Für Onshore-WEA liegt der Zubau installierter Leistung deutschlandweit mit 4,7 % unterhalb des Niveaus von PV-Anlagen mit 6,8 %.

Tabelle 12: Zubau installierte Onshore-WEA-Leistung (2014-2018)¹⁸¹

	install. Onshore-Wind-Leistung 2018 [in MW]	∅ Zubaurate (2014-2018)	kurzfristige Zubaurate (2017-2018)
Baden-Württemberg	1.602	172,0%	7,8%
Bayern	2.505	71,7%	0,9%
Berlin	12	200,0%	0,0%
Brandenburg	7.104	31,3%	4,3%
Bremen	203	22,3%	6,8%
Hamburg	122	114,0%	8,9%
Hessen	2.071	91,8%	12,2%
Mecklenburg-Vorpommern	3.245	23,6%	3,6%
Niedersachsen	11.080	37,0%	6,2%
Nordrhein-Westfalen	5.825	58,2%	6,3%
Rheinland-Pfalz	3.546	31,4%	4,8%
Saarland	486	107,7%	13,3%
Sachsen	1.268	15,6%	4,4%
Sachsen-Anhalt	5.122	18,5%	0,4%
Schleswig-Holstein	6.727	37,7%	1,5%
Thüringen	1.648	34,5%	6,3%
Deutschland gesamt	52.656	40,0%	4,7%

6.2.4 Zubau von Offshore-WEA

Bei Offshore-WEA erübrigt sich eine detaillierte bundeslandspezifische Betrachtung, da diese ausschließlich auf hoher See vor den norddeutschen Küsten vorzufinden sind. Dementsprechend sind räumlich die Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern von daraus resultierenden Netzengpässen betroffen, denn dort werden diese Anlagen an das Übertragungs- bzw. Höchstspan-

¹⁷⁹ Vgl. Rippel u. a. (2018), S. 41ff.

¹⁸⁰ Vgl. Graichen, Kleiner, und Podewils (2020), S. 21.

¹⁸¹ Vgl. Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2020), Online.

nungsnetz angeschlossen.¹⁸² Zum Stichtag (01.04.2020) sind 10.333 MW Nennleistung installiert.

Die historischen Zuwachsraten von Offshore-WEA zeigen eine mehr als Verzehnfachung der installierten Leistung im Zeitraum 2014-2018, welche die Übertragungsnetzbetreiber insbesondere in diesem Zeitraum vor enorme Herausforderungen gestellt haben. Noch heute sind längst nicht alle benötigten Stromtrassen für den Weitertransport in den zukünftig „stromarmen“ Süden vorhanden und erst recht nicht auf die zukünftigen Erzeugungsanteile aus EEA ausgelegt.¹⁸³

Daneben kann mithilfe der prognostizierten Zuwachsraten für neu zu installierende Leistung aus Offshore-WEA mit Anschluss an Höchstspannungsleitungen – in räumlich engem Rahmen – auch eine Dynamik für wachsendes oder sinkendes strategisches Potenzial für Demand-Response-Maßnahmen im regionalen Mittel- und Hochspannungsnetz abgeleitet werden: Wächst die neu installierte (und an das Höchstspannungsnetz angeschlossene) Leistung schneller an als der Netzausbau auf der entsprechenden Spannungsebene voranschreitet, wird ein bestehendes Stromnetz stärker durch Einspeisespitzen und Engpässe überfordert und *verstopft* dieses sinnbildlich. Dies kann die untergeordneten Netzspannungsebenen ebenfalls überfordern, wenn von diesen zeitgleich ein hoher Stromüberschuss abtransportiert werden müsste, jedoch keine Abnehmer vor Ort gefunden werden oder der vertikale Netzknotenpunkt *belegt* ist.

Dieser beschriebene Effekt wirkt entsprechend nur indirekt auf das Verteilnetz und zunehmend insbesondere nur dann, wenn sich großflächige Starkwind-Wetterlagen in Norddeutschland einstellen auf die das derzeitige Netz (noch) nicht ausgelegt ist – wie etwa beim *Orkantief Sabine* im Zeitraum vom 09.-10. Februar 2020.¹⁸⁴

Da hierfür jedoch zunächst die Übertragungsnetzbetreiber in der Verantwortung stehen, wird auf eine Potenzialindikation aus Offshore-WEA verzichtet.

6.3 Verbrauchsseitige Rahmenbedingungen

Neben der Wertschöpfungsstufe *Stromerzeugung* hat auch die *Stromnachfrage* Einfluss auf die notwendige Beschaffenheit der Stromnetze. Dabei eröffnen sich durch das

¹⁸² Vgl. Rippel u. a. (2018), S. 35.

¹⁸³ Vgl. BNetzA (Hrsg.) (2019c), S. 43ff.

¹⁸⁴ Vgl. Haeseler u. a. (2020), S. 1.

kundenseitige Bereitstellen von Flexibilitäten in der Stromnachfrage neue Potenziale von Demand-Response-Management.

Bestehende Potenziale in sämtlichen Haushalten wurden bereits umfassend dargestellt, sodass sich in der Steuerung ebendieser Haushaltsgeräte keine zusätzlichen strategischen Potenziale verbergen. Im vorliegenden Kapitel soll daher auf die Möglichkeiten neu entstehender Potenziale eingegangen werden, die sich vor allem in sog. *steuerbaren Verbrauchseinrichtungen* wiederfinden (s. Kapitel 5.3.4). Dazu zählen etwa bedingt auch Nachtspeicherheizungen, vor allem aber Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher und weitere zukünftige *Power-to-X-Technologien*.

6.3.1 Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen

Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen gehören zu den größten einzelnen Stromverbrauchern in Haushalten, die mit einer dieser beiden Heizungstechnologien ausgestattet sind. Dies betrifft immerhin 4,8 % (also rd. 1,95 Mio. Wohnungen) aller Wohnungen in D.¹⁸⁵

Das Potenzial für wirksames Lastmanagement ist bei stromgeführten Heizungstechnologien saisonal sehr stark eingegrenzt, da diese Anlagen im Sommer praktisch stillstehen und nur in den Wintermonaten bis zur vollen Last genutzt werden.¹⁸⁶ Die höchste saisonale Flexibilität ist daher in den Übergangsmonaten vorzufinden, sofern diese Heizungstechnologien über einen thermischen Speicher verfügen.¹⁸⁷ Hierauf könnte die dynamische Tarifgestaltung explizit Rücksicht nehmen.

Daneben werden Wärmepumpen teils auch zur Warmwasseraufbereitung eingesetzt, woraus sich – ebenfalls im Zusammenspiel mit einem thermischen Speicher – ein ganzjähriges Lastmanagementpotenzial ergibt, welches temperaturabhängig schwankt.¹⁸⁸

Beim Blick auf die jüngsten Entwicklungen der Absatzzahlen von Wärmepumpentechnologien zeigt sich, dass diese anteilig – im Vergleich mit anderen Heizungssystemen – minimal häufiger zum Einsatz kommen. Ein Grund hierfür kann in der Investitionszuschussförderung von 35 % in Neubauten oder sogar bei bis zu 45 % bei Modernisierungen liegen, je nachdem, ob dabei eine Ölheizung ersetzt wird oder nicht.¹⁸⁹

¹⁸⁵ Vgl. BDEW (Hrsg.) (2019b), S. 12.

¹⁸⁶ Vgl. Schminke, Scharte, und Koch (2016), S. 9.

¹⁸⁷ Vgl. Karg u. a. (2014), S. 141.

















¹⁸⁸ Vgl. Rippel u. a. (2018), S. 84.

¹⁸⁹ Vgl. BWP (Hrsg.) (2020), S. 1.

Die Wechselform des Heiz-Energieträgers bei Modernisierungen von Bestandsgebäuden fand jedoch in der Vergangenheit sehr viel häufiger von Öl- hin zu Gas- oder Fernwärmeheizungen statt als zu stromgeführten Technologien. Dies gelang in Regionen, in denen eine entsprechende Infrastruktur in der Nähe vorhanden war. Dies ist in ländlichen Gegenden häufig nicht der Fall. Dort kommen elektrische Wärmepumpen als Alternative – insbesondere in EFH und ZFH – infrage.¹⁹⁰

In Neubauten zeigt sich hingegen ein gänzlich anders Bild. Hier hat sich der Anteil der eingebauten Wärmepumpen an Heizsystemen in den letzten fünf Jahren, insbesondere auch kurzfristig in (fast) allen Bundesländern erhöht (s. Tabelle 13).

Tabelle 13: Anteil und Entwicklung Wärmepumpen an Heizungen in Neubauten¹⁹¹

Bundesland	2017	Entwicklung		kurzfr. Entw. (2016-2017)
		(2013-2017)		
Baden-Württemberg	54,3		31%	13%
Bayern	40,3		14%	6%
Berlin	18,1		-21%	7%
Brandenburg	32,5		-9%	22%
Bremen	5,2		-21%	37%
Hamburg	20,1		14%	27%
Hessen	40,6		23%	8%
Mecklenburg-Vorpommern	27,6		15%	28%
Niedersachsen	18,4		19%	29%
Nordrhein-Westfalen	36,5		15%	15%
Rheinland-Pfalz	47		17%	11%
Saarland	51,8		75%	14%
Sachsen	47,5		0%	14%
Sachsen-Anhalt	47,2		11%	16%
Schleswig-Holstein	24,1		16%	28%
Thüringen	41,4		-13%	8%
Deutschland	37,2		16%	17%

Dabei ergibt sich mit dem vorgenannten Förderanreiz bereits die zweite Relevanz von Wärmepumpen vor dem Hintergrund der Fragestellung dieses Kapitels: In immer mehr Neubauten werden Heizungssysteme mit stromgeführten Technologien eingebaut. Diese erhöhen somit die zukünftige (und potenziell gleichzeitige) Stromnachfrage in besonders von Neubau betroffenen Verteilnetzen, wenn Wärmepumpen ungesteuert eingesetzt werden.¹⁹²

¹⁹⁰ Vgl. BDEW (Hrsg.) (2019b), S. 20ff.

¹⁹¹ Vgl. Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2020), Online.

¹⁹² Vgl. Doleski (2020a), S. 842 und 860.

Nachtspeicherheizungen machen heute mit 67 % noch den Großteil der Marktlösungen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen aus.¹⁹³ In diesem umfassend erforschten Bereich gibt es jedoch nur eine sehr geringe Dynamik. Es ist davon auszugehen, dass Nachtspeicherheizungen in ihrer bisherigen Betriebsform zukünftig – im Rahmen von Modernisierungsmaßnahmen – durch andere Technologien abgelöst werden und dementsprechend kein neues strategisches Potenzial durch diese Heizungsform resultiert.¹⁹⁴ Dennoch kann mit einer ggf. zuvorkommenden Anbindung eines iMSys ein deutlich dynamischeres Lastmanagement betrieben werden, als mittels überwiegend eingesetzter Rundsteuerungstechnik oder Zeitschaltungen.¹⁹⁵ Dieser Aspekt wird im Rahmen der Suche nach – in die Zukunft gerichteten – Indikatoren für strategische Potenziale aus vorgenannten Gründen vernachlässigt.

6.3.2 Elektromobilität

Im Gegensatz zu den meisten Power-to-Heat-Anwendungen im Haushalt (mit Ausnahme der Warmwasserbereitstellung) besteht für das ebenfalls wachsende Feld der Elektromobilität eine zumeist saisonal konstante Stromnachfrage. Diese zum Laden benötigte Last für batteriebetriebene Fahrzeuge (in Abgrenzung zu Fahrzeugen mit Brennstoffzellen) ist teilweise in Abhängigkeit des Wochentages – bzw. in der Differenzierung zwischen Werktagen und Wochenendtagen – unterschiedlich stark flexibilisierbar.¹⁹⁶ Auf diesen Aspekt sollte ein entsprechender dynamischer Stromtarif gezielt Rücksicht nehmen.

Weiterhin ist zu beachten, dass (nur) etwa die Hälfte (49 %) aller Ladevorgänge eines Elektroautos zuhause vorgenommen werden (s. Abbildung 24).¹⁹⁷ Dementsprechend entfällt auf das am Haushalt vorgenommene Laden nur ein Anteil des gesamten Demand-Response-Potenzials, welches mithilfe eines dynamischen Stromtarifs gehoben werden kann. Die tatsächliche Anreizwirksamkeit ist außerdem gewissen Unsicherheiten und Schwankungen hinsichtlich des Ladezeitpunktes und -umfangs unterworfen.¹⁹⁸

¹⁹³ Vgl. BNetzA und BKartA (2020), S. 196.

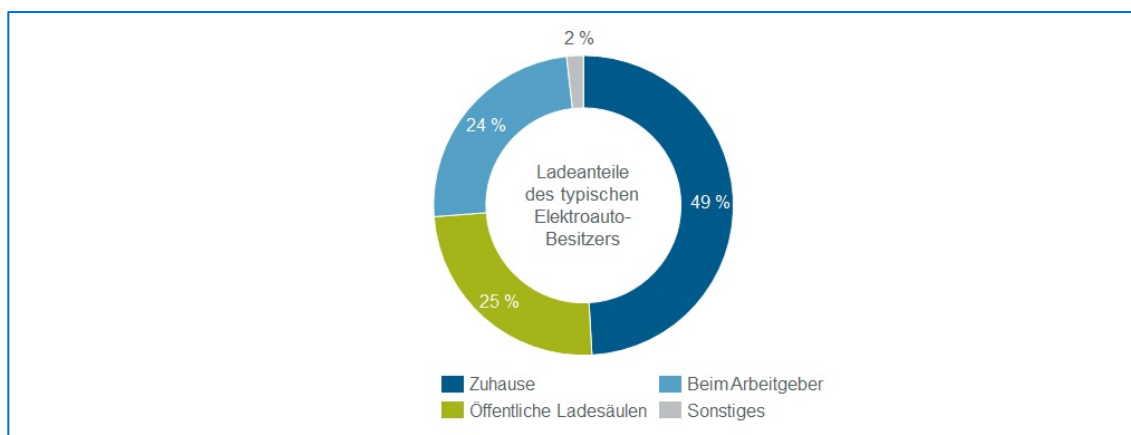
¹⁹⁴ Vgl. Dünnhoff (2017), S. 40ff.

¹⁹⁵ Vgl. BNetzA und BKartA (2020), S. 197.

¹⁹⁶ Vgl. Rippel u. a. (2018), S. 70 und S. 84.

¹⁹⁷ Vgl. Höfling und Römer (2019), S. 9.

¹⁹⁸ Vgl. dena (Hrsg.) (2014), S. 186.

Abbildung 24: Ladeanteile nach Marktlokationen¹⁹⁹

Dennoch ergibt sich durch Elektromobilität im Haushaltskundensegment zukünftig ein relevantes Feld, welches gleichermaßen ein strategisches Potenzial für dynamische Stromtarife entfalten kann. Dieses begründet sich in dem (relativ) starken Wachstum des E-PKW-Fahrzeugbestandes (s. Tabelle 14) etwa aufgrund einer stärkeren Marktdurchdringung durch Förderprogramme, höheren Reichweiten, dem Ausbau elektrischer Ladesäulen²⁰⁰, sinkenden Batteriekosten²⁰¹ oder steigenden fossilen Kraftstoffpreisen.²⁰²

Mit zunehmender Zahl an Elektro- oder Elektrohybridfahrzeugen im Umlauf werden tatsächlich Verbrennungsmotoren substituiert. Dies zeigt sich u. a. an der sehr positiven Entwicklung des Anteils an Elektro-PKWs am Gesamtbestand. Dadurch steigt die nachgefragte Strommenge insgesamt und damit auch die Wahrscheinlichkeit für einen höheren Gleichzeitigkeitsgrad von starker Lastnachfrage im Netz.²⁰³

Zum 01.01.2019 wies das Kraftfahrt-Bundesamt eine Anzahl von rd. 83.000 registrierten Elektroautos aus, was einem Anteil von knapp 0,18 % am deutschen PKW-Bestand entspricht (s. Tabelle 14).

Dieser Bestand als auch die Anteile verteilen sich derzeit regional sehr unterschiedlich auf die Bundesländer: Bundesländer mit eher großstädtisch geprägter Siedlungsstruktur (und einem relativ hohem Pro-Kopf-Einkommen) wie Bayern oder Baden-Württemberg bzw. Stadtstaaten wie Berlin oder Hamburg zeigen höhere Anteile als

¹⁹⁹ Höfling und Römer (2019), S. 9.

²⁰⁰ Vgl. Komarnicki, Haubrock, und Styczynski (2018), S. 175ff.

²⁰¹ Vgl. Hattensauer (2019), S. 64.

²⁰² Vgl. Thielmann u. a. (2020), S. 20.

²⁰³ Vgl. BNetzA (Hrsg.) (2018), S. 48f. und 107.

eher kleinstädtisch geprägte Regionen in den *neuen Bundesländern* wie etwa Mecklenburg-Vorpommern oder Sachsen-Anhalt. Eine Ausnahme dieser Argumentationslinie bildet hingegen das Bundesland Bremen – diese Abweichung vom allgemeinen Trend ist nicht an einem Parameter festzumachen: Es ist eine ausreichende Ladesäuleninfrastruktur gegeben²⁰⁴ und es gibt auch keine höheren Fahrzeugzulassungsquoten bei alternativen Hybridfahrzeugmodellen, allerdings ist bei der dortigen Bevölkerung ein bundesweit leicht unterdurchschnittliches Nettohaushalts- bzw. Pro-Kopf-Einkommen vorzufinden²⁰⁵.

Mit Ausnahme von Bremen ist in allen Bundesländern das sehr starke relative Wachstum des Elektro-Fahrzeugbestands in den letzten vier Jahren (+340 %) sowie auch des Elektro-PKW-Anteils (+314 %) zu beobachten. In allen Bundesländern fällt darüber hinaus eine sehr hohe Wachstumsquote für die Entwicklung zum vergangenen Jahr (+54 % bzw. 52 %) auf.

Tabelle 14: Entwicklung Anzahl und Anteile von Elektro-PKWs (2015-2019)²⁰⁶

Land	Anteil Elektro-PKW		kurzfr. Entw. (2018-2019)	Anzahl Elektro-PKW 2019	Bestandsentwicklung	
	an Gesamt je 10.000 PKW 2019	Anteils-Wachstum (2015-2019)			(2015-2019)	kurzfr. Entw. (2018-2019)
Baden-Württemberg	24,1	269%	49%	15.998	296%	51%
Bayern	25,2	361%	52%	20.063	395%	55%
Berlin	22,4	208%	34%	2.713	220%	35%
Brandenburg	11,9	433%	74%	1.699	461%	76%
Bremen	15,2	66%	44%	446	73%	45%
Hamburg	28,1	213%	59%	2.233	232%	61%
Hessen	17,9	337%	58%	6.618	364%	60%
Mecklenburg-Vorpommern	7,3	379%	48%	626	397%	50%
Niedersachsen	14,7	225%	44%	6.958	247%	46%
Nordrhein-Westfalen	13,9	343%	53%	14.019	371%	55%
Rheinland-Pfalz	13,8	427%	54%	3.482	460%	57%
Saarland	11,0	309%	45%	701	327%	47%
Sachsen	11,3	301%	61%	2.430	311%	62%
Sachsen-Anhalt	7,1	463%	64%	860	473%	65%
Schleswig-Holstein	18,6	478%	69%	3.090	518%	71%
Thüringen	10,0	487%	62%	1.189	497%	63%
Sonstige (z. B. Bundespolizei)	27,9	697%	32%	50	400%	22%
Insgesamt	17,7	314%	52%	83.175	339%	54%

Somit sind aktuell bei einer geschätzten mittleren Kapazität von 50 kWh pro Fahrzeug-batterie bereits rund 4,2 GWh ortsungebundene Gesamtspeicherkapazität in Elektroautos in Betrieb.²⁰⁷ Je nach regionaler Verteilung und Dauer der Leistungsaufnahme, welche wiederum abhängig ist von Ladestand und Ladeleistung²⁰⁸, kann sich hieraus

²⁰⁴ Vgl. BNetzA (Hrsg.) (2020a), Online.

²⁰⁵ Vgl. Bertelsmann Stiftung (Hrsg.) (2020), Online.

²⁰⁶ Vgl. KBA (Hrsg.) (2019), Online.

²⁰⁷ Zum Vergleich: Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland weisen eine Gesamtspeicherleistung von rd. 40 GWh auf. Diese werden aufgrund ihrer hohen Flexibilität und zeitweisen Leistungsaufnahme bzw. -abgabe für Systemdienstleistungen im Stromnetz herangezogen; Quelle: Komarnicki, Haubrock und Styczynski (2018), S. 141.

²⁰⁸ Die Bandbreite der Ladeleistung ist recht groß und reicht von 2,3 kW an haushaltsüblichen Schutzkontakt-Steckdosen über Smart- oder Wallboxen mit 3,7 kW bis hin zu speziellen Typ-2 europaweiten Stan-

im unkoordinierten Betrieb bereits heute ein hoher Gleichzeitigkeitsgrad (30 – 75 %) ²⁰⁹ und damit eine zeitweise starke Belastung für das Stromnetz einstellen. ²¹⁰

Zum anderen können diese jedoch durch ihre dynamischen Betriebsmöglichkeiten teilweise sehr flexibel genutzt werden. Damit stellen elektromobilgebundene Batteriespeicher nicht nur eine mögliche Belastung für das Stromnetz dar, sondern können ein von EEA geprägtes Stromsystem sogar durch intelligentes Lade- bzw. Lastmanagement entlasten, wenn dies erforderlich wird. ²¹¹ Hier greift entsprechend der Ansatz für ein abzuleitendes strategisches Potenzial eines dynamischen Stromtarifs.

Bei einem prognostizierten Ausbaupfad – je nach zugrundeliegendem Szenario – von 8-20 % Anteil von Elektroautos am PKW-Gesamtbestand bis zum Jahr 2030 nimmt dieses (technische) Flexibilitätspotenzial – und gleichzeitig die Notwendigkeit zum Heben dieses Potenzials – enorm zu. Es könnten zukünftig 4 bis zu 10 Mio. reine Elektroautos in Deutschland registriert sein. ²¹²

Bei einem außerdem unterstellten Anstieg der mittleren Batteriekapazität auf 75 kWh/Elektrofahrzeug würde die Gesamtbatteriekapazität auf insgesamt 300 bis zu 750 GWh anwachsen. Werden diese Batterien einmal wöchentlich voll aufgeladen, wächst der deutschlandweite Stromzusatzbedarf um 16 bis 40 TWh an. Bei einem derzeitigen Gesamtstromverbrauch von 569 TWh ²¹³ wäre dies (bei sonst gleichen Rahmenbedingungen) ein Anstieg von etwa 2,8 – 7 % bis zum Jahr 2030. Damit steigt aber auch der Anteil potenziell verlagerbarer Energie überproportional an. ²¹⁴

Unter Elektromobilität im Privatkundensegment fällt allerdings nicht nur die Nutzung von reinen E-PKWs, sondern auch die Nutzung von Elektrohybrid-Autos, Brennstoffzellenfahrzeugen, Elektrorollern, -motorrädern und Pedelecs bzw. E-Bikes. ²¹⁵

Etwa 10 % aller Haushalte nutzen bereits E-Bikes ²¹⁶ – mit zunehmender Tendenz: Im Jahr 2019 wurden 1,36 Mio. E-Bikes verkauft. Damit hat sich die jährliche Verkaufszahl

ardanschlüssen für das Laden von Elektrofahrzeugen mit 22 kW. Tesla-Supercharger erreichen sogar bis zu 145 kW sind jedoch nur an Schnellladesäulen verbaut und nicht am eigenen Haushalt; Quelle: Komarnicki, Haubrock und Styczynski (2018), S. 63 sowie Füßel (2017), S. 47ff.

²⁰⁹ Vgl. Wietschel u. a. (2018), S. 15f.

²¹⁰ Vgl. Komarnicki, Haubrock, und Styczynski (2018), S. 143.

²¹¹ Vgl. Meisel u. a., o. J., S. 23.

²¹² Vgl. BNetzA (Hrsg.) (2018), S. 49.

²¹³ Vgl. Graichen, Kleiner, und Podewils (2020), S. 5.

²¹⁴ Vgl. Hinterstocker und Hübner (2019), S. 14f.

²¹⁵ Vgl. Füßel (2017), S. 8.

²¹⁶ Vgl. Höfling und Römer (2019), S. 10.

seit 2016 mehr als verdoppelt. In Deutschland existiert dadurch heute (im Jahr 2019) ein Bestand von rd. 5,4 Mio. E-Bikes mit einer Batteriekapazität von je 0,3 – 1 kWh.²¹⁷

Bei einer unterstellten mittleren Kapazität von 0,5 kWh ergibt sich hieraus eine nicht zu unterschätzende Gesamtkapazität i. H. v. 2,7 GWh (im Vergleich mit Elektro-PKW's i. H. v. 4,2 GWh; s. o.), deren Anzahl sich ebenfalls weiter erhöhen wird.

Aufgrund der Kleinteiligkeit wird ein direktes Lademanagement von Seiten des EVUs voraussichtlich zu aufwendig sein. Auch eine individuelle Kostenersparnis für den Endverbraucher aufgrund eines dynamischen Tarifs fällt relativ gering aus, selbst wenn dieser so ausgestaltet ist wie im derzeitigen SWN-Forschungsprojekt: Dabei würde sich für einen Haushalt mit zwei E-Bikes, zwei Ladevorgängen/Woche und einer 100 %-igen Ausnutzung des Eventtarifs eine Kostenersparnis von rd. 28 € / a ergeben (= 2 E-Bikes * 2*53 Wochen * 0,5 kWh * (0,32 € Strompreis - 0,05 € Event-Strompreis).

Dieser relativ geringe Ersparniswert ist v. a. auf die geringe einzelne Speicherkapazität zurückzuführen. Daher werden E-Bikes im Weiteren nicht näher beleuchtet. Bei den anderen o. g. elektrobetriebenen Fahrzeugen wird aufgrund des geringen Bestands auf eine weitergehende Analyse verzichtet.

6.3.3 Stationäre Stromspeicher

Stationäre Stromspeicher weisen eine ganze Fülle an Verbesserungsmöglichkeiten für EVUs und Netzbetreiber auf. Dazu zählen etwa die Reduktion der Spitzenlast im Netz, die Verschiebung des ggf. notwendigen Netzausbaus bzw. Netzertüchtigung in die Zukunft, Reduktion von Leitungsverlusten, Erhöhung der Systemdienstleistungskomponenten im Netz, Erhöhung des EE-Anteils an der Brutto-Stromerzeugung und des Brutto-Stromverbrauchs sowie auch die Reduktion von Strombeschaffungskosten.²¹⁸

Auch für Haushalte können sich wirtschaftliche Vorteile durch den Einsatz von Stromspeichern ergeben, die durch das Zusammenwirken mehrerer Faktoren relevant werden: Diese ergeben sich etwa durch die Erhöhung des selbstverbrauchten Anteils (zurzeit rd. 35 %)²¹⁹ der Eigenstromerzeugung von Dach-PV-Anlagen – zumindest in Fällen mit geringeren Stromgestehungskosten als beim Strombezug aus dem öffentlichen Netz (Modell A).²²⁰

²¹⁷ Vgl. ZIV (Hrsg.) (2020), S. 16 und 22.

²¹⁸ Vgl. Uddin u. a. (2018), S. 3327.

²¹⁹ Vgl. Höfling und Römer (2019), S. 4.

²²⁰ Vgl. Conrads, Meyer, und Velten (2017), S. 7f.

Weiterhin kann das stärkere Ausnutzen von Preisunterschieden eines dynamischen Stromtarifs wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen: Dabei wird außerdem der von vielen Haushaltskunden befürchtete *Komfortverlust* durch eine sonst notwendige Anpassung des eigenen Stromverbrauchsverhaltens mithilfe der Flexibilität eines Stromspeichers abgefedert (Modell B).²²¹

In beiden Modellen für Haushaltskunden hängt der Wirtschaftlichkeitsgrad von Stromspeichern im Wesentlichen von seinen Arbitrage-Möglichkeiten ab: In Modell A ergibt sich die Arbitrage aus der Differenz von Stromgestehungskosten durch Eigenstromerzeugung (inkl. Batteriespeicher) zu den Stromkosten durch den alternativen Bezug aus dem Stromnetz. In Modell B ergibt sich die Arbitrage im Wesentlichen aus der Differenz von Stromkosten des Netzbezugs in kostengünstigen Zeiten/Events zu den Stromkosten des Netzbezugs in relativ teureren Zeiten.

Je nach haushaltsindividueller Stromnachfrage und Dimensionierung des Speichers sowie weiteren Rahmenbedingungen kann sich dabei zurzeit eine private Investition in Batterietechnologie gar nicht, relativ langsam (17 Jahre) oder relativ schnell amortisieren. Wenn beispielsweise zudem eine stromgeführte Heizungstechnologie mit hohem Stromverbrauch mit in die Gesamt-Stromkostenoptimierung des Haushalts einbezogen wird, wäre der Fall für eine relativ schnelle Amortisationsrate gegeben.

Tendenziell ist der Koppelbetrieb mit PV-Dachanlagen zur Maximierung der privaten Strom-Eigenversorgung (Modell A) das heute meist genutzte Modell für den Einsatz heimischer Batteriespeicher.²²² Gleichzeitig ergibt sich aber gerade aus diesem Modell kein direkt erkennbares, zusätzliches Potenzial für dynamische Stromtarife – mit einer Ausnahme:

Bei einer durch das EEG zugesicherten Einspeisevergütung für den privat erzeugten PV-Strom könnte sich, in Abhängigkeit der Ausgestaltung eines dynamischen Stromtarifs, ein Anreiz zur maximalen Einspeisung der eigenerzeugten Strommenge ergeben, statt diesen selbst zu verbrauchen bzw. zu speichern. Im Gegenzug wird die Ladung des Batteriespeichers zu kostengünstigen Tarifevents durchgeführt. Dies mag sich im Einzelfall als netzdienliches Szenario erweisen, stellt sich jedoch aus Netzbetreiber-sicht als hemmenden Faktor und gesamtgesellschaftlich als nicht wünschenswert dar.

²²¹ Vgl. Hattensauer (2019), S. 63.

²²² Vgl. Rippel u. a. (2018), S. 85.

Im Fall der Erhöhung der Stromeigenversorgungsquote bleibt die zuvor dargestellte Arbitragemöglichkeit gegeben, aber erhöht sich nur marginal durch einen dynamischen Stromtarif: Bei einem vorhandenen Stromspeicher mit PV-Anlage ist der Strombezug aus dem eigenen Speicher immer günstiger als der Netzbezug (negative Preise ausgenommen). Nur bei leerem Speicher ohne Aussicht auf kurzfristige PV-Einspeisung in Verbindung mit kurzfristig geplantem Stromverbrauch und einem günstigen Tarifevent kann ein zusätzlicher Vorteil durch den Stromspeicher abgeschöpft werden. Dieses Potenzial ist vernachlässigbar.

In Modell B müssten Privathaushalte erst einmal die Investitionskostenhürde überwinden, um einen heimischen Batteriespeicher anzuschaffen. Diese Investitionen gehen – wie bereits dargestellt – mit teils hohen Amortisationsdauern einher. Eine dynamische Investitionsanreizwirkung für Batteriespeichertechnologien werden dynamische Stromtarife im Haushaltskundensegment daher nur schwer auslösen können.

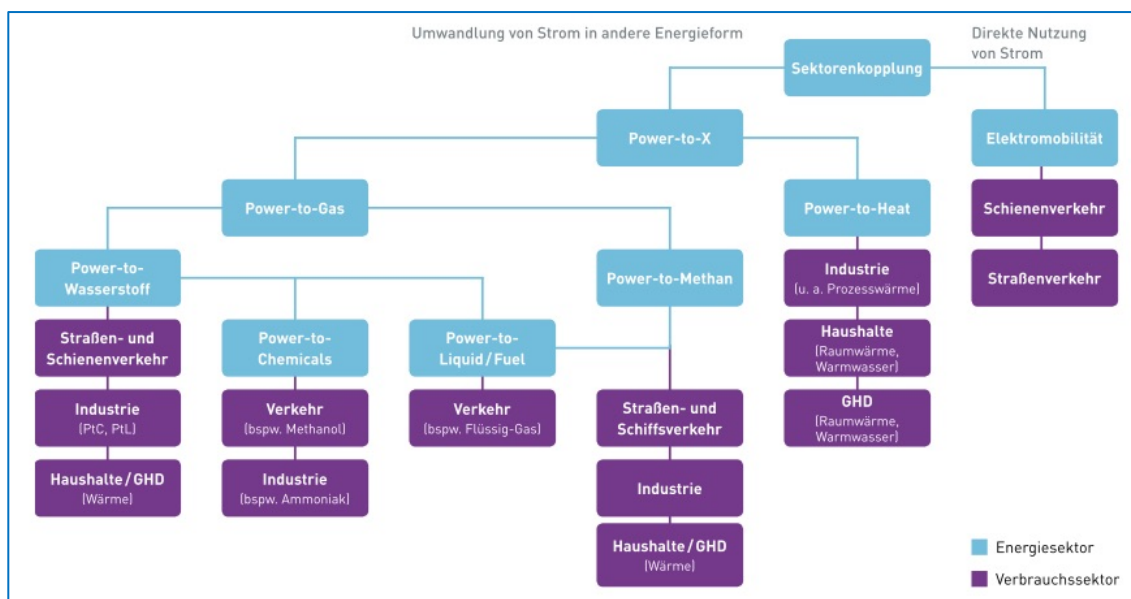
Denkbar wäre lediglich ein Szenario, in dem EVUs ihren HHK einen dynamischen Stromtarif als Kuppelprodukt mit einem (kostengünstigen/kostenlosen) dezentralen Speicher anbieten, um ihrerseits Flexibilitäten zu erhalten. Hier stellt sich jedoch die Frage der Wirtschaftlichkeit gegenüber größeren Quartiersspeichern auf Seiten der EVUs.

Aus den dargestellten Gründen für Modell A und B wird im Folgenden auf die weitere Betrachtung von Batteriespeichern als strategisches Potenzial für dynamische Stromtarife im Haushaltskundenbereich verzichtet.

6.3.4 Weitere Power-to-X Technologien

Der große Themenblock der Sektorenkopplung, dessen einzelne Bestandteile auch als Power-to-X-Technologien (PtX) bezeichnet werden, hat darüber hinaus großen Einfluss auf die zukünftige Dimensionierung, Anpassungsflexibilität und Steuerungsmöglichkeit von Stromnetzen.

Diese weiteren Aspekte müssten nach dem Vorbild der vorgenannten Heizungs- (Power-to-Heat) und Mobilitätstechnologien (Power-to-Mobility) dezidiert analysiert werden, um hieraus weitere Einflussfaktoren auf das strategische Potenzial von Demand-Response-Management ableiten zu können. Beim Blick auf die heute denkbaren PtX wird jedoch schnell erkennbar, dass es sich bei den verbleibenden Möglichkeiten um keine für Haushaltskunden relevanten Einsatzbereiche handelt (s. Abbildung 25)

Abbildung 25: Möglichkeiten der PtX-Sektorenkopplung²²³

Somit darf die Analyse der verbrauchsseitigen Einflussfaktoren auf das strategische Potenzial für dynamische Stromtarifmodelle im HHK-Segment als abgeschlossen betrachtet werden.

6.4 Netzseitige Rahmenbedingungen

Die Stromnetzinfrastruktur als verbindendes Element aus Erzeugung und Verbrauch stellt sinnbildlich das *bottleneck* des Energieversorgungssystems dar und sollte daher effizient dimensioniert und betrieben werden. Dies formuliert der Gesetzgeber gem. §11 (1) EnWG mit folgenden Worten:

„Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. (...)“

Dynamische Stromtarife können sich als eine Demand-Response-Maßnahme wohlfahrtssteigernd auf die Effizienz dieser Netzinfrastruktur auswirken. Wie in den beiden vorhergehenden Kapiteln 6.2 und 6.3 gezeigt wurde, können dadurch die Dringlichkeit der kurzfristigen Netzertüchtigung und teils auch die Notwendigkeit eines umfangrei-

²²³ Rippel u. a. (2018), S. 73.

chen Netzausbaus im Nieder- und Mittelspannungsbereich reduziert und dabei ggf. die Kosten des Betriebs reduziert werden.²²⁴

In den folgenden Kapiteln werden nun direkte netzseitige Indikatoren herausgearbeitet, die sich in unterschiedlicher Weise auf das strategische Potenzial für den Einsatz dynamischer Stromtarife bei den jeweiligen EVUs auswirken können.

6.4.1 Netznutzungsentgelte und deren Entwicklung

Als erstes werden die NNE analysiert, die sich regional auf sehr unterschiedlichem Niveau befinden. Es ist außerdem zu beobachten, dass sich diese Niveauunterschiede zurzeit weiter verstärken. (s. Kapitel 5.1.2).

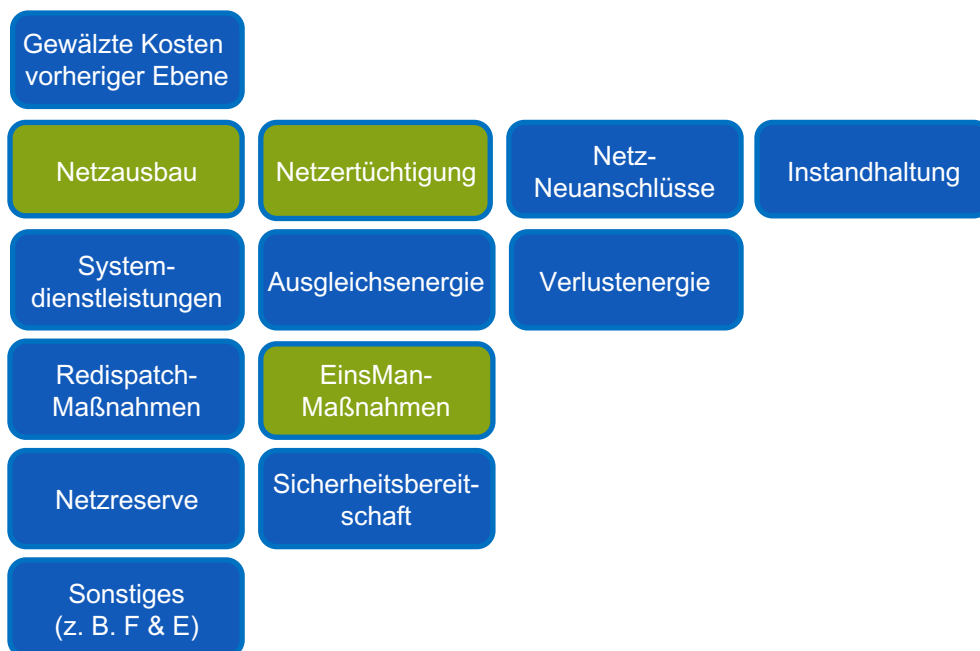
Für dieses regionale Auseinanderentwickeln der NNE gibt es zahlreiche Gründe: Diese reichen etwa von einer regional stärkeren Betroffenheit vom EE-Ausbau (s. Kapitel 6.2), über kapitalintensive und regional unterschiedlich Netzausbaunotwendigkeiten²²⁵ bis hin zu teils höheren bzw. niedrigeren Ineffizienzen bei einzelnen Netzbetreibern oder geo-/topographischen Gegebenheiten. Diese – sowie zahlreiche weitere – Gründe für beobachtbare Netzentgeltentwicklungspfade sind gleichermaßen divers wie auch intransparent. Daher scheiden die regionalen Netzentgeltentwicklungen sowie einzelne Gründe dafür als mögliche Indikatoren aus – nicht jedoch das jeweilige NNE-Niveau.

Das NNE-Niveau in einem spezifischen Versorgungsgebiet beeinflusst die Ausgestaltungsbandbreite eines potenziellen dynamischen Tarifs recht stark (s. Kapitel 5.1.2). So ließe sich etwa bei relativ hohen NNE im Ausgangszustand durch das auch heute schon zulässige Instrument der *reduzierten Netzentgelte* ein finanzieller Hebel erzeugen. Die Entscheidung hierüber obliegt jedoch dem Netzbetreiber und wäre – bei Anwendung dieses Instruments – entsprechend für alle Energielieferanten in diesem spezifischen Versorgungsgebiet anwendbar.

Beim Blick auf die wesentlichen genehmigungsfähigen Kosten der Stromnetzbetreiber gem. ARegV fallen in Abbildung 26 drei Kostenpositionen auf, die durch wirksames Demand-Response-Management, also auch durch geeignete dynamische Stromtarifmodelle, positiv beeinflusst werden können (grüne Boxen).

²²⁴ Vgl. Nabe u. a. (2009), S. 166.

²²⁵ Vgl. Büchner u. a. (2014), S. 126f.

Abbildung 26: Betriebsnotwendige Kosten für Stromnetzbetreiber

Ein gut beobachtbarer Parameter auf Bundeslandebene (und zudem auch auf Ebene einiger Netzbetreiber) ist die Entwicklung von EinsMan-Maßnahmen auf die als erstes eingegangen wird.

6.4.2 EinsMan-Maßnahmen

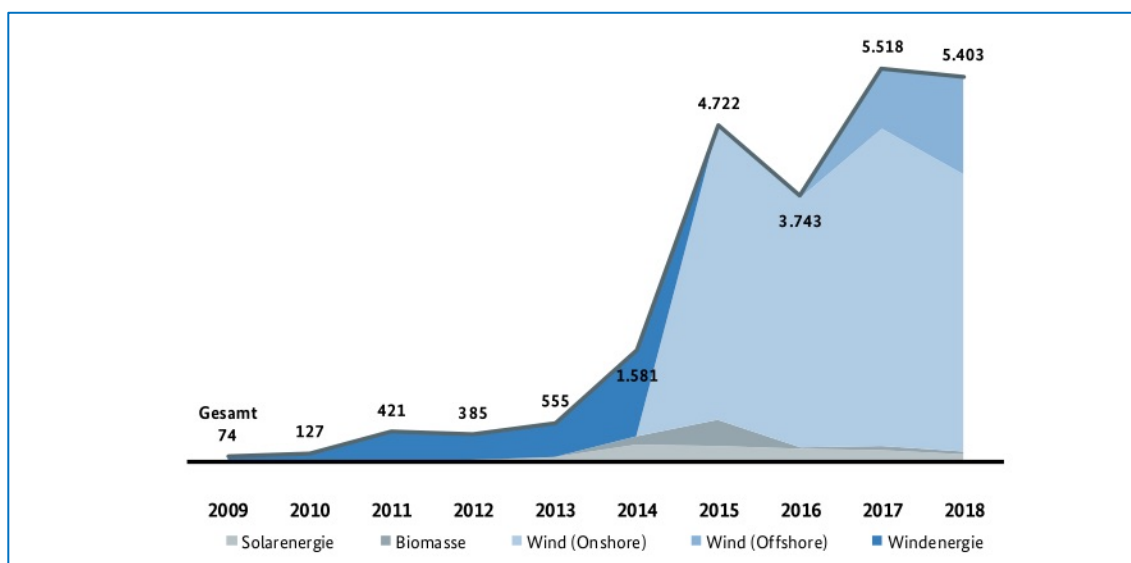
Netzbetreiber (ÜNBs gem. §13 EnWG/ VNBS gem. §14 EnWG) sind u. a. für die Systemsicherheit ihrer Netze verantwortlich und daher auch verpflichtet, eine drohende „Gefährdung oder Störung zu beseitigen“. Die Kosten dafür werden in einem aufwendigen und zeitversetzten Verfahren über die Netzentgelte umgewälzt.

Dabei kommen zunächst netzseitige Schaltungen und der Einsatz von marktseitig ausgediesener positiver/negativer Regelenergie durch Zu- oder Abregeln von Leistung oder Redispatch-Maßnahmen zum Tragen. Erst danach werden Maßnahmen des Einspeisemanagements (EinsMan) durchgeführt. Diese beschreiben das notwendige Abregeln von EEA – trotz eigentlich ggü. anderen Energieträgern gebotenem Einspeisevorrang. Dieses Abregeln von EEA ist in solchen Fällen zulässig, wenn vorhandene „(...) Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (...)²²⁶.

²²⁶ BNetzA und BKartA (2020), S. 529.

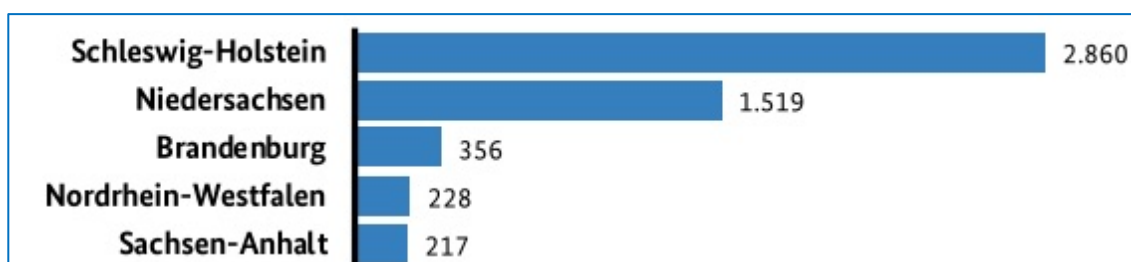
Es kann beobachtet werden, dass gerade diese EinsMan-Maßnahmen immer häufiger und in tendenziell immer größerem Umfang notwendig werden und entsprechend zunehmend mehr sog. *Ausfallarbeit* realisiert wird (Abbildung 27).²²⁷ Ausfallarbeit bezeichnet dabei – zum spezifischen Zeitpunkt der durchgeführten EinsMan-Maßnahme – die Differenz zwischen einer möglichen Einspeisemenge und der tatsächlichen erfolgten und durch abgeregelte EE- oder KWKA nicht-gelieferten Strommenge.²²⁸

Abbildung 27: Entwicklung Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan [in GWh]²²⁹



Zu erkennen ist deutlich, dass WEA den größten Anteil der betroffenen EEA ausmachen. Aufgrund der deutschlandweit regional-ungleichen Verteilung von WEA verwundert auch nicht die bundeslandspezifische regional-ungleiche Verteilung der Ausfallarbeit. (Abbildung 28).

Abbildung 28: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit (Top-5 in 2018) [in GWh]²³⁰



²²⁷ Vgl. Hinterstocker und Hübner (2019), S. 11f.

²²⁸ Vgl. BNetzA (2018), S. 9.

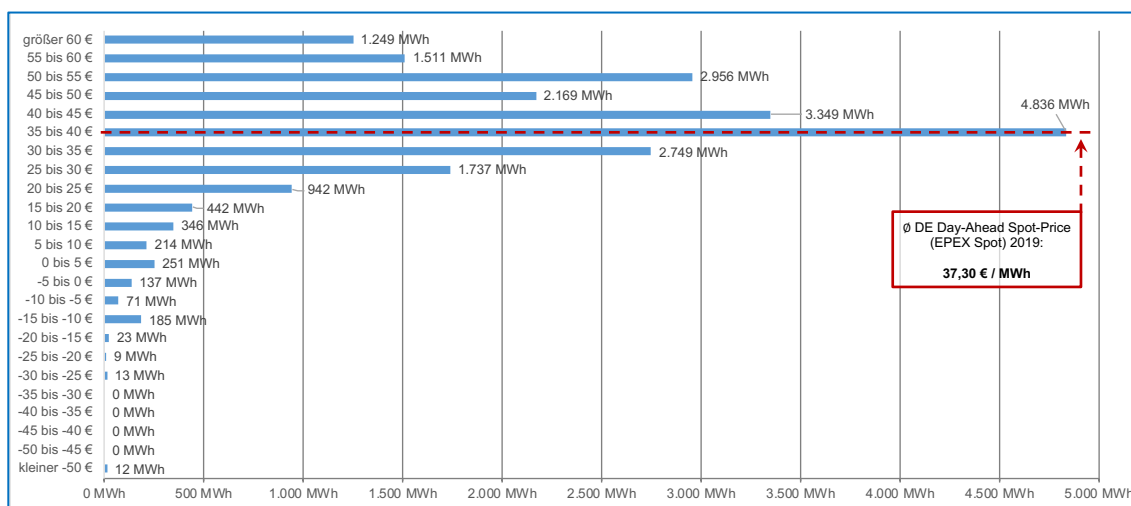
²²⁹ BNetzA und BKartA (2020), S. 156.

²³⁰ BNetzA und BKartA (2020), S. 159.

Weiterhin ist zu beobachten, dass die hieraus resultierenden Entschädigungszahlungen an die Betreiber der von EinsMan betroffenen Anlagen immer weiter steigen und sich dementsprechend ein sich stetig vergrößernder Kostenblock über die Netzentgelte als Bestandteil der Stromrechnung auf die Endkunden niederschlägt. Dieser wirkt sich folgerichtig ebenfalls regional sehr unterschiedlich aus.

Dabei ist es an dieser Stelle wichtig zu betonen, dass sich der Preis für die Entschädigung von Ausfallarbeit im Wesentlichen am zu dem Zeitpunkt gültigen Börsenstrompreis orientiert.²³¹ Dieser ist jedoch, wie bereits in einem vorherigen Kapitel erwähnt, nicht zwingend auch dann besonders günstig, wenn lokale EinsMan-Maßnahmen durchgeführt werden müssen. Hierzu gab es in der Vergangenheit bereits wissenschaftliche Untersuchungen. Analog zur Vorgehensweise von Energy Brainpool – im Rahmen einer Kurzanalyse im Auftrag von Greenpeace e. V.²³² – wurde für das Netzgebiet der SH-Netz im Jahr 2019 die EinsMan-bedingte Ausfallarbeit in Abhängigkeit des zum Zeitpunkt der Maßnahme gültigen Börsenstrompreises eigenständig analysiert. Aus Abbildung 29 ist zunächst zu entnehmen, dass sich zu fast allen EinsMan-Maßnahmen im betrachteten Gebiet ein positiver Börsenstrompreis je MWh Ausfallarbeit (98 %) eingestellt hat. Darüber hinaus zeigt sich sogar, dass 60 % der Ausfallarbeit zu einem Preis oberhalb des Börsen-Durchschnittspreis für das Jahr 2019 von 37,30 € / MWh entschädigt werden musste.

Abbildung 29: Börsenstrompreise (DE Day-Ahead Spot-Price) während EinsMan-bedingter Ausfallarbeit durch WEA im SH-Netzgebiet (2019)
















²³¹ Vgl. BNetzA (2018), S. 30ff.

²³² Vgl. Huneke und Lenck (2016), S. 3f.

Somit konnte einerseits gezeigt werden, dass EinsMan-Maßnahmen als geeigneter Engpass-Indikator auf Verteilnetzebene herangezogen werden kann. Andererseits wurde gezeigt, dass ökonomisches Potenzial in relevanter Größenordnung von der Vermeidung oder Reduzierung von EinsMan-Maßnahmen durch dynamische Tarife ausgehen kann.²³³

Auch wenn hierfür keine flächendeckenden fein-granularen Daten öffentlich zugänglich sind, so kann doch behelfsweise auf Bundeslandebene anhand der dortigen Situation auf das eigenen Verteilnetz geschlossen werden (s. Tabelle 15).

Tabelle 15: Entwicklung geschätzter Entschädigungsansprüche aus EinsMan²³⁴

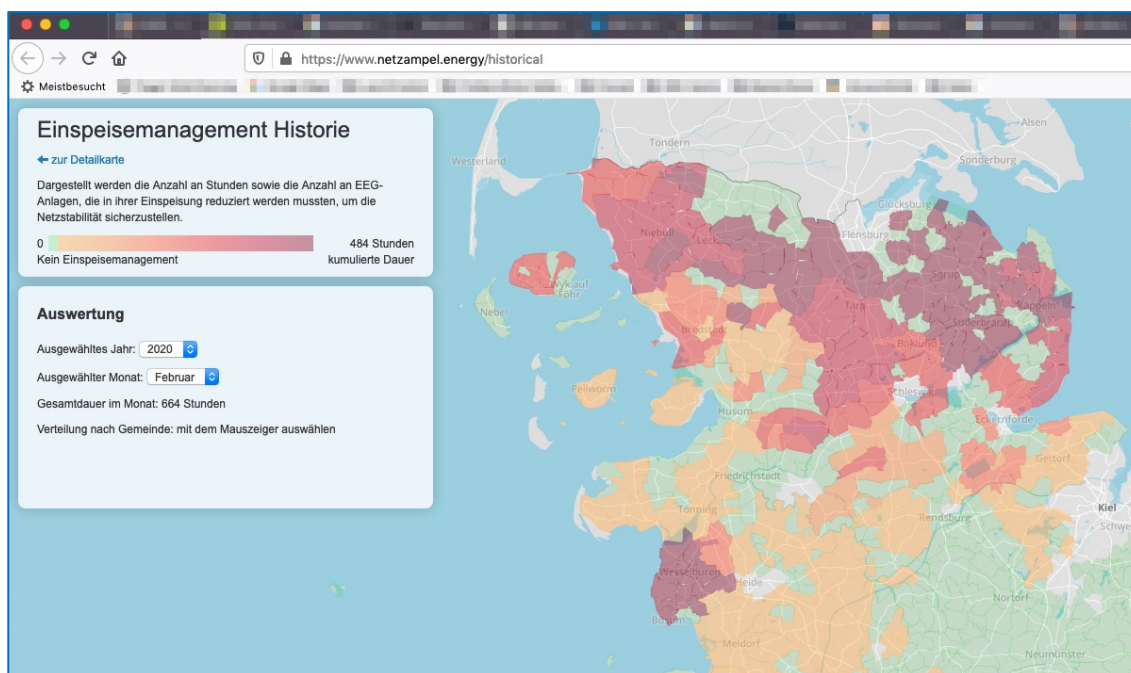
Bundesland	2018 [in €]	Ø Entwicklung (2015-2018)	kurzfristige Entwicklung (2017-2018)
Baden-Württemberg	513.660	 214%	34%
Bayern	903.529	 171%	55%
Berlin	-	-	-
Brandenburg	34.484.125	 -52%	-14%
Bremen	-	-	-
Hamburg	1.634.912	 5919%	151%
Hessen	792	 -100%	17%
Mecklenburg-Vorpommern	14.661.384	 -41%	-34%
Niedersachsen	249.713.752	 442%	59%
Nordrhein-Westfalen	17.015.712	 811%	82%
Rheinland-Pfalz	624.302	2%	-54%
Saarland	-	-	-
Sachsen	91.960	 -92%	-71%
Sachsen-Anhalt	18.361.028	 58%	-23%
Schleswig-Holstein	294.440.324	 -6%	-16%
Thüringen	2.991.376	 -56%	-4%
Deutschland gesamt	635.436.857	 33%	4%

In Teilen Deutschlands kann zusätzlich auf das Instrument der Netzampel zurückgegriffen werden und somit auf eine kartographische Darstellung der herunter- oder abgeregelten EE-Anlagenzahl, Leistung sowie die Dauer der Maßnahme auf Ebene einzelner Gemeinden (s. Abbildung 30). Die Netzampel ist verfügbar für das Versorgungsgebiet der *SH-Netz* (SH), der *e.dis* (MV + BB), der *avacon* (NI, Teile HE + ST) sowie der *bayernwerk* (weite Teile BY).²³⁵

²³³ Vgl. Fattler u. a. (2017), S. 59f.

²³⁴ Vgl. BNetzA (Hrsg.) (2019b), S. 30ff.

²³⁵ Vgl. SH-Netz (Hrsg.) (2020), Online.

Abbildung 30: EinsMan-Historie anhand der kartographischen SH-Netzampel²³⁶

6.4.3 Spitzenkappung

Neben dem Einspeisemanagement gibt es mit der *Spitzenkappung* ein weiteres Instrument zur direkten Stromproduktionssteuerung aus EEA für Verteilnetzbetreiber. Es wird überwiegend in der Netzplanung verwendet, um dadurch den Netzausbaubedarf auf ein gesamtökonomisch effizientes Maß zu dimensionieren.²³⁷

Von dieser – neuerdings auch gesetzlich eingeräumten Möglichkeit gem. § 11 (2) EnWG – machen bisher jedoch nur sehr wenige Netzbetreiber gebrauch – Tendenz steigend.²³⁸

In der Literatur finden sich dazu etwa folgende Aussagen:

*„Im Allgemeinen kann angenommen werden, dass sich Netzregionen, denen hohe Spitzenkappungsfaktoren zugeordnet werden, grundsätzlich für den zukünftigen netzdienlichen Einsatz von zuschaltbaren Lasten bzw. Power-to-X-Anwendungen eignen, sofern weitere Randbedingungen wie Wärmenachfrage, industrielle Abnehmer oder eine entsprechende Gasnetzinfrastruktur vorliegen.“*²³⁹

²³⁶ SH-Netz (Hrsg.) (2020), Online.

²³⁷ Vgl. Rippel u. a. (2018), S. 52ff.

²³⁸ Vgl. BNetzA und BKartA (2020), S. 124ff.

²³⁹ Rippel u. a. (2018), S. 53.

Für den tatsächlichen Einsatz von Spitzenkappung liegen keine öffentlichen Daten vor, sodass im weiteren Verlauf auf diesen möglichen Indikator verzichtet wird.

6.4.4 Fortschreitender Netzausbau und Ausbaubedarf

Da mit fortschreitendem Netzausbau und Netzertüchtigungsmaßnahmen den vorgenannten Entwicklungen entgegengewirkt werden soll, lässt sich folgende Tendenzannahme treffen: Der Anteil des strategischen Potenzials von dynamischen Stromtarifen, der auf einem *Hinterherhinken* von Netzausbau und -ertüchtigung fußt, wird langfristig wieder sinken. Und zwar sobald die Stromnetze wieder näher am technischen Bedarf ausgerichtet sein werden. Aufgrund der starken Dynamik im Ausbau der EEA ist dies jedoch vorerst nicht absehbar.²⁴⁰

Der Grad dieses beeinflussenden Parameters müsste im Status Quo sowie über einen recht langen Zeitraum in die Zukunft bei jedem einzelnen Netz gesondert bewertet werden. Hierüber liegen jedoch keine zugänglichen Daten vor. Daher kann kein berücksichtigender Indikator für das Potenzialanalysetool gebildet werden. Andere Netzindikatoren, die auch auf die hier genannten Entwicklungen hindeuten, sind vorhanden und vorzuziehen.

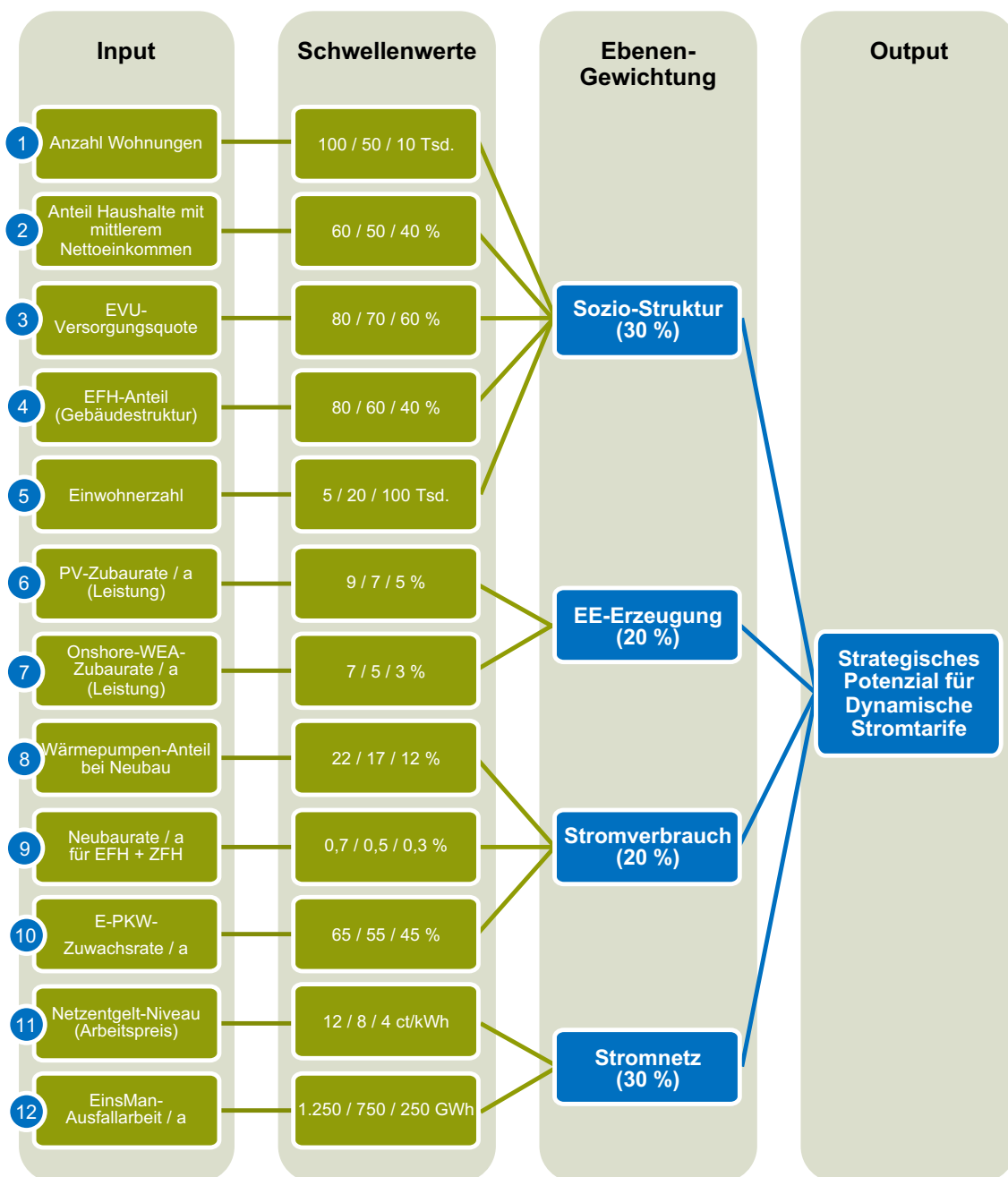
6.5 Herleitung eines Indikatorensystems für strategische Potenziale

Im Rahmen der Indikatorschreibe wurden – anhand der vier betrachteten Ebenen (Sozio-Struktur, EE-Erzeugung, Stromverbrauch und Stromnetz) – zwölf nutzbare Einflussfaktoren auf das strategische Potenzial dynamischer Stromtarife herausgearbeitet. Diese sind als Input in das nachfolgende Indikatorensystem eingeflossen (s. Abbildung 31).

Anhand von Durchschnittswerten, zumeist auf Ebene der Bundesländer, konnten zudem Schwellenwerte definiert werden, anhand derer sich eine qualitative Potenzialstufe festmachen lässt. Bei den jährlichen Zuwachsraten (also bei den PV-, WEA-, Wärmepumpen-, Neubau- und E-PKW-Parametern) ist jeweils der festgestellte Mittelwert eines Inputparameters als mittlerer Schwellenwert definiert worden. Bei den übrigen Parametern wurde auf Basis der Daten als geeignet erscheinende Schwellenwerte angesetzt. Auf dieser Grundlage kann ein Anwender, des hieraus abgeleiteten Tools (s. Kapitel 8), die für sein Versorgungsgebiet zutreffendsten Einschätzungen vornehmen und erhält nach Ausfüllen sämtlicher Inputwerte ein individuelles Gesamtergebnis.

²⁴⁰ Vgl. Fattler u. a. (2017), S. 59f.

Abbildung 31: Gewichtetes Indikatorensystem für strategische Potenziale



Es soll an dieser Stelle betont werden, dass sich selbst bei geringen Ausprägungen auf Ebene einzelner Indikatoren ein insgesamt positives, strategisches Potenzial ergeben kann. Dieses stellt sich lediglich als etwas geringer – aber nicht negativ – dar.

Aus diesem Grund wurde das Indikatorensystem so aufgebaut, dass Gewichtungsfaktoren an den einzelnen Ebenen hinterlegt sind, die den Einfluss auf das Gesamtergebnis steuern. Diese Gewichtungsfaktoren wurden zwar mit Bedacht gewählt, mögen sich jedoch für den ein oder anderen Anwender als zu starr oder nur bedingt zutreffend

herausstellen. Daher wurde im Rahmen der Tool-Entwicklung die Möglichkeit eingeräumt, diese Gewichtungsfaktoren zu manipulieren, um ein für das spezifische EVU möglichst realistische Einschätzung über das strategische Potenzial zu erhalten.

Technisch wird es möglich sein, eine oder mehrere Ebenen durch eine Gewichtung von 0 % aus der Gesamtbetrachtung herauszunehmen. Dies kann jedoch vor dem Hintergrund des komplexen Zusammenspiels sämtlicher Ebenen nicht empfohlen werden. Die Bandbreite der empfohlenen Gewichtungsfaktoren liegt zwischen 10 % und 70 %.

6.6 Zwischenfazit und Methodenkritik

Die umfangreiche Recherche nach geeigneten Indikatoren für strategisches Potenzial dynamischer Stromtarife in den vorstehenden Unterkapiteln hat bereits gezeigt, wie vielseitig diese Einflussfaktoren sind. Dabei wurden Indikatoren aus *hoher Management-Flugebene* betrachtet, um ein möglichst ganzheitliches Bild zu erzeugen.

Neben den drei betrachteten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungsstufen (Erzeugung/ Transport/ Verbrauch) sowie einer verstärkenden bzw. abschwächenden Sozio-Struktur-Ebene können weitere Indikatoren in anderen Wertschöpfungsstufen ausgemacht werden: Dazu zählen etwa der kurzfristige Stromhandel mit seinen immer volatileren Preisen oder der Energievertrieb, der u. a. durch zunehmenden Wettbewerbsdruck von neuen Marktakteuren zu kundenspezifischeren Produkten gedrängt wird.

Auch tiefergehende Indikatoren aus dem netztechnischen Segment – z. B. Netzzustände oder Lastflüsse – sind zur Verfeinerung der Potenzialanalyse denkbar.

Sowohl die weitergehende Indikatorensuche in die Breite als auch in die Tiefe wurde zu Gunsten von beherrschbarer Komplexität ausgelassen. Dadurch sind Szenarien denkbar, in denen EVUs – gemäß der durchgeführten strategischen Potenzialanalyse – ein eher geringeres Potenzialniveau aufweisen, jedoch eine Tarifeinführung aus anderen Gründen sinnvoll wäre. Dies kann im Rahmen dieser wissenschaftlichen Arbeit nicht ausgeschlossen werden und bietet Raum für Reflexionen im Praxiseinsatz.

Das vorstehende Indikatorensystem wurde am Praxisbeispiel der Stadtwerke Nordstedt validiert: Hieraus ergab sich ein Gesamt-Potenzialniveau von rd. 75 % (s. Anhang 22). Dieser Wert scheint vor dem Hintergrund der Einordnung sämtlicher Inputwerte und den gemachten Erfahrungen im NEW 4.0-Forschungsprojekt durchaus realistisch.

7 Unternehmensperspektive: Bedarfsanalyse

In diesem Kapitel wird die unternehmensinterne Perspektive bei der Einführung eines dynamischen Stromtarifs durch die SWN beleuchtet.

Um ein möglichst umfangreiches und praxisnahes Bild zu bekommen, wurden leitfadengestützte Experteninterviews durchgeführt. Das methodische Vorgehen wird dazu als erstes vorgestellt (7.1).

Auf Basis dieser Experteninterviews wurden notwendige Ressourcen, Know-how und Prozesse sowie besondere Herausforderungen, Erfahrungsgewinne und Hinweise auf die Übertragbarkeit erfasst und anschließend durch Clusterbildung anhand von Mind-maps strukturiert (7.2). Es wurde ebenfalls erfragt, inwiefern andere EVUs von den umfangreichen Vorarbeiten der SWN profitieren könnten. Die Ergebnisse aus diesem Kapitel fließen unmittelbar in das zu entwickelnde (Potenzial- und) Bedarfsanalysetools für EVUs ein.

Die vom Praxisbeispiel der Stadtwerke Norderstedt ausgehenden Erkenntnisse hinsichtlich vorbereitender Maßnahmen wurden anschließend generalisiert und zu einem exemplarischen Projektstrukturplan zusammengetragen (7.3).

7.1 Methodisches Vorgehen im Rahmen der Experteninterviews

7.1.1 Forschungsfragen und Interviewform

Im Rahmen der durchgeführten Experteninterviews sollten vier Forschungsfragen (FF I.–IV.) herausgearbeitet werden (s. Tabelle 16).

Tabelle 16: Forschungsfragen und Methodik der Experteninterviews

Forschungsfrage (FF)	I.) Welche (unternehmensinternen/-externen) Ressourcen, Kompetenzen, Maßnahmen und Schritte (inkl. Dauer) wurden bei der Einführung des dynamischen Tarifs benötigt? II.) Welche besonderen Herausforderungen waren zu bewältigen? III.) Welche Fallstricke sollten andere Stadtwerke unbedingt vermeiden? IV.) An welchen Stellen könnte SW Norderstedt sinnvoll unterstützen, wenn ein anderes Stadtwerk (erstmal) dynamischen Tarif einführen möchte?
Methodik	<ul style="list-style-type: none"> • semi-strukturiert / leitfadengestützt • mündlich-persönlich
Dauer	ca. 45-60 min

Dabei wurde zum einen Wert auf die mündlich-persönliche Kommunikation gelegt, um die Kooperation gegenüber der Befragung an sich sowie dem Verfasser zu fördern.

Der letztgenannte Aspekt wurde mit der Durchführung in den Räumen der SWN verstärkt. Zum anderen lieferte das leitfadengestützte Vorgehen eine gewisse Struktur der Befragung und eröffnete gleichzeitig Spielraum und Flexibilität für die unterschiedlichen Schwerpunkte der einzelnen Interviewpartner.²⁴¹ Der semi-strukturierte Leitfaden wurde vorab an die Probanden geschickt (s. Anhang 10).

7.1.2 Kandidatenauswahl

Bei der Kandidatenauswahl wurde angestrebt, diejenigen Personen zu erreichen, die unmittelbar an der Vorbereitung, Einführung des dynamischen Stromtarifs bzw. in der Kundenbetreuung im Rahmen des NEW-4.0-Teilprojektes mitgewirkt hatten, um ein möglichst vollumfängliches Bild der Bedarfe und Prozesse zu erhalten.

Hierfür konnten sieben Mitarbeiter der SWN sowie fünf weitere Verantwortungsträger verbundener Unternehmen gewonnen werden (MeterPan, wilhelm.tel, IVU SE, DZG). Damit ist aus Sicht des Verfassers eine sehr breite Durchmischung der Stichprobe erreicht worden. Gleichwohl muss – aufgrund von fehlender Referenzstichproben – davon ausgegangen werden, dass die gegebenen Antworten vor dem Hintergrund einer tendenziell positiven Grundeinstellung geprägt und ggf. überschätzt worden sind. Dies gilt im Übrigen auch für den Verfasser dieser Arbeit. Außerdem kann nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne gegebene Antworten auch Individual- und nicht ausschließlich Unternehmensinteressen widerspiegeln. Diese Aspekte sollte im Rahmen der Analyse stets berücksichtigt und reflektiert betrachtet werden.

Eine Übersicht der zwölf Interviewpartner (n=12) liefert nachstehende Tabelle 17.

Tabelle 17: Übersicht der Interviewpartner

Nr.	Interviewpartner inkl. Verantwortungsbereiche	Kürzel ²⁴²
1	NEW-4.0-(Teil-) Projektleiter (SWN)	TM
2	Abteilungsleiter Vertrieb/Netze (SWN)	MOG
3	Produktmanager Metering (MeterPan GmbH)	GB
4	Kaufmännischer Produktmanager (SWN / WilhelmTell)	NIS
5	Prüfstellenleiter staatl. anerkannter Eichstelle (DZG)	MAS
6	Geschäftsführer (IVU Softwareentwicklung GmbH)	CS
7	Softwareentwickler (IVU SE GmbH) → Tarifmaschine	SK
8	Mitarb. NEW-4.0: Kundenservice Technik (50 %) / Allg. MSB (50 %)	JH

²⁴¹ Vgl. Heistingner (2006), S. 2, 4 und 6.

²⁴² Aus Datenschutzgründen wurde auf die Verwendung von Klarnamen verzichtet. Um dennoch Transparenz bei Zitaten herzustellen zu können, wurden Kürzel eingeführt und im Folgenden genutzt.

Nr.	Interviewpartner inkl. Verantwortungsbereiche	Kürzel ²⁴²
9	Mitarb. NEW-4.0: Kundenservice Administrativ (50 %) / Untern.-planung (50 %)	MP
10	Mitarb. NEW-4.0: Front-Office Kundencenter	TS
11	<i>Friendly User</i> : Mitarb. im Betrieb Rechenzentrum (SWN)	PW
12	<i>Friendly User</i> : Key-Accounter Großkunden / Hausanschlussberatung (SWN)	KJ

7.1.3 Erwartete Antwortbereiche

Im Rahmen der Forschungsfrage I.) wurde eine gewisse Bandbreite an Antwortbereichen erwartet und das Interview an manchen Stellen gezielt daraufhin gelenkt. Dazu zählten v. a. Fragen nach dem Einsatz von Hardware und Software, dem benötigten energiewirtschaftlichen Know-how, der Berücksichtigung von Preiskalkulationen, dem Kommunikationskonzept sowie spezifischen Vorgehensweisen im Projektmanagement und der Kundenbetreuung.

Bei den FF II.) und III.) wurde sehr offen nach den Erfahrungen gefragt und um eine kurze Reflexion durch die jeweiligen Interviewpartner gebeten.

In FF IV.) wurde zunächst offen nach (kreativen) Ideen der Probanden gefragt, um diese ggf. im weiteren Verlauf der Masterthesis aufgreifen zu können. Im Anschluss wurde wieder zielgerichteter im Hinblick auf die Einschätzungen zu Hypothesen des Verfassers gefragt. Dies waren vor allem Fragen zu möglichen Beratungsmodellen und -inhalten, einer Adaptierbarkeit der entwickelten Tarifmaschine sowie Unterstützungspotenziale bei der Kundengewinnung.

7.1.4 Ergebniszusammenführung und Clusterbildung

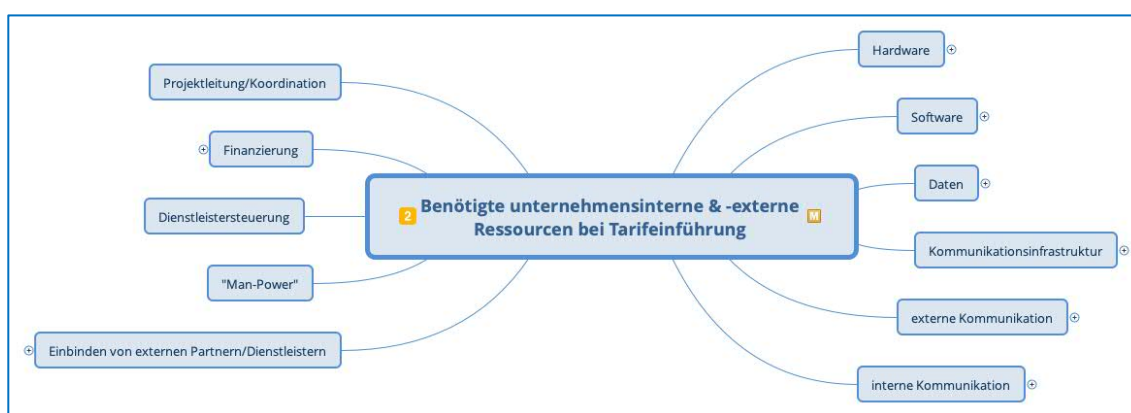
Die Mitschriften der einzeln geführten Interviews wurden nach Abschluss der Datenerhebung – also nach Durchführung sämtlicher Interviews – gesichtet, auf Relevanz hinsichtlich der Forschungsfragen geprüft und in eine große Mindmap übertragen. Die gegebenen Antworten wurden dort nach Frageblöcken sortiert und teils wörtlich, teils sinngemäß wiedergegeben. Bei wörtlichen Wiedergaben wurde das Kürzel des Zitatgebers hinzugefügt. Aufgrund der Breite der gegebenen Antwortbereiche wurden sinn-gemäße Mehrfachnennungen nur einmal aufgenommen. Zuletzt wurden die Frageblöcke anhand der gegebenen Antwortbereiche geclustert. Die oberste Cluster-Ebene befindet sich in den Abbildungen der nachfolgenden Kapitel (7.2 – 7.3). Die Gesamtansicht sämtlicher Knoten ist im Anhang (Anhang 10 – Anhang 17) einsehbar.

7.2 Auswertung der Experteninterviews

7.2.1 Ressourcen und Kompetenzen (FF I.)

Die Probanden fächerten auf die Frage nach den benötigten Ressourcen ein recht umfangreiches Antwortspektrum auf. Die gegebenen Antwortbereiche unterschieden sich (erwartungsgemäß) je nach Rolle, die die Befragten selbst im NEW-4.0-Projekt innehaben. Das gegebene Antwortspektrum reichte von eher technisch geprägten Ressourcen über *Man-Power* bei Umsetzung und Projektkoordination sowie Finanzierungsfragen bis hin zur notwendigen Einbindung externer Dienstleister (Abbildung 32).

Abbildung 32: Benötigte Ressourcen (extern/intern)



Bei den technischen Antwortbereichen wurde insbesondere die benötigte Hardware und Software sowie die Daten- und Kommunikationsinfrastruktur für große Datenmengen hervorgehoben. Dabei wurde die – durch den Projektpartner IVU SE eigenentwickelte – *Tarifmaschine* von fast allen Befragten angeführt. Die Entwicklung erfolgte während der Projektphase iterativ und erforderte das regelmäßige Mitwirken sämtlicher Projektbeteiligter. Dementsprechend flossen umfassende Anforderungen in die Entwicklung ein und ließen letztlich auch eine hohe Komplexität und Flexibilität des abzubildenden Schaltalgorithmus für die fernsteuerbaren Steckdosen zu.

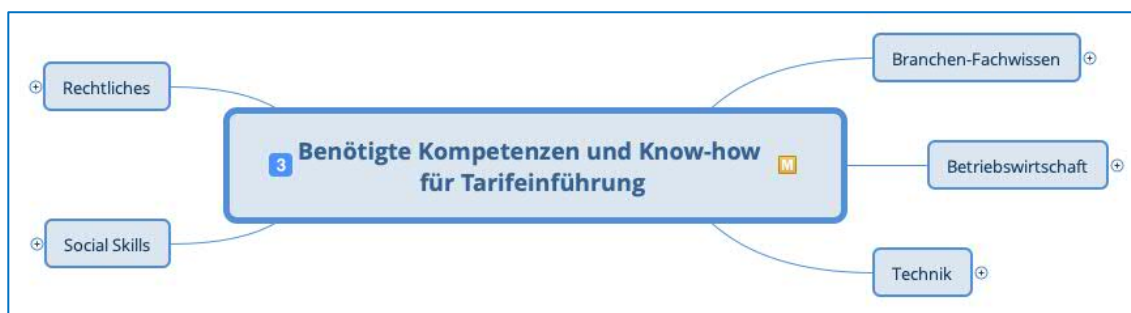
Bezüglich der benötigten Personalressourcen wurde die Mitarbeit sämtlicher Fachabteilungen (Marketing, Kundenservice, Vertrieb/Netze, Technik, Softwareentwicklung, etc.) benannt, die ihren Input zu leisten hatten und an wöchentlich stattfindenden Jour-Fix teilnahmen. Hervorgehoben wurde von den meisten Befragten darüber hinaus die Bedeutung der Projektkoordination bzw. -leitungsrolle.

Auch die zahlreichen externen Dienstleister wurden als wichtige Ressource benannt. Hierzu wurden etwa die Partner aus verbundenen Unternehmen (DZG, IVU, MeterPan) sowie forschungsbegleitende Dienstleister (BBH, BET, e-fect) angeführt. Diese haben

u. a. Rechtsgutachten, Machbarkeitsstudien, Kundenbefragungen oder Workshops im Auftrag der SWN durchgeführt bzw. Zähler, Homees und Steckdosen verbaut und installiert.

Neben der Frage nach den benötigten Ressourcen wurde in einer weiteren Leitfrage auf benötigtes Know-how und spezifische Kompetenzen abgestellt. Die von den Probanden thematisierten Antwortbereiche decken sich weitestgehend mit denen der Ressourcenfrage (Abbildung 33). Dies verwundert nicht, denn für das erfolgreiche Ausführen spezifischer (Fach-) Aufgaben durch einzelne Mitarbeiter ist – neben individuellen und methodischen Fähigkeiten – spezifisches Domänenwissen und praktische Erfahrung aus diesem Bereich einzubringen.

Abbildung 33: Benötigte Kompetenzen und Know-how



Spezifisches Branchenwissen, betriebswirtschaftliches, technisches und rechtliches Know-how sowie soziale Fähigkeiten bei jedem EVU relevant. Allerdings sind die dahinterliegenden Antworten auf die besonderen Anforderungen vor dem Hintergrund des NEW-4.0-Projekts einzuordnen. Dieses zeichnete sich durch seinen forschenden Charakter aus, wenngleich auch hier die allgemeingültigen Aussagen, wie etwa „Ohne Kunden, kein Tarif“ (Zitat MP) zutreffen.

Dementsprechend war sowohl in der Vorbereitung als auch in der Durchführung des Tarifs ein methodisches Vorgehen aus dem Bereich des agilen Managements gefragt. Mittels *Design-Thinking* wurde konsequent die Kundenperspektive eingenommen und deren Bedürfnisse in den Vordergrund gestellt. Mithilfe von SCRUM wurde ein agiles Projektmanagement für interne Abläufe eingeführt, welches regelmäßig in Softwareprojekten zum Einsatz kommt.

Auch technisch war gezieltes Know-how aus den Bereichen der (fern-) steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (Zähler, Steckdosen, Homees, Daten, Kommunikationsinfrastruktur) nötig. Einerseits konnte auf Basis des kollektiven Wissens der technische Regelbetrieb definiert und gewährleistet werden. Andererseits ergaben sich hieraus recht-

liche Anforderungen, die mithilfe des entsprechenden Fachwissens eingeordnet werden mussten.

Von den Mitarbeitern an den zahlreichen Schnittstellen zum Kunden wurde mehrfach darauf hingewiesen, wie wichtig Einfühlungsvermögen und Geduld – insbesondere im Hinblick auf die älteren Projektteilnehmenden – waren. Eine wertschätzende Kommunikation und auch die Fähigkeit im Umgang mit *schwierigen Kunden* wurde dabei von den Befragten als Kompetenzanforderung genannt. Nach kritischen Vorfällen wurde dazu im institutionalisierten, wöchentlichen Jour-Fix-Meeting Platz für den Erfahrungsaustausch eingeräumt. Eine gezielte Vorbereitung oder Schulung gab es hingegen nicht.

Interessant war aus Sicht des Verfassers außerdem die Aussage, dass die Wirtschaftlichkeit des eingeführten Tarifs zu keinem Zeitpunkt in die Entscheidungen über das Ausgestalten des Tarifs eingeflossen ist. Dies mag im Rahmen des Forschungsprojekts nebensächlich gewesen sein, erfordert jedoch im Realbetrieb ein Konzept der Gegenfinanzierung.

7.2.2 Besondere Herausforderungen (FF II.)

Im Hinblick auf besondere Herausforderungen während des Projekts bildete sich erneut eine große Bandbreite gegebener Antwortbereiche heraus (Abbildung 34).

Abbildung 34: Besondere Herausforderungen



Einzelne Befragte nannten hierbei Aspekte der rechtlichen Herausforderungen, wie etwa die umfangreiche und teils neue bzw. neuerdings relevante Gesetzeslage. Dabei wurden hingegen mehrfach die heute sehr starren Ausgestaltungsmöglichkeiten von Strompreisen bemängelt, die sich auf Basis der regulatorisch vorgegebenen Preisbestandteile ergeben.

Doch auch das geringe Involvement der Stromkunden wurde anhand einer Anekdote in den Fokus genommen: Nach Einführung des dynamischen Stromtarifs druckte das *Hamburger Abendblatt* eine Falschmeldung ab, dass der Strom bei den Stadtwerken

Norderstedt jetzt (dauerhaft) nur noch 5 Ct./kWh kosten würde. Nach Bekanntwerden dieses Artikels fand noch am selben Abend eine Krisensitzung statt, in der man sich auf das bevorstehende Kundenaufkommen vorbereiten wollte. Tatsächlich blieb jedoch jegliche Reaktion aus. Diese Anekdote zeigt sehr eindrücklich, dass die meisten Stromkunden ihre jetzige Stromrechnung „noch nicht genug schmerzt“ (Zitat MOG).

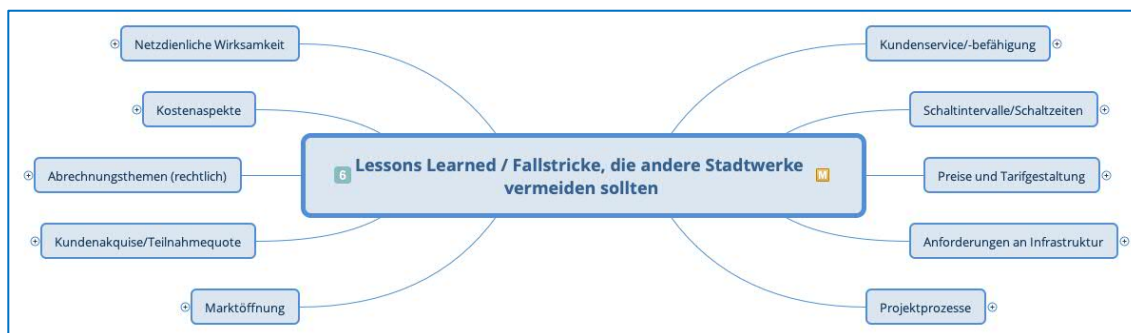
Neben den vielen konkreten technischen Herausforderungen wurden auch das prozessuale Vorgehen sowie der Umgang mit der – mit dem Projekt verbundenen – Komplexität betont. Folgendes Zitat beschreibt die Sichtweise recht eindrücklich: „Es ist immer schwierig aus einer vagen Vision ein konkretes Vorhaben entstehen zu lassen. Bleib ich nur bei der Vision oder bin ich bereit ein paar Abstriche zu machen, um auch eine pragmatische Umsetzungsmöglichkeit zu erhalten.“ (Zitat GB)

Einem weiteren Aspekt wurde von den Probanden eine besondere Wichtigkeit beigegeben: Das Überwinden innerer Widerstände. Diese Kultur- bzw. Change-Hürde musste sowohl im eigenen Unternehmen genommen werden, als auch bei der Stadt (Eigentümerin der SWN). Auch bei den Kunden waren sehr unterschiedliche Voraussetzungen gegeben. Neue Themen abseits des Mainstreams erfordern jedoch Mut und ein „von oben vorgelebtes offenes Mindset“ (Zitat GB) sowie das Mitziehen aller Beteiligten. „Will man als innovatives Unternehmen wahrgenommen werden, muss man auch Druck von außen aushalten können.“ (Zitat NIS) Dies gelang offenbar auch durch das kommunikative Einbinden sämtlicher Beteiligten.

7.2.3 Lessons Learned (FF III.)

Die dritte Forschungsfrage hatte die Reflexion der Befragten hinsichtlich der eingeschlagenen Wege im Projekt zum Ziel und sollte darüber hinaus als Sammlung von Do's und Dont's zur Weitergabe für andere Projekte dienen. Das Antwortcluster ergab zehn inhaltliche Segmente (Abbildung 35).

Abbildung 35: Lessons-Learned und Fallstricke



Dabei wurde sehr häufig auf Aspekte des besseren Kennenlernens der Kunden, ihren Erwartungen, Ängsten und teils sehr geringen energiewirtschaftlichen Wissensständen eingegangen. Diese Erkenntnis wirkte sich auf zahlreiche Maßnahmen des Kundenservices aus bei denen der gesamt betriebene Aufwand im Vorfeld erheblich unterschätzt wurde. „Jeder der 1.000 Kunden im NEW-4.0-Projekt musste einmal an die Hand genommen werden“ (Zitat NIS) Gleichzeitig wurde das intensive Einbinden der Kunden als erhebliche Vertrauensbildung eingestuft und soll bei zukünftigen Projekten wieder genutzt werden. Hiervon versprechen sich die Befragten auch eine höhere Kundenbindungsquote.

Auch lieferten die Kunden wichtige Hinweise auf verbesserte Schaltzeiten und -intervalle sowie Vorabankündigungen im Rahmen des Projekts. Laut Aussage der befragten Experten stehen jedoch für den Realbetrieb garantierte Schaltzeiten oder -intervalle pro Tag im Widerspruch zu günstig realisierbaren Preisen. Weiterhin sorgt die Möglichkeit für Kunden, einen Schaltimpuls „manuell zu überstimmen, um auch mal spontan duschen zu können“ für höhere Akzeptanz im Haushalt. Aus Sicht des Verfassers liegt dann wiederum das Nicht-Verlagern von hohen Lasten – wie etwa bei Wärmepumpen – im Widerspruch zu gewünschter Netzdienlichkeit aus Netzbetreibersicht.

Hinsichtlich der Kundenakquise sollte die erreichbare Teilnahmequote nicht überschätzt werden. Trotz enormer finanzieller Anstrengungen von Seiten der SWN im Rahmen des Forschungsprojektes (kostenlos bereitgestellte, schaltbare Steckdosen, erstmaliger Installationsaufwand, erhöhter Servicebedarf, Rabattgewährung) bei gleichzeitig vollumfänglichen Kommunikationsmaßnahmen zur Kundengewinnung wurde nur eine, aus Sicht des Verfassers, verhältnismäßig geringe Kundenzahl zur Teilnahme bewegt. Hierüber gehen die Meinungen der Experten jedoch auseinander. Die einen waren eher positiv überrascht über die Teilnahmequote, andere eher enttäuscht.

Nicht überschätzt werden sollten auch die tatsächlichen Lastverlagerungsmöglichkeiten, bei denen über schaltbare Steckdosen „normale Haushaltsgeräte“ angeschlossen sind. Hier bieten größere Lasten für Kunden und EVU erheblich größere Potenziale und Relevanz (z. B. Wärmepumpen oder Elektromobilität). Diese Ergebnisse sollen in zukünftige Tarifgestaltungen einfließen.

Wichtig bei der Tarifkommunikation erscheint aus Sicht der Befragten das Senden von Positivbotschaften nach dem Motto „Tue Gutes und spare dabei“ (Zitat TM). Ein Bonus-Eventtarif wird somit als besser akzeptiert eingeschätzt als ein Malus-Eventtarif.

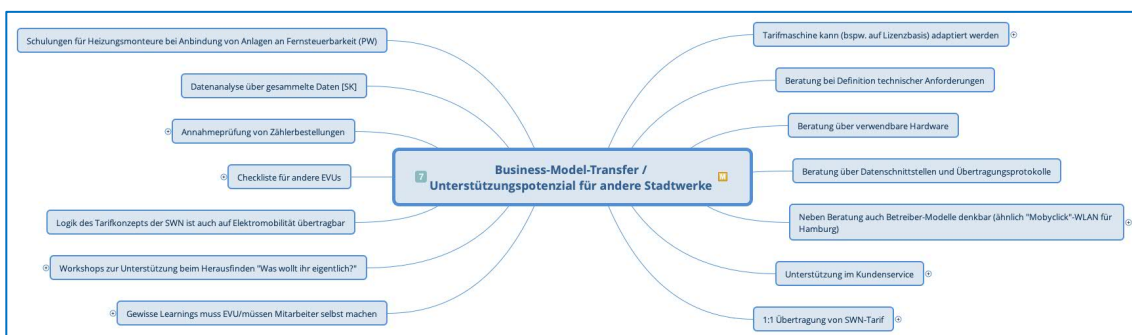
In Bezug auf die technische Infrastruktur wurde von den Verantwortlichen zunächst unterschätzt, wieviele Datensätze tatsächlich in sehr kurzer Zeit bei den Abfragen und Algorithmen anfallen. Dies hatte Auswirkung auf Performance und Stabilität der Steckdosenanbindung und -schaltung mithilfe der Tarifmaschine. Durch eine reduzierte Abfragefrequenz – von einer Abfrage je Steckdose pro Minute auf ein fünfminütiges Intervall – konnte jedoch bereits Besserung erzielt werden.

Von nahezu allen Befragten wurden Aussagen hinsichtlich der Learnings über Projektprozesse getätigt – dazu ein Beispiel: Anfänglich wurde offenbar „zu viel Papier, zu wenig Output“ (Zitat GB) erzeugt. Dadurch wurden die Themen am Anfang der Projektphase aus Sicht einzelner Befragter zu akademisch und zu wenig praxisintegriert angegangen, was sich auch auf die Akzeptanz im eigenen Unternehmen ausgewirkt hat. Die gemeinsame Entwicklung im größeren Kreis, die kommunikative Einbindung der verschiedenen Fachabteilungen und der agile Projektmanagementansatz durch den Projektleiter führten schließlich dazu, dass innere Widerstände abgebaut werden konnten. Auch das Einbinden und Steuern externer Dienstleister hat sich als erfolgskritisch herausgestellt.

7.2.4 Business-Model-Transfer (FF IV.)

Die Frage nach der Übertragbarkeit der Erfahrungen und vorgeleisteten Arbeit im NEW-4.0-Projekt durch die SWN inkl. deren Partner auf andere EVUs wurde mit einer Fülle an möglichen Themen und Geschäftsideen beantwortet (Abbildung 36). Von den insgesamt 14 genannten Themenbereichen soll hier auf Einzelne eingegangen werden, die häufiger genannt wurden oder besonders vielversprechend erschienen.

Abbildung 36: Business-Model-Transfer



Dabei stellte das weite Feld des Know-how-Transfers über spezifische Schulungen und Fachberatungsleistungen das am meisten genannte Potenzial dar. Diese Dienstleistungen wären laut Meinung der Experten sinnvoll anwendbar auf zahlreiche Themen- und Aufgabenfelder, darunter etwa: Definition technischer Geräteanforderungen

und Auswahl geeigneter Hardware, Unterstützung bei der Wahl von Datenschnittstellen und Übertragungsprotokollen, Analyse der bei den Zählern/Steckdosen anfallenden Daten, Unterstützung bei vorbereitenden und begleitenden Maßnahmen des Marketing und Kundenservice, Annahmeproofung von Zählerbestellungen oder Schulung von Heizungsmonteuren bei der Anbindung von Anlagen an fernsteuerbare Einrichtungen. Hierunter wäre auch das Weitergeben von Checklisten, Tutorial-Videos, Vertragsentwürfen, Kundenmailings, u. Ä. zu verstehen.

Ein großes Potenzial wird daneben in dem Bereich der strategischen Managementberatung gesehen: Hier könnte ein an dynamischen Stromtarifen interessiertes EVU im Rahmen eines (Kick-Off-) Workshops dabei unterstützt werden, erst einmal die strategischen Potenziale für sich zu erkennen und dabei wichtige Impulse zu erhalten. Erst später könnte dann auch bei der technischen Umsetzung unterstützt werden. So wäre zunächst das Ziel einer solchen Tarifeinführung zu klären: Soll etwa ein Tarif entwickelt werden, der dem Kunden möglichst günstig angeboten werden kann, soll die Netzdienlichkeit des Stromverbrauchs verbessert werden oder soll etwa die Netzdienlichkeit durch eine verbesserte Integration zahlreicher dezentraler EEA erreicht werden.

Außerdem wurde auch das Individualisieren und Vermarkten der von der IVU SE entwickelten Tarifmaschine genannt, die auch, laut Aussage der Probanden, für den Einsatz bei der gezielten Laststeuerung von Elektroautoen geeignet sei. Hier sind sowohl lizenzbasierte White-Label-Ansätze als auch Betreibermodelle als Geschäftsideen angeführt worden.

Eine 1:1-Übertragung des derzeitigen SWN-Modells wäre darüber hinaus denkbar, wird jedoch mit dem im Forschungsprojekt angewandten Steckdosen-Konzept im Realbetrieb an den eichrechtlichen Vorgaben scheitern. Alle anderen Aspekte wären jedoch adaptierbar.

7.3 Ableiten eines Projekt-Strukturplans und -Zeitplans

Ein weiteres Ergebnis der Experteninterviews (gem. FF I.) sollte mit dem Ableiten eines exemplarischen und möglichst generalisierten Projektstruktur und -zeitplans erzielt werden. Hierfür wurde gezielt nach vorbereitenden Schritten und Maßnahmen bis zur formellen Tariffreischaltung bei den Kunden gefragt (Leitfrage 4). Die dabei zusammengetragenen Antwortbereiche wurden angereichert um teils thematisch überlappende Aussagen aus den vorstehenden Kapiteln (s. Anhang 13).

Die gegebenen Antworten wurden in sieben Teilprojekte mit jeweils drei bis acht Teilaufgaben bzw. Arbeitspakete untergliedert und sind in nachfolgendem Projektstrukturplan (PSP) wiedergegeben (Abbildung 37).

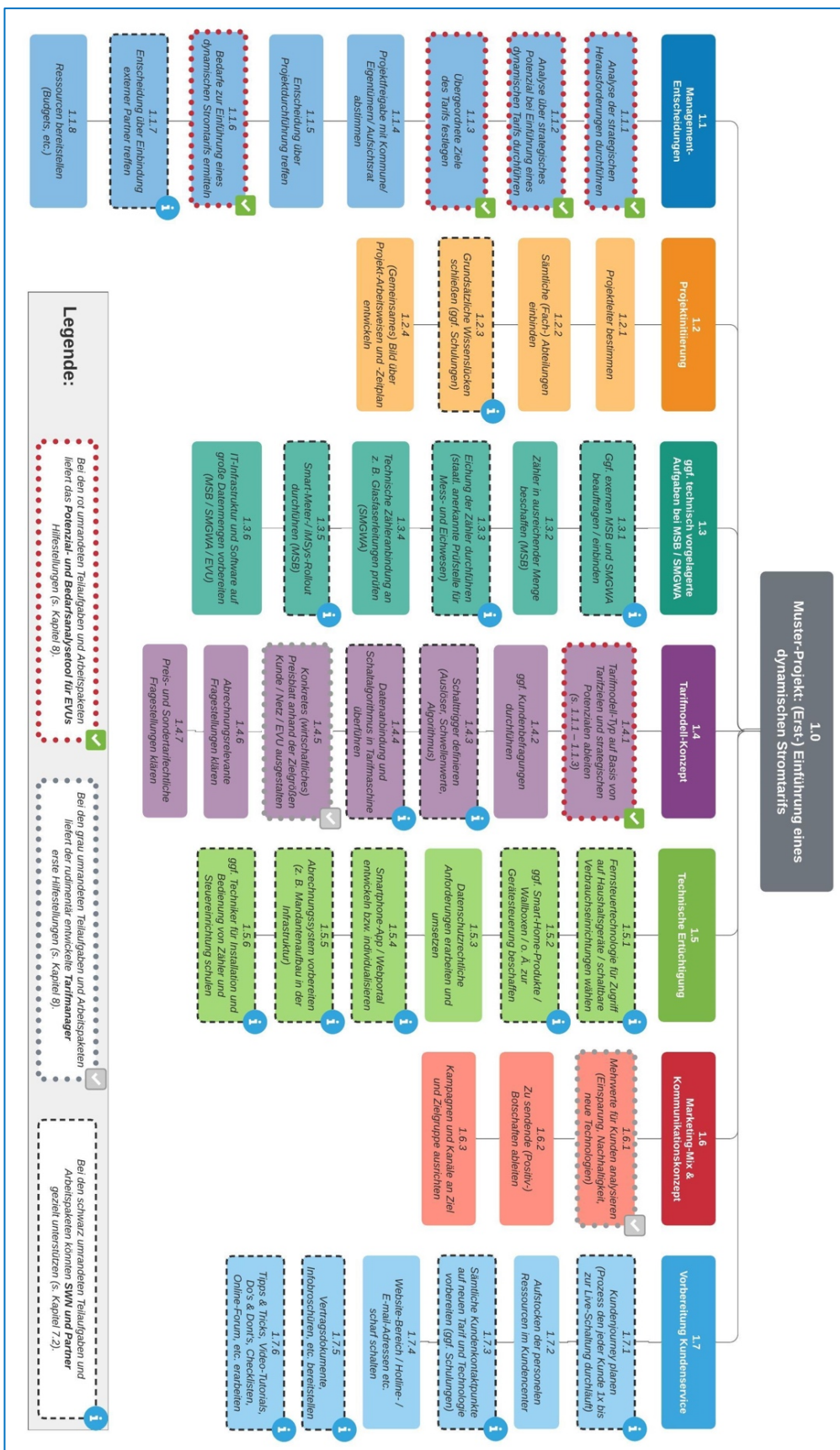
Der erarbeitete PSP wurde außerdem angereichert um zusätzliche Hinweise. So wird zum einen grafisch hervorgehoben (rot-gepunktete Umrandung) an welchen Stellen im Projekt das im Rahmen dieser Masterthesis entwickelte Potenzial- und Bedarfsanalysetool unterstützen kann. Außerdem gibt es Querverweise auf die im vorherigen Kapitel erarbeiteten, adaptierbaren Leistungen der SWN bzw. deren Partnern (schwarzgestrichelte Umrandung).

Desweiteren wurde – ausgehend vom vorliegenden PSP – ein beispielhafter Projektzeitplan (PZP) als Gantt-Diagramm abgeleitet. Dieses soll weniger zur Orientierung der zeitlichen Umfänge dienen, sondern vielmehr die Abhängigkeiten und Meilensteine hervorheben (s. Anhang 18).

Die zeitlichen Umfänge wurden überdies nur geschätzt. Im Rahmen der Experteninterviews wurden nahezu keine Aussagen über realistische Zeiträume genannt. Dies erscheint nur allzu verständlich, da es sich bei dem durchgeführten Vorhaben der SWN um ein Forschungsprojekt handelt(e). Solche Projekte kennzeichnen sich durch zu meist sehr viel umfangreichere Freiheits- und Experimentiernotwendigkeiten aus als dies im Realbetrieb (wirtschaftlich) eingeräumt werden kann.

Aus den im Rahmen der Interviews genannten Erfahrungen der SWN sei an dieser Stelle Folgendes angemerkt: Sowohl bei der Zuordnung der Aufgabenpakete zu den Teilprojekten im PSP, als auch bei den zeitlichen Abfolgen im PZP sollte sich das – die Vorlage anwendende – EVU nicht zu starr an exakt dieser Struktur orientieren. Wie sich in Norderstedt herausgestellt hat, sind Projekte wie diese von großem Umfang, hoher Komplexität, iterativen Prozessen und einem agilen Projektmanagement geprägt. Eine entsprechende Flexibilität und Berücksichtigung der individuellen Voraussetzungen darf daher als erfolgskritisch angesehen werden.

Abbildung 37: Exemplarischer und generalisierter Projektstrukturplan



7.4 Zwischenfazit und Methodenkritik

In den vorstehenden Unterkapiteln wurden die Methodik und die Ergebnisse der durchgeführten Experteninterviews dargestellt und eingeordnet. Dabei wurde – mithilfe eines induktiven Forschungsansatzes – von einer geringen Grundgesamtheit auf eine allgemein gültige Bedarfsanalyse geschlossen. Die bei den SWN erfassten Bedarfe zur Einführung eines dynamischen Stromtarifs sollten daher einer offensiven Reflexion im Praxistest unterzogen werden, bevor das entwickelte Tool für Dritte zugänglich gemacht wird.

Aufgrund der Interviews mit zwölf Probanden der SWN, die jeweils Experte auf ihrem Gebiet sind, konnte einerseits ein breites Themenspektrum abgebildet, andererseits eine tiefgehende Analyse durchgeführt werden. Es wurde bei der Entwicklung des Bedarfsanalysetools angestrebt, möglichst viele Erkenntnisse dieser Befragungen einfließen zu lassen. Dies hat zur Folge, dass sowohl die abgefragten Bedarfe als auch die hinterlegten Input- und Gewichtungparameter recht umfangreich und dadurch kleinteilig ausgestaltet worden sind (s. Anhang 23 und Anhang 24). Hierbei werden erst durch die Erprobung des Tools in der Praxis etwaige Mehrfachabfragen, Doppeldeutigkeiten und optimierte Gewichtungparameter offengelegt werden.

8 Entwicklung eines Potenzial- und Bedarfsanalyse-Tools

In diesem Kapitel wird das Konzept des Potenzial- und Bedarfsanalysetools vorgestellt (8.1). Dieses Excel-basierte Tool (inkl. VBA-Programmierung) wurde im Rahmen der vorliegenden wissenschaftlichen Arbeit als Prototyp selbst entwickelt und beruht inhaltlich auf den wesentlichen Erkenntnissen der vorstehenden Hauptkapitel 5 bis 7. Es ist für die Anwendung in Deutschland generalisiert und im Einsatzkontext der erstmaligen Einführung eines dynamischen HHK-Stromtarifs in einem spezifischen Versorgungsgebiet einzuordnen. An die Erläuterungen des Konzepts schließt sich eine simulierte Toolanwendung an und es werden exemplarische Ergebnisse anhand von Beispiel-Auswertungen dargestellt (8.2).

8.1 Konzept des Potenzial- und Bedarfsanalysetools

8.1.1 Definition der Zielgruppe

Mit diesem Tool werden insbesondere Entscheidungsträger lokal oder regional agierender Stadtwerke angesprochen. Dabei unterscheidet sich die Funktion des einzelnen Adressaten auch je nach Unternehmensgröße: Bei mittleren oder kleineren Stadtwerken wird es die Geschäftsführung sein, die anhand des Tools eine erste Entscheidungsgrundlage erhalten soll. Bei eher größeren Stadtwerken sind es insbesondere Leitende der Energie-/Stromsparte, häufig im Zusammenspiel mit Verantwortlichen aus den Bereichen Marketing, Vertrieb, Innovationsmanagement und Produktentwicklung.

8.1.2 Ziel des Tools

Das übergeordnete Ziel des Tools ist es, eine Hilfestellung für diejenigen EVUs zu geben, die vor der Frage stehen, ob sie – wirtschaftlich sinnvoll – einen dynamischen Stromtarif im Versorgungsgebiet etablieren können.

Dazu liefert das Tool mit der strategischen Potenzialanalyse eine indikatorbasierte Einordnung, ob die Einführung als grundsätzlich sinnvoll eingeschätzt werden kann, weil damit ein zusätzliches Instrument im Hinblick auf wirksames Lastmanagement zur Verfügung steht. Wird die Frage nach der Sinnhaftigkeit insgesamt mit „ja“ oder „eher ja“ beantwortet, schließt sich eine Bedarfsanalyse an.

Im Rahmen der Bedarfsanalyse wird untersucht, an welcher Position sich das EVU auf seiner *Journey zur Einführung eines dynamischen Tarifs* (7.2.1 ff.) befindet. Es werden

zahlreiche Bedarfe zur Einführung – gem. der Ergebnisse der Experteninterviews – adressiert und dadurch notwendige Handlungsfelder aufgezeigt.

Unabhängig von den Ergebnissen obiger Analysen besteht im Tool außerdem die Möglichkeit, das kundenseitige Einsparpotenzial für spezifische Verbrauchsfälle und Tariftypen zu ermitteln. Dazu ist ein umfangreiches Berechnungstool erstellt worden, das einen Teil der sehr vielseitigen Variationsmöglichkeiten von dynamischen Tarifen abbildet. Eine erste Analyse kann mithilfe des in Kapitel 5.3 vorgestellten PTP-Tarifmanagers vorgenommen werden.²⁴³

8.1.3 Architektur des Tools

Das Excel-Tool besteht aus insgesamt 15 Tabellenblättern. Dazu zählen eine Start- und Ergebnisseite sowie die folgenden drei Haupt-Funktionen (s. Abbildung 38):

1. Strategische Potenzialanalyse (indikatorbasiert)
2. Bedarfsanalyse zur (Erst-) Einführung eines dynamischen Tarifs
3. Berechnung des kundenseitigen Ersparnispotenzials (inkl. Tarifmanager)

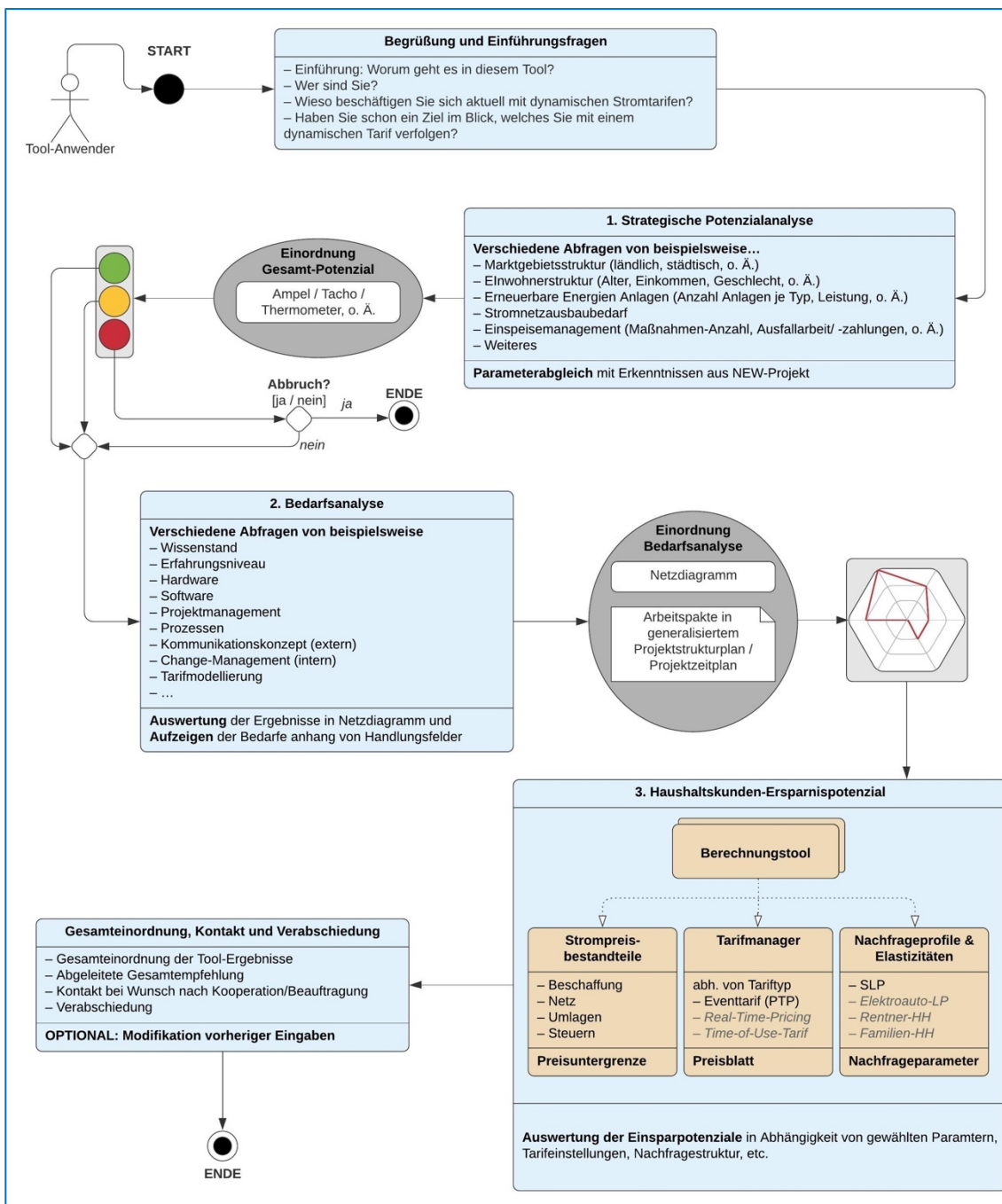
Der Benutzer wird auf einer einleitenden Startseite begrüßt und in den Kontext des Tools eingeführt. Mithilfe von programmierten Schaltflächen gelangt der Anwender Schritt-für-Schritt zu den nächsten Seiten und Bestandteilen des Tools. Es ist auch möglich, zwischen den einzelnen Tabellenblättern zu wechseln („springen“).

Jede Haupt-Funktion besteht aus einem Eingabe-Tabellenblatt mit der Kennzeichnung "(E)", einem Ergebnis-Tabellenblatt mit der Kennzeichnung "(A)" und einem oder mehreren Tabellenblättern für die zugrundeliegenden Daten und Modelle. Nach Anwendung aller drei Haupt-Funktionen wird zudem eine Gesamt-Einordnung vorgenommen und Möglichkeiten der Kontaktaufnahme aufgezeigt.

Die jeweiligen Ergebnis-Tabellenblätter sind sehr auf die Darstellung der wesentlichen Erkenntnisse fokussiert. So soll der Anwender mithilfe eines Ampel-Modells (zu 1.), eines Netzdiagramms (zu 2.) und eines Berechnungsergebnisses (zu 3.) einen schnellen Überblick erhalten.

²⁴³ Sehr komplexe Preisblattstrukturen wurden auch aus Gründen der Kundenorientierung (s. Kapitel 3.4) im Tool nicht vorgesehen.

Abbildung 38: Struktur und Architektur des Potenzial- und Bedarfsanalysetools



8.1.4 Wahl der Tool-Umgebung

Für die im Rahmen dieser Arbeit bearbeitete Fragestellung wurde ein Tool für die Software-Umgebung von *Microsoft Excel* entwickelt. Microsoft stellt – nach eigener Erfahrung des Verfassers – mit dem Office-Produktpaket auch heute noch die meist genutzte Anwendersoftware in mittelgroßen Stadtwerken.

Die Erstellung eines Prototypen in MS Excel weist in diesem Stadium den Vorteil auf, dass hinterlegte Daten, Formeln und Zusammenhänge besser nachvollziehbar sind, als in anderen programmierbaren Umgebungen – wie etwa im Web.

Eine zukünftige Überführung der Funktionen und Anwendungsbereiche des Tools ins Web oder in die Cloud kann empfohlen werden, da eine webbasierte Anwendung zum einen aus vertrieblicher und kommunikativer Sicht besser skalierbar ist und eine dynamische Website zum anderen IT-Abteilungen von EVUs weniger überfordert, als eine VBA-basierte Exceldatei. Auch im Hinblick auf Weiterentwicklung, Softwarepflege und Datenaktualisierung bietet sich eine zentrale Plattform im Zeitalter der Digitalisierung besonders an.²⁴⁴

Analog zu den vom Verfasser teils mitentwickelten²⁴⁵, teils bekannten Tools²⁴⁶ wurde iterativ nach den im Anhang 19 dargestellten Schritten vorgegangen.

8.2 Toolsimulation und exemplarische Auswertungen

Für die Simulation des Tools wurde eine Screenshot-Dokumentation angefertigt, die auszugsweise in Anhang 20 bis Anhang 29 mitgeliefert wurde. Das Excel-Tool selbst wurde als Bestandteil der Prüfungsleistung der digitalen Abgabe beigefügt.

8.3 Zwischenfazit und Methodenkritik

Das entwickelte Excel-Tool ist dabei, wie zuvor dargestellt, recht umfangreich. Im Hinblick auf die Zielgruppe dieses Tools erscheint eine Nutzung durch die Mitglieder der Geschäftsführung nur bedingt geeignet. Vielmehr kann das Tool die Fach-Abteilungen (z. B. Energievertrieb, Netzvertrieb, o. Ä.) dabei unterstützen, eine Entscheidungsgrundlage für die Geschäftsführung vorzubereiten.

Weitere Nutzungsmöglichkeiten wären etwa durch die begleitete Anwendung des Tools durch den Entwickler oder einer eingewiesenen Person – zum Beispiel im Rahmen eines Workshops – zu erzielen. Dies hätte den Vorteil, dass sämtliche Eingaben und Ergebnisse unmittelbar für das EVU eingeordnet werden könnten. Eine andere Verwertungsform für die Praxis bieten z. B. semi-standardisierte Kurzgutachten.

Verbesserungspotenziale am Tool selbst bestehen in der Erweiterung des inhaltlichen Funktionsumfangs (z. B. Anlegen weiterer Lastprofiltypen oder Tariftypen) sowie bei

²⁴⁴ Hierfür wurde bereits die Domain www.dynamische-stromtarife.de gesichert.

²⁴⁵ Vgl. MOcons (Hrsg.) (2015); (2017), Online.

²⁴⁶ Vgl. Schmetzer (2015), Online.

Designaspekten – etwa hinsichtlich optischer Gestaltung und einer optimierten Benutzerführung. Weitergehendes inhaltliches Anpassungspotenzial wurde in denjenigen vorherigen Kapiteln aufgezeigt, in denen die Tool-Funktionen jeweils angewandt wurden (Kapitel 5.3.6 / 6.6/ 7.4). Etwaige Anpassungen können bei Bedarf – *ex-post* – durch den Entwickler eingepflegt werden.

Daneben besteht Optimierungspotenzial hinsichtlich der Performance des Tools, da in der aktuellen Version mit jeder Eingabe eine neue Modellierung des modifizierten SLP für die HHK-Ersparnisberechnung ausgelöst wird. Dies könnte mit erweiterten Programmierkenntnissen in Excel-VBA behoben werden.

Die Datei sollte im Falle einer Veröffentlichung mit einem spezifischen Zellschutz versehen werden, um unbeabsichtigtes Löschen relevanter Formeln, Bezüge und Formatierungen durch den Anwender zu verhindern.

Um außerdem eine kontrollierbare Nutzung zu gewährleisten, sollte die Datei in eine virtuelle Umgebung eingebettet werden, die mithilfe eines Rollen- und Rechtesystems zentral verwaltet werden kann. Dazu bieten sich etwa dynamische Websites mit Datenbanksystemanbindung an.

9 Gesamtfazit und kritische Würdigung

Die vorliegende wissenschaftliche Arbeit hatte zum Ziel, ein Potenzial- und Bedarfsanalyse-Tool für Energieversorger vor dem Hintergrund dynamischer Stromtarife bei Haushaltskunden zu entwickeln. Dies ist mithilfe umfangreicher und methodisch vielseitiger Vorarbeiten in den Hauptkapiteln 5 bis 7 gelungen.

Entwickelt wurde ein Excel-basiertes Anwendertool für leitende Angestellte der jeweiligen Fachabteilungen, die sich mit den angrenzenden Themen der Stromnetze, des Vertriebs oder dem Innovations- bzw. Produktmanagement befassen. Das Tool kann sowohl bei der **strategischen Potenzialeinordnung** dynamischer Stromtarife als auch bei der **Bedarfsermittlung** hinsichtlich einer Tarifeinführung sowie der Berechnung des damit einhergehenden **kundenseitigen Ersparnispotenzials** unterstützen (vgl. Kapitel 2.1).

Die drei vorgenannten Hauptkapitel – und demnach auch das Tool selbst – fußen auf den Erkenntnissen des bisherigen wissenschaftlichen Forschungsstandes dynamischer Stromtarife im In- und Ausland. Hierfür wurden **Ziele, Tariftypen, Ausgestaltungsmöglichkeiten** und deren Einfluss auf preisanreizinduzierte, freiwillige **Lastflexibilisierung bei Haushaltskunden** beleuchtet. Weiterhin wurden bereits in der Praxis eingesetzte variable bzw. dynamische Stromtarife – wie etwa der Eventtarif der Stadtwerke Norderstedt – analysiert und daraus Erkenntnisse und Empfehlungen für zukünftige Tarife abgeleitet. Dabei sind der aktuelle technische und regulatorische Rahmen besonders zu beachten:

Mit erfolgter **BSI-Zertifizierung** des dritten Smart-Meter-Gateways zu Anfang dieses Jahres ist nun der Startschuss für den gesetzlich vorgeschriebenen Smart-Meter-Rollout für iMSys gefallen. Dies ebnet in naher Zukunft eine technische Hürde zum erfolgreichen Einsatz dynamischer Stromtarife. Ob hiervon auch Haushaltskunden vermehrt profitieren dürfen, bleibt abzuwarten, da die gesetzlich vorgeschriebene Einbaupflicht erst ab 6.000 kWh/a besteht. Dieser Schwellenwert könnte bei einigen Verbrauchern durch die Anschaffung elektrifizierter Anwendungen aus den Bereichen Wärme (z. B. Wärmepumpen) und Mobilität (z. B. Elektro-PKWs) überschritten werden.

Aus regulatorischer Sicht stoßen dynamische Stromtarife, wie etwa im NEW 4.0-Teilprojekt der Stadtwerke Norderstedt, auf **Hürden des Eichrechts** sowie auf geringe Ausgestaltungsmöglichkeiten **regulierter Strompreisbestandteile**:

Durch die integrierte Betrachtung von Netzentgelt- und EEG-Umlage-Reformoptionen auf der einen, sowie daraus resultierende Ersparnispotenziale für Haushaltskunden unter Anwendung eines dynamischen Tarifs auf der anderen Seite, konnte eine praxisrelevante **Forschungslücke** geschlossen werden.

Dabei wird der **energiepolitisch geäußerte Wunsch** zu höherer Lastflexibilisierung für ein effizientes Gelingen der Umstellung der Energiewirtschaft auf Erneuerbare Energien durchaus geteilt. Es wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit gezeigt, dass die Bereitschaft zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs in Privathaushalten im Wesentlichen vom Automatisierungsgrad flexibler Geräte und vom kundenseitigen Einsparpotenzial abhängt.

Dieses **Einsparpotenzial** ist wiederum gekoppelt an die Lasthöhe, die individuelle Verbrauchsstruktur und an den Grad der tatsächlich realisierten Lastverschiebung des Einzelnen. Dabei soll betont werden, dass ein gleichermaßen großer Einfluss auf das Einsparpotenzial von der Ausgestaltung dynamischer Tarife ausgeht: Dabei sind EVUs aktuell durch zu starre, regulierte Strompreisbestandteile limitiert.

Es besteht daher **dringender politischer Handlungsbedarf**, das sehr komplexe Spektrum energierechtlicher Vorgaben dahingehend anzupassen, dass bereits erprobte und wirksame Instrumente zur Förderung der Energiewende- und Klimaschutzziele wirtschaftlich umgesetzt werden können. Zu diesen erprobten und wirksamen Instrumenten zählen dynamische Stromtarife, sobald EVUs auf zusätzliche dynamische Strompreiskomponenten zurückgreifen können.

Die Ausführungen hinsichtlich des strategischen Potenzials für EVUs haben aufgezeigt, dass weitere finanzielle Hebel zur Gegenfinanzierung von vergünstigten Strompreis-Zeitfenstern insbesondere auf der Stromnetzebene angesiedelt sind. Dadurch ergibt sich durch das **Unbundling** eine weitere regulatorische Hürde: Netzbetreiber sind in der potenziell erzielbaren Wirksamkeit von Netzentgelt-basierten Preisanreizen auf die Unterstützung oder gar Verstärkung der EVUs angewiesen. Diese treten als Lieferanten gegenüber den Endkunden auf und gestalten die Tarife. Werden etwaige dynamische Netzentgelte nicht vorab oder in Echtzeit bis zum Endkunden kommuniziert, entfaltet sich bei diesem auch keine Preisanreizwirkung und dementsprechend auch keine netzentlastende Wirkung.

Die durchgeführte Bedarfsanalyse zur Einführung eines dynamischen Stromtarifs hat außerdem gezeigt, dass im Rahmen der Ersteinführung **umfangreiche Vorarbeiten** zu leisten sind. EVUs können zwar in gewissem Maße von Pionieren auf diesem Gebiet

profitieren, dennoch sind eine Vielzahl an Prozessen, Software, Hardware und ggf. auch zusätzliches Personal intern aufzubauen. Damit stellt sich die Frage nach der Wirtschaftlichkeit eines Projektes auf der **kleinteiligen Ebene** der Haushaltskunden.

Derselbe Grad der **netzentlastenden Lastverschiebung** kann möglicherweise durch wenige stromintensive Gewerbe- oder Industriekunden erzielt werden. Auch aufgrund von zunehmender Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern werden Quartierslösungen für Netzbetreiber immer effizienter. **Stromspeicher** könnten sogar erheblich wirksamer als durch freiwillige Preisanreize angesteuert werden, da Letztgenannte ihre Wirkung erst im Zusammenspiel mit der Reaktion vieler Haushalte entfalten. Ein weiterer Vorteil ergibt sich durch das Vermeiden potenzieller Lastspitzen im Netz sobald zahlreiche Haushalte zeitgleich auf ein identisches Preissignal reagieren.

Dennoch sollte der gesamtgesellschaftliche Nutzen hinsichtlich einer höheren **Energiewende-Akzeptanz** nicht außer Acht gelassen werden: Durch zielgerichtet ausgestaltete dynamische Stromtarife werden eingebundene Haushalte in die Lage versetzt, die Energiewende aktiv mitzugestalten. Hierbei lassen sich außerdem Einspareffekte in gewisser Bandbreite realisieren, ohne dabei Investitionen in Umwelttechnologie tätigen zu müssen.

V. Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, und TenneT TSO GmbH. 2019. „Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber“. www.netztransparenz.de/. Berlin / Dortmund / Stuttgart / Bayreuth: 50Hertz Transmission GmbH Amprion GmbH TransnetBW GmbH TenneT TSO GmbH. 2019. <https://www.netztransparenz.de/>.
- Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.). 2020. „Landesinfo – Kategorie Solar/Wind“. www.foederal-erneuerbar.de. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.). 2020. https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/SH/kategorie/solar/auswahl/183-installierte_leistun/sicht/diagramm/#goto_183.
- Agora Energiewende. 2019. „Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen“.
- aWATTar Deutschland GmbH (Hrsg.). 2019. „Tarif HOURLY – Deutschlands erster Stromtarif mit stündlicher Preisanpassung“. www.awattar.de. Berlin: aWATTar Deutschland GmbH. 2019.
- Bayerisches Landesamt für Statistik (Hrsg.). 2014. „Zensusdatenbank Zensus 2011 der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder“. ergebnisse.zensus2011.de. Fürth: Bayerisches Landesamt für Statistik (Hrsg.). 2014. <https://ergebnisse.zensus2011.de/>.
- BDEW. 2017. „Positionspapier: Ausgestaltung des § 14a EnWG“, Nr. 10.02.2017: 5.
- . 2018. „Stellungnahme: Anpassungsoptionen zur Netzentgeltsystematik Strom“.
- BDEW (Hrsg.). 2019a. „Energemarkt Deutschland 2019“. *Energemarkt Deutschland*. Berlin. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-23024-1>.
- . 2019b. „Wie heizt Deutschland 2019? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt“. *BDEW (Hrsg.)*. Berlin: BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. www.bdew.de.
- Berger, Anton, Benjamin Zwinscher, und Benjamin Hufnagel. 2019. „Die wegweisenden 5-Dimensionen der Energiewirtschaft. Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung, Demografie, Diversifizierung“. Nürnberg.
- Bertelsmann Stiftung (Hrsg.). 2020. „Statistische Daten“. www.wegweiser-kommune.de. Gütersloh: Bertelsmann Stiftung (Hrsg.). 2020.
- Best, Eva, und Martin Weth. 2010. *Process Excellence. Praxisleitfaden für erfolgreiches Prozessmanagement. Transforming the Patient Experience*. 4.,

- überar. Wiesbaden: Gabler Verlag. https://doi.org/10.1007/978-3-319-16928-6_8.
- BfN (Hrsg.). 2016. „Deutschlandweite Verteilung der Elektrizitätsgewinnung aus Windkraft, Photovoltaik und Biomasse“. www.bfn.de. Bonn: BfN – Bundesamt für Naturschutz (Hrsg.). 2016.
- BMWi (Hrsg.). 2018. „NEW 4.0 – Innovationsallianz für den Norden“. www.sinteg.de. Berlin: BMWi (Hrsg.). 2018. <https://www.sinteg.de/schaufenster/new-40/>.
- BNetzA. 2015. „Bericht: Netzentgeltssystematik Elektrizität“. <https://doi.org/10.3390/ijerph15010161>.
- . 2018. „Leitfaden zum Einspeisemanagement 3.0“. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html.
- BNetzA (Hrsg.). 2018. „Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030“. *BNetzA (Hrsg.)*. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA).
- . 2019a. „Moderne Messeinrichtungen / Intelligente Messsysteme“. www.bundesnetzagentur.de. 2019. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/SmartMetering/SmartMeter.html#FAQ695338>.
- . 2019b. „Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018“. *Referat 603 (Monitoringreferat)*. Bonn: BNetzA – Bundesnetzagentur (Hrsg.).
- . 2019c. „Bedarfsermittlung 2019-2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“. www.netzausbau.de. Bonn: BNetzA – Bundesnetzagentur (Hrsg.).
- . 2020a. „Ladesäulenregister“. www.bundesnetzagentur.de. Bonn: BNetzA – Bundesnetzagentur. 2020. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Ladesaeulenkarte/Ladesaeulenkarte_node.html.
- . 2020b. „Marktstammdatenregister“. www.marktstammdatenregister.de. Bonn: BNetzA – Bundesnetzagentur (Hrsg.). 2020.
- BNetzA, und BKartA. 2019. „Monitoringbericht 2018“. *BNetzA und BKartA (Hrsg.)*. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA).
- . 2020. „Monitoringbericht 2019“. *BNetzA und BKartA (Hrsg.)*. Bonn:

- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA).
- Böttcher, Dirk, und Steffan Heuer. 2017. „Energie im Überfluss“. *www.brandeins.de*. Hamburg: brand eins Medien AG (Hrsg.). <https://www.brandeins.de/magazine/brand-eins-wirtschaftsmagazin/2017/umsonst/energie-im-ueberfluss>.
- BSI (Hrsg.). 2016. „Smart Meter Administration und Betrieb“. *www.bsi.bund.de/*. Berlin: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (Hrsg.). 2016. <https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/DigitaleGesellschaft/SmartMeter/smartmeter.html>.
- . 2018. „Das Smart-Meter-Gateway. Cyber-Sicherheit für die Digitalisierung der Energiewende“. *BSI (Hrsg.)*. Bonn: BSI (Hrsg.).
- . 2019. „Meilenstein der Energiewende: Drittes Smart-Meter-Gateway zertifiziert“. *www.bsi.bund.de*. Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (Hrsg.). 2019. https://www.bsi.bund.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Presse2019/Smart_Meter-Gateway_191219.html.
- . 2020. *Allgemeinverfügung zur Feststellung der Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsys.* *BSI (Hrsg.)*. BSI – Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (Hrsg.). https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/BSI_Feststellung.html.
- Büchner, Jens, Jörg Katzfey, Ole Flörcken, Albert Moser, Henning Schuster, Sebastian Dierkes, Tobias van Leeuwen, Lukas Verheggen, Mathias Uslar, und Marie van Amelsvoort. 2014. „Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)“. *Abschlussbericht Forschungsprojekt Nr. 44/12*. Bonn: BMWi (Hrsg.).
- Burger, Scott P., Christopher R. Knittel, Ignacio J. Pérez-Arriaga, Ian Schneider, und Frederik Vom Scheidt. 2019. „The efficiency and distributional effects of alternative residential electricity rate designs“. *Energy Journal* 41 (1): 199–239. <https://doi.org/10.5547/01956574.41.1.sbur>.
- BWP (Hrsg.). 2020. „Wärmepumpenabsatz 2019: Leichtes Wachstum bei schwungvollem Start und zunehmender Zurückhaltung“. *www.waermepumpe.de*. Berlin: BWP – Bundesverband Wärmepumpe e. V. (Hrsg.). <https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/waermepumpenabsatz-2019-leichtes-wachstum-bei-schwungvollem-start-und-zunehmender->

zurueckhaltung/#content.

- Conrads, Lisa, Anna Katharina Meyer, und Alexa Velten. 2017. „Stromspeicher. Geschäftsmodelle im aktuellen rechtlichen Rahmen“. *EnergieAgentur.NRW* (Hrsg.). Wuppertal: EnergieAgentur.NRW (Hrsg.). https://www.energieagentur.nrw/mediathek/EA.Paper/stromspeicher_geschaeftsmodelle_im_aktuellen_rechtlichen_rahmen.
- dena (Hrsg.). 2014. „Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen.“ *dena* (Hrsg.). Berlin: dena – Deutsche Energie-Agentur.
- Destatis (Hrsg.). 2018. „Wirtschaftsrechnungen“. *Fachserie 15 Reihe 1*. Wiesbaden: Destatis – Statistisches Bundesamt.
- . 2019. „Preise. Verbraucherpreisindizes für Deutschland – Lange Reihen ab 1948“. *Statistisches Bundesamt (Destatis)*. Bd. 49. Berlin: Statistisches Bundesamt (Destatis).
- . 2020. „Nettoeinkommen privater Haushalte nach Haushaltstyp“. www.destatis.de. Wiesbaden: Destatis – Statistisches Bundesamt. 2020.
- Dillerup, Ralf, und Roman Stoi. 2013. *Unternehmensführung*. Verlag Franz Vahlen. 4. komplet. München: Verlag Franz Vahlen.
- Doleski, Oliver D. (Hrsg.). 2020a. *Realisierung Utility 4.0 Band 1. Praxis der digitalen Energiewirtschaft von den Grundlagen bis zur Verteilung im Smart Grid*. Springer Vieweg. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- . 2020b. *Realisierung Utility 4.0 Band 2. Praxis der digitalen Energiewirtschaft vom Vertrieb bis zu innovativen Energy Services*. Springer Vieweg. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Dong, Shuaili, Hailong Li, Fredrik Wallin, Ander Avelin, Qi Zhang, und Zhixin Yu. 2019. „Volatility of electricity price in Denmark and Sweden“. *Energy Procedia* 158: 4331–37. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.788>.
- Dünnhoff, Elke. 2017. „Nachtspeicherheizungen und elektrische Direktheizungen. Ergebnisse von drei Gruppendiskussionen und einer bundesweiten Verbraucherbefragung“. *Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz* (Hrsg.). Mainz: Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz (Hrsg.).
- Dütschke, Elisabeth, Michael Unterländer, und Martin Wietschel. 2012. „Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse“. *Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012*. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.). <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers->

- sustainability-and-innovation/WP01-2012_Dynamische-Stromtarife_final_v1.pdf
(Abruf: 18.12.2015).
- Dutta, Goutam, und Krishnendranath Mitra. 2017. „A literature review on dynamic pricing of electricity“. *Journal of the Operational Research Society* 68 (10): 1131–45. <https://doi.org/10.1057/s41274-016-0149-4>.
- E-Bridge, ZEW, und TU Clausthal. 2018. „Neue Preis-modelle für die Energiewirtschaft – Reform der Struktur von Netzentgelten und staatlich veran-lasster Preisbestandteile“, 1–162. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/146_Neue-Preismodelle_WEB.pdf.
- enercity AG (Hrsg.). 2019. „enercity LiveStrom: Faire und transparente Strompreise“. www.enercity.de. Hannover: enercity AG. 2019. <https://www.enercity.de/privatkunden/produkte/strom/livestrom/index.jsx>.
- Ernst & Young. 2013. „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“. *Studie*. Düsseldorf/München.
- EU (Hrsg.). 2019. *RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom*.
- Eurostat (Hrsg.). 2019. „Electricity price statistics.“ Eurostat. Eurostat. 2019. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics.
- Fattler, S., S. Pichlmaier, T. Estermann, und A. Ostermann. 2017. „Einspeisemanagement – Auf der Suche nach den Ursachen“. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 67 (11): 56–60.
- Fischbach, Rainer, und Klaus Wollenberg. 2007. *Volkswirtschaftslehre I: Einführung und Grundlagen*. Oldenbourg Wissenschaftsverlag. 13., aktua. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag.
- Friis, Freja, und Toke Christensen. 2016. „The challenge of time shifting energy demand practices: Insights from Denmark“. *Energy Research and Social Science* 19. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.05.017>.
- Füßel, Andreas. 2017. *Technische Potenzialanalyse der Elektromobilität. Stand der Technik, Forschungsausblick und Projektion auf das Jahr 2025*. Springer Vieweg. Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-16696-0>.
- Gengelbach, Axel, Jens Seedorff, und Theo Weirich. 2018. „Stadtwerke Norderstedt Norderstedt Jahresabschluss zum 31.12.2017“. www.stadtwerke-norderstedt.de. Norderstedt: Stadtwerke Norderstedt (Hrsg.).

- . 2020. „Stadtwerke Norderstedt Jahresabschluss zum 31.12.2018“. *www.bundesanzeiger.de*. Norderstedt: *www.bundesanzeiger.de*.
- GlobalPetrolPrices.com (Hrsg.). 2019. „Electricity prices for households, March 2019.“ *GlobalPetrolPrices.com*. 2019. https://www.globalpetrolprices.com/Saudi-Arabia/electricity_prices/.
- Graichen, Patrick, Mara Marthe Kleiner, und Christoph Podewils. 2020. „Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019“. *Agora Energiewende (Hrsg.)*. Berlin: Agora Energiewende (Hrsg.). <https://doi.org/088/01-A-2016/DE>.
- Gries, Marc-Oliver. 2017. „Anwenderbericht Stadtwerke Norderstedt. Hier findet Zukunft Stadt“. *meterpan.de*. Norderstedt: Meterpan GmbH.
- GWAdriga GmbH & Co. KG (Hrsg.). 2020. „Smart-Meter-Gateway-Administration (SMGWA)“. *www.gwadriga.de*. Berlin: GWAdriga (Hrsg.). 2020.
- Haeseler, Susanne, Peter Bissolli, Jan Daßler, Volker Zins, und Andrea Kreis. 2020. „Orkantief SABINE löst am 9 ./ 10. Februar 2020 eine schwere Sturmlage über Europa aus“. *DWD (Hrsg.)*. Offenbach: DWD – Deutscher Wetterdienst (Hrsg.). https://www.dwd.de/DE/leistungen/besondereereignisse/stuerme/20200213_orkantief_sabine_europa.html.
- Hattensauer, Dominik. 2019. „Entwicklung eines Home Energy Management Systems zur Steuerung eines Batteriespeichers in Verbindung mit dynamischen Tarifmodellen“.
- Hayn, Marian. 2016. *Modellgestützte Analyse neuer Stromtarife für Haushalte unter Berücksichtigung bedarfsorientierter Versorgungssicherheitsniveaus*.
- Heisteringer, Andrea. 2006. „Qualitative Interviews – Ein Leitfaden zu Vorbereitung und Durchführung inklusive einiger theoretischer Anmerkungen“. *Universität Innsbruck (Hrsg.)*. Innsbruck: Universität Innsbruck (Hrsg.).
- Hillemacher, Lutz. 2014. „Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden“. Viersen: Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- Hinterstocker, Michael, und Tobias Hübner. 2019. „Machbarkeitsstudie dynamische Tarifmodelle. Analysen im Projekt NEW 4.0“. *FfE (Hrsg.)*. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (Hrsg.).
- Hoffmann, Christian, Thorsten Meyer, Amanda Küting, und Andreas Stolberg. 2019. „Ergebnisse der Befragung von TestkundInnen der Stadtwerke Norderstedt aus dem Projekt NEW 4.0“. *e-fect (Hrsg.)*. Berlin: e-fect.
- Höfling, Holger, und Daniel Römer. 2019. „KfW-Energiewendebarmeter 2019. Haushalte möchten mehr Erneuerbare Energien nutzen – Durchbruch der

- Elektromobilität bis 2030 erwartet“. *KfW Research (Hrsg.)*. Frankfurt am Main: KfW Bankengruppe – Abteilung Volkswirtschaft (Hrsg.).
- HTW Berlin (Hrsg.). 2019. „Hemmnisse und Hürden für die Photovoltaik“. *HTW Berlin (Hrsg.)*. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (Hrsg.).
- Huneke, Fabian, und Thorsten Lenck. 2016. „Kurzanalyse zur Stromerzeugung bei netzbedingter Abregelung Erneuerbarer Energien“. *Energy Brainpool (Hrsg.)*. Berlin: i. A. Greenpeace.
- IEA (Hrsg.). 2019. „Statistics Data Browser. Electricity generation by source“. IEA (Hrsg.). Paris/Frankreich: International Energy Agency (IEA). 2019. <https://www.iea.org//statistics/>.
- Ighli, Zohra, Lilia Filipova-Neumann, und Christoph Flath. 2012. „Ein Vorgehensmodell zur Gestaltung kundengruppenspezifischer Time-of-Use Tarife“. *Multikonferenz Wirtschaftsinformatik 2012 - Tagungsband der MKWI 2012*, 1433–45.
- IVU Softwareentwicklung (Hrsg.). 2020. „NEW 4.0 Statistik (bis Januar 2020)“. Burglengenfeld: Stadtwerke Norderstedt (Hrsg.).
- Jaacks, Sabine, und Christian Herrmann. 2019. *Flexibilitätsvermarktung. Handlungsleitfaden für Stadtwerke*. VKU – Verband kommunaler Unternehmen e. V. (Hrsg.). Berlin: VKU (Hrsg.).
- Karg, Ludwig, Kerstin Kleine-Hegermann, Michael Wedler, und Christopher Jahn. 2014. „E-Energy Abschlussbericht“. http://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/ab-gesamt-begleitforschung.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- KBA (Hrsg.). 2019. „Bestand an Pkw nach ausgewählten Kraftstoffarten“. www.kba.de. Flensburg: KBA – Kraftfahrt-Bundesamt. 2019.
- Klaassen, E. A.M., C. B.A. Kobus, J. Frunt, und J. G. Sloopweg. 2016. „Responsiveness of residential electricity demand to dynamic tariffs: Experiences from a large field test in the Netherlands“. *Applied Energy* 183: 1065–74. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.09.051>.
- Komarnicki, Przemyslaw, Jens Haubrock, und Zbigniew A Styczynski. 2018. *Elektromobilität und Sektorenkopplung. Infrastruktur- und Systemkomponenten*. Springer Vieweg. Berlin. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-56249-9>.
- Layer, Patrick. 2017. *Preiskomplexität von dynamischen Stromtarifen. Auswirkungen auf das Nutzerverhalten*. Springer Gabler. Wiesbaden: Springer Gabler.
- Liebe, Andrea, Stephan Schmitt, und Matthias Wissner. 2015. „Quantitative Auswirkungen variabler Stromtarife auf die Stromkosten von Haushalten“. *WIK*

- (Hrsg.). Bad Honnef: WIK – Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur (Hrsg.).
<https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/Auswirkungen-variabler-Stromtarife-auf-Stromkosten-Haushalte-WIK-vzbv-November-2015.pdf>.
- Mankiw, N. Gregory, und Mark Taylor. 2008. *Grundzüge der Volkswirtschaftslehre*. Schäffer-Poeschel Verlag. 4., überar. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag.
- Massumi-Kindermann, Fatima. 2016. „Erste gerichtliche Entscheidung zur Schwachlast-Konzessionsabgabe“. *Recht aktuell*, 2016.
- Matar, Walid. 2017. „A look at the response of households to time-of-use electricity pricing in Saudi Arabia and its impact on the wider economy“. *Energy Strategy Reviews* 16: 13–23. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.02.002>.
- Meisel, Marcus, Betreuung Betreuer, Ao Univ, und Wolfgang Kastner. o. J. „Management von Lastflexibilität im elektrischen Energiesystem 2020 Diplom-Ingenieur/in“.
- Meyer, Thorsten. 2019. „Implementierung eines dynamischen Tarifmodells für Haushaltskunden“. new4-0.erneuerbare-energien-hamburg.de. Hamburg: EEHH – Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH. 2019. <https://new4-0.erneuerbare-energien-hamburg.de/de/new-40-projekte/details/implementierung-eines-dynamischen-tarifmodells-fuer-haushaltskunden.html>.
- Mitto, Lutz. 2013. *Energierecht*. W. Kohlhammer. Stuttgart: W. Kohlhammer.
- MOcons (Hrsg.). 2015. „Tarifmodell-Check Wasser“. www.tarifmodell-wasser.de. Mülheim an der Ruhr: MOcons GmbH & Co. KG. 2015.
- . 2017. „Gebührenmodell-Check Abwasser“. www.gebuehrenmodell-abwasser.de. Mülheim an der Ruhr: MOcons GmbH & Co. KG. 2017.
- Mond, Oliver van der. 2019. „Dual-Funk-Technologie für Geschäftsmodelle mit digitalen Stromzählern“. www.energie.de/ew/. Offenbach am Main: VDE Verlag. 2019. <https://www.energie.de/ew/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/dual-funk-technologie-fuer-geschaeftsmodelle-mit-digitalen-stromzaehlern-2019385/np/3/>.
- Montel (Hrsg.). 2020. „Marktdaten“. www.montelnews.com. Deizisau: Montel.
- Nabe, Christian, Catharina Beyer, Nils Brodersen, Harald Schäffler, Dietmar Adam, Christoph Heinemann, Tobias Tusch, u. a. 2009. „Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen“. Ecofys im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- Nucci, Maria-Rosaria Di. 2014. „Smart Metering zwischen hohen Erwartungen und Ablehnung: Erfahrung aus einem Pionierland“. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2014.
- Oelmann, Mark, Christoph Czichy, und Rene Beele. 2017. „Tarifmodell-Umstellungen

- in Netzsektoren“. *Transforming Cities (Hrsg.)*, Nr. 2: 28–33.
- Öhrlund, Isak, Åse Linné, und Cajsa Bartusch. 2019. „Convenience before coins: Household responses to dual dynamic price signals and energy feedback in Sweden“. *Energy Research and Social Science* 52 (February): 236–46. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.02.008>.
- Özalay, Baris, Henning Schuster, Jan Kellermann, Jens Priebe, Albert Moser, Stefan Nykamp, Richard Tretter, Andreas Ernst, Stefan Richter, und Marcus Merkel. 2019. „Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen“. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69 (5): 62–65.
- Péan, Thibault Q., Jaume Salom, und Joana Ortiz. 2017. „Potential and optimization of a price-based control strategy for improving energy flexibility in Mediterranean buildings“. *Energy Procedia* 122: 463–68. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.292>.
- Pinson, Pierre, Lesia Mitridati, Christos Ordoudis, und Jacob Ostergaard. 2017. „Towards fully renewable energy systems: Experience and trends in Denmark“. *CSEE Journal of Power and Energy Systems* 3 (1): 26–35. <https://doi.org/10.17775/cseejpes.2017.0005>.
- Projektleitung NEW 4.0. 2019. „Das Förderprogramm“. www.new4-0.de. Hamburg: www.new4-0.de. 2019. <https://www.new4-0.de/das-foerderprogramm/>.
- Q Sells (Hrsg.). 2019. „Q. Energy Smart“. www.energie.q-cells.de. Bitterfeld-Wolfen: Hanwha Q CELLS GmbH. 2019.
- r2b energy consulting (Hrsg.). 2019. „Finanzierung der Energiewende – Reform der Entgelte- und Umlagesystematik. Studie“. *r2b energy consulting GmbH (Hrsg.)*. Köln: Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU).
- Rippel, Kerstin Maria, Thomas Wiede, Mario Meinecke, und Regina König. 2018. „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“. *50Hertz Transmission GmbH / Amprion GmbH / TenneT TSO GmbH / Transnet BW GmbH*. Berlin / Dortmund / Bayreuth / Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH / Amprion GmbH / TenneT TSO GmbH / Transnet BW GmbH.
- Scharf, Andreas, Bernd Schubert, und Patrick Hehn. 2012. *Marketing – Einführung in Theorie und Praxis*. Schäffer-Poeschel Verlag. 5. Auflage. Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag.
- Schmetzer, Sieghard. 2015. „Ingenics führt die Strategische Bedarfsanalyse ein – Drei Schritte in die Zukunft“. www.handling.de. Darmstadt: Weka Business Medien

- GmbH. 2015. <https://www.handling.de/automation/ingenics-fuehrt-die-strategische-bedarfsanalyse-ein-drei-schritte-in-die-zukunft.htm>.
- Schminke, Benjamin, Katrin Scharte, und Marco K Koch. 2016. „Fachbericht: Lastverschiebungspotenziale von Haushaltsgeräten durch Smart Metering“. Bochum. <https://omp.ub.rub.de/index.php/RUB/catalog/download/74/79/535-1?inline=1>.
- Schreyögg, Georg, und Jochen Koch. 2010. *Grundlagen des Managements*. 2., überar. Wiesbaden: Gabler Verlag. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>.
- Schröder, Manfred. 2019. *Solution Selling – Betriebssystem für den Vertrieb von erklärungsbedürftigen Lösungen*. Haufe Lexware. Freiburg: Haufe Lexware.
- Schumacher, Ingrid, und Philip Würfel. 2015. *Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen. Energieeinkauf optimieren, Kosten senken*. Springer Gabler. Wiesbaden: Springer Gabler.
- Severin, Yannick, Stefan Mischinger, Alexander Rolf, David Müller, Hannes Seidl, Wolfgang Fritz, und Luise Bangert. 2019. „Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität“. *dena (Hrsg.)*. Berlin: dena – Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.). <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-analyse-regulatorischer-handlungsbedarf-zur-erschliessung-und-nutzung-netzdienlicher-flexibilit/>.
- SH-Netz (Hrsg.). 2020. „Einspeisemanagement Historie“. www.netzampel.energy. Quickborn: Schleswig-Holstein Netz AG (Hrsg.). 2020. <https://www.netzampel.energy/historical>.
- Stadtwerke Bochum GmbH (Hrsg.). 2019. „StadtwerkeSmart Strom“. www.stadtwerke-bochum.de. Bochum. 2019. <https://preisevergleichen.stadtwerke-bochum.de/tarife/strom/smart#preise>.
- Stadtwerke Norderstedt (Hrsg.). 2019a. „Gezeitenstrom. Zeit für neue Zeiten: Bestimmen Sie Ihren Strompreis selbst!“ www.stadtwerke-norderstedt.de. Norderstedt: Stadtwerke Norderstedt. 2019. www.stadtwerke-norderstedt.de.
- . 2019b. „Wer wind sät, muss Strom ernten“. *NEW 4.0 – Norddeutsche Energiewende*. Norderstedt: Stadtwerke Norderstedt (Hrsg.).
- . 2020a. „Preisblatt (Stand: 01.01.2020)“. www.stadtwerke-norderstedt.de. Norderstedt: Stadtwerke Norderstedt (Hrsg.). www.stadtwerke-norderstedt.de.
- . 2020b. „Preisblatt für die Nutzung von Stromverteilungsnetzen Preisblatt für die Nutzung von Stromverteilungsnetzen“. www.stadtwerke-norderstedt.de.

- Norderstedt: Stadtwerke Norderstedt (Hrsg.).
- Stadtwerke Oerlinghausen GmbH (Hrsg.). 2019. „Zeitvariabler Tarif“. www.stadtwerke-oerlinghausen.de. Oerlinghausen: Stadtwerke Oerlinghausen GmbH. 2019. <https://www.stadtwerke-oerlinghausen.de/energie-and-wasser/strom/zeitvariabler-tarif.html>.
- Statistische Ämter des Bundes und der Länder (Hrsg.). 2014. „Wohnungen nach Art der Wohnungsnutzung und Zahl der Wohnungen im Gebäude für Deutschland und Bundesländer“. www.ergebnisse.zensus2011.de. Berlin: Statistische Ämter des Bundes und der Länder (Hrsg.). 2014.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.). 2019. „Bruttostromerzeugung in Deutschland“. destatis.de. Wiesbaden: www.destatis.de. 2019. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html>.
- Staudt, Philipp, Armin Golla, Bent Richter, Marc Schmidt, Frederik vom Scheidt, und Christof Weinhardt. 2019. „Behavioral studies in Energy Economics: A review and research framework“. *42nd International Association for Energy Economics (IAEE) Annual Conference*.
- Stroe, Daniel Ioan, Andreea Zaharof, und Florin Iov. 2018. „Power and energy management with battery storage for a hybrid residential PV-wind system - A case study for Denmark“. *Energy Procedia* 155: 464–77. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.033>.
- STROMDAO (Hrsg.). 2020. „Grünstromindex“. <https://gruenstromindex.de/>. Mauer: STROMDAO GmbH. 2020. <https://gruenstromindex.de/>.
- Thielmann, Axel, Martin Wietschel, Simon Funke, Anna Grimm, Tim Hettesheimer, Sabine Langkau, Antonia Loibl, u. a. 2020. „Batterien für Elektroautos: Faktencheck und Handlungsbedarf“. *Fraunhofer ISI (Hrsg.)*. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.
- Uddin, Moslem, Mohd Fakhizan Romlie, Mohd Faris Abdullah, Syahirah Abd Halim, Ab Halim Abu Bakar, und Tan Chia Kwang. 2018. „A review on peak load shaving strategies“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (March 2018): 3323–32. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.056>.
- vivi-power GmbH (Hrsg.). 2019. „Produktinformation vivi-strom“. www.vivi-power.de. Viernheim: vivi-power GmbH. 2019. <https://www.vivi-power.de/vivi100-strom.php>.
- Wahyuda, und Budi Santosa. 2015. „Dynamic Pricing in Electricity: Research Potential in Indonesia“. *Procedia Manufacturing* 4 (less): 300–306.

- <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2015.11.044>.
- Wang, Yu, Luyao Liu, Ronald Wennersten, und Qie Sun. 2019. „Peak shaving and valley filling potential of energy management system in high-rise residential building“. *Energy Procedia* 158: 6201–7. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.487>.
- Wang, Zhimin, und Furong Li. 2011. „Critical peak pricing tariff design for mass consumers in Great Britain“. *IEEE Power and Energy Society General Meeting D* (January 2010): 1–6. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039603>.
- Wege, Jan-Hendrik vom. 2020. „Bewertung potenzieller neuer Liefer- und Preismodelle Strom“. *bbh (Hrsg.)*. Hamburg: bbh – Becker Büttner Held (Hrsg.).
- Wietschel, Martin, Matthias Kühnbach, Judith Stute, Till Gnann, Simon Marwitz, und Marian Klobasa. 2018. „Auswirkung der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland“. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. <https://doi.org/10.1093/imamci/dnt037>.
- Wirth, Harry. 2020. „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE“. *Fraunhofer ISE (Hrsg.)*. Freiburg: Fraunhofer ISE (Hrsg.). <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.
- Zhang, Yao, Weijun Gao, Yoshiaki Ushifusa, Wei Chen, und Soichiro Kuroki. 2016. „An Exploratory Analysis of Kitakyushu Residential Customer Response to Dynamic Electricity Pricing“. *Procedia - Social and Behavioral Sciences* 216 (October 2015): 409–16. <https://doi.org/10.1016/j.sbspro.2015.12.055>.
- ZIV (Hrsg.). 2020. „Zahlen – Daten – Fakten zum Fahrradmarkt in Deutschland 2019“. www.ziv-zweirad.de. Berlin: ZIV – Zweirad-Industrie-Verband.

Anhang

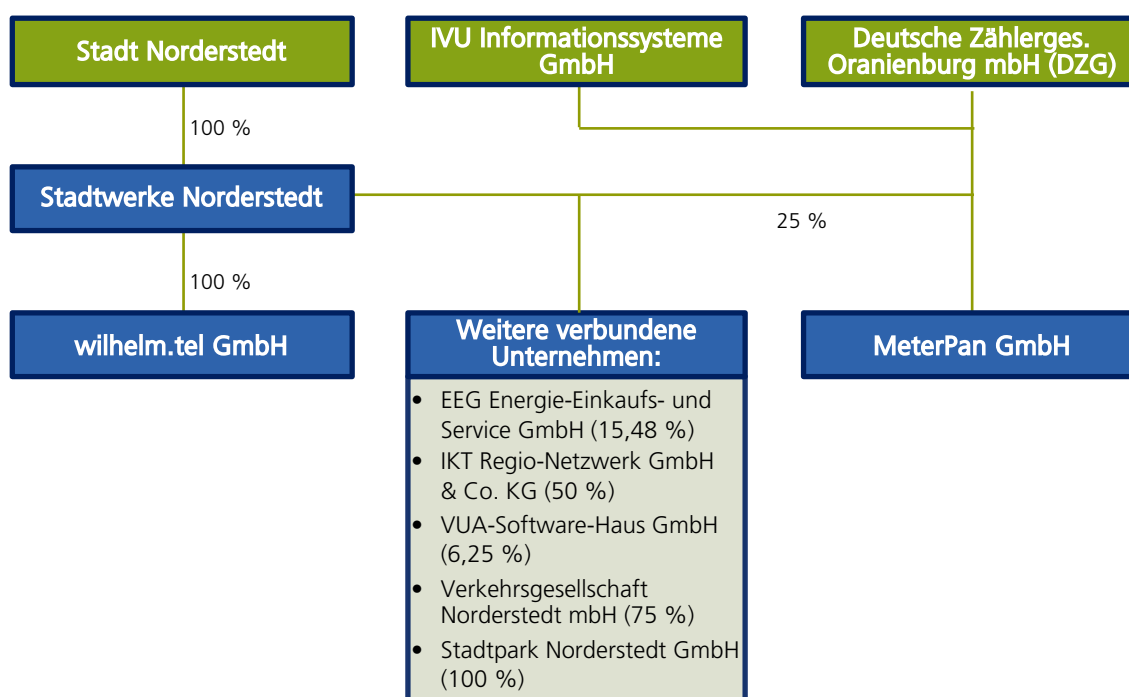
VI. Verzeichnis der Anhänge

Anhang 1: Kurzvorstellung der Stadtwerke Norderstedt	134
Anhang 2: Kurzvorstellung der NEW 4.0 Innovationsallianz	136
Anhang 3: Verteilung der Netzentgelte für HHK (2019)	137
Anhang 4: Verteilung der Netzentgelt-Grundpreise für HHK (2019)	138
Anhang 5: Angeschlossene Elektrogeräte bei SWN-Testkunden	139
Anhang 6: Vergleich der Haushaltstypen in Norderstedt	139
Anhang 7: Deutschlandweite Verteilungsdichte WEA-Anlagen	140
Anhang 8: Deutschlandweite Verteilungsdichte PV-Anlagen	141
Anhang 9: Kommunikationsmaßnahmen inkl. Einfluss auf SWN-Projektteilnahme....	142
Anhang 10: Leitfaden Experteninterviews	143
Anhang 11: Frage 2 – Benötigte Ressourcen bei Tarifeinführung (gesamt)	144
Anhang 12: Frage 3 – Benötigte Kompetenzen und Know-how (gesamt)	145
Anhang 13: Frage 4 – Vorbereitende Maßnahmen und Schritte (gesamt)	146
Anhang 14: Frage 5 – Besondere Herausforderungen (gesamt)	147
Anhang 15: Frage 6 – Lessons Learned und Fallstricke (gesamt)	148
Anhang 16: Frage 7 – Business-Model-Transfer (gesamt)	149
Anhang 17: Frage 8 – Sonstiges (gesamt)	150
Anhang 18: Beispielhafter Projektzeitplan bei (Erst-) Einführung dyn. Stromtarif	151
Anhang 19: Prozess der Tool-Entwicklung	152
Anhang 20: Startseite (Tool-Dokumentation)	153
Anhang 21: Strategische Potenzialanalyse Teil 1 (Tool-Dokumentation)	154
Anhang 22: Strategische Potenzialanalyse Teil 2 (Tool-Dokumentation)	155
Anhang 23: Bedarfsanalyse Teil 1 (Tool-Dokumentation)	155
Anhang 24: Bedarfsanalyse Teil 2 (Tool-Dokumentation)	156
Anhang 25: Bedarfsanalyse Teil 3 (Tool-Dokumentation)	157
Anhang 26: HHK-Ersparnispotenzial Teil 1 (Tool-Dokumentation)	158
Anhang 27: HHK-Ersparnispotenzial Teil 2 (Tool-Dokumentation)	159
Anhang 28: HHK-Ersparnispotenzial Teil 3 (Tool-Dokumenation)	160
Anhang 29: Gesamt-Einordnung (Tool-Dokumentation)	161

Anhang 1: Kurzvorstellung der Stadtwerke Norderstedt

Die Stadtwerke Norderstedt (SWN) gelten gem. §3 Nr. 38 EnWG als vertikal integriertes EVU, da diese zum einen als Stromvertriebsgesellschaft und zum anderen als Verteilnetzbetreiber agieren. Damit unterliegen sie besonderen rechtlichen Bestimmungen hinsichtlich Transparenz und Diskriminierungsfreiheit des Netzbetriebes in Abgrenzung zum sonstigen Betrieb.

Abbildung 39: SWN-Konzernstruktur und verbundene Unternehmen²⁴⁷



Die SWN firmieren in der Rechtsform eines öffentlich-rechtlichen Eigenbetriebes der Stadt Norderstedt und sind dabei vollständig in kommunalem Besitz. Neben den wesentlichen Aufgaben der Infrastrukturdienstleistungen (Strom, Gas, Telekommunikation, Fernwärme, Wasser, Nahverkehr) stellt die SWN auch – teils mittels verbundener Unternehmen – Angebote für die Freizeit- und Tourismusangebote (Bäder, Stadtpark) bereit (s. Abbildung 39). Dabei richten sie sich selbst als lokales Dienstleistungsunternehmen mit einer hohen Wertschöpfungstiefe aus und verfolgen u. a. das erklärte Ziel, ihre „Marktposition als bedeutender Anbieter für intelligente Energie- und Kommunikationslösungen“ auszubauen.²⁴⁸

²⁴⁷ Vgl. Gengelbach, Seedorff, und Weirich (2018); (2020), S. 12f.

²⁴⁸ Vgl. Gengelbach, Seedorff, und Weirich (2020), S. 1.

Diese Formulierung erscheint nur konsequent, denn in Norderstedt befinden sich dafür bereits seit Jahren ideale Bedingungen, um Erfahrungen zu sammeln und Know-how aufzubauen: Smart-Meter wurden aus Eigeninitiative nahezu flächendeckend (>90 %) bis ins Jahr 2016 ausgerollt, noch dazu sind weite Teile des Versorgungsgebietes mit Glasfaserleitungen des verbundenen Unternehmens *wilhelm.tel* ausgestattet worden.²⁴⁹

Einige Kennzahlen zur Einordnung des Unternehmens und in Bezug auf die Themenstellung der vorliegenden wissenschaftlichen Arbeit sind in Tabelle 18 dargestellt.

Dabei fällt zum einen auf, dass rd. die Hälfte der Gesamtumsätze im Jahr 2017 aus den Geschäftsaktivitäten im Bereich Stromvertrieb und Stromnetz erwirtschaftet werden. Davon wiederum entfallen 40 % auf energiewirtschaftliche Abgaben/Umlagen.

Zum zweiten zeigt sich, dass mehr als 20 % des insgesamt durchgeleiteten Stroms innerhalb des Netzgebietes auf Verteilnetzebene eingespeist wird. Diese 20 % sind zurückzuführen auf vor Ort durch dezentrale PV-Anlagen erzeugte Strommengen. Hinzu kommen weitere physisch relevante volatile Strommengen aus WEA, die auf einer höheren Netzebene einspeisen. Dieser Wert ist im Vergleich zum Bundesgebiet beachtlich hoch, da historisch bedingt noch immer ein Großteil der Bruttostromerzeugung aus zentralen Großkraftwerken wie Kernenergie-, Steinkohle-, Braunkohle- oder Gaskraftwerken stammt.²⁵⁰

Tabelle 18: Ausgewählte Kennzahlen der SW Norderstedt in 2017²⁵¹

Kennzahl	Wert	Veränderung ggü. 2016
Anzahl Mitarbeiter	344 (davon 283 VZ)	+0,6 %
Gewinn nach Steuern	12,1 Mio. €	+1,2 %
Umsatzerlöse insgesamt	116,5 Mio. €	+5,6 %
Umsatzerlöse Stromvertrieb (ohne Netz)	28,4 Mio. €	+10,1 %
davon EEG-Umlage an ÜNB	16,7 Mio. €	+17,5 %
Stromabgabe Vertrieb	252,9 Mio. kWh	+8,4 %
Umsatzerlöse Stromnetz	27,0 Mio. €	+12,4 %
davon Energie-Abgaben/Umlagen	4,8 Mio. €	-2,5 %
Netzdurchsatz Strom	387,2 Mio. kWh	-0,7 %
davon im Netzgebiet erzeugt	83,8 Mio. €	k. A.

²⁴⁹ Vgl. Gries (2017), S. 1f.

²⁵⁰ Vgl. Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (2019), Online.

²⁵¹ Vgl. Gengelbach, Seedorff, und Weirich (2018), S. 3ff.

Anhang 2: Kurzvorstellung der NEW 4.0 Innovationsallianz

Die Stadtwerke Norderstedt sind mit ihren derzeitigen Forschungsaktivitäten zur „Implementierung eines dynamischen Tarifmodells für Haushaltskunden“ eingebunden in die sog. *NEW 4.0 – Innovationsallianz für den Norden* mit insgesamt über 60 Verbund- bzw. assoziierten Partnern in Hamburg und Schleswig-Holstein. Der abgekürzte Titel *NEW 4.0* steht dabei für *Norddeutsche EnergieWende mit digitalen Technologien*.

Das NEW 4.0-Verbundprojekt wird im Rahmen des Förderprogramms *Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)* durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) mit rd. 45 Mio. € im Zeitraum von Q4/2016 – Q4/2020 gefördert.²⁵²

Insgesamt werden fünf SINTEG-Modellregionen in ihren Vorhaben (finanziell) unterstützt, um ...

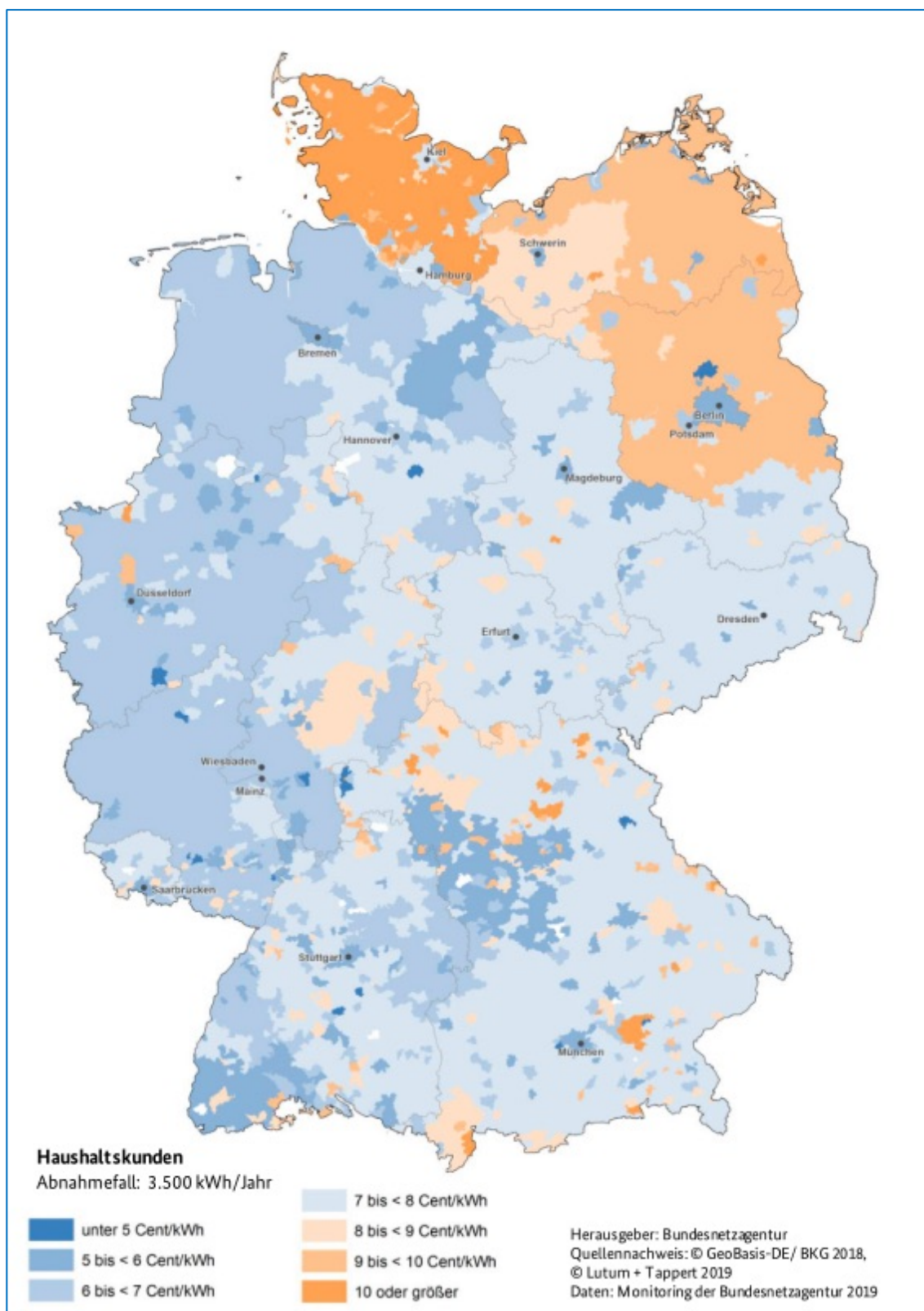
*„(...) skalierbare Musterlösungen für eine umweltfreundliche, sichere und bezahlbare Energieversorgung bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu entwickeln und zu demonstrieren“.*²⁵³



²⁵² Vgl. BMWi (Hrsg.) (2018), Online.

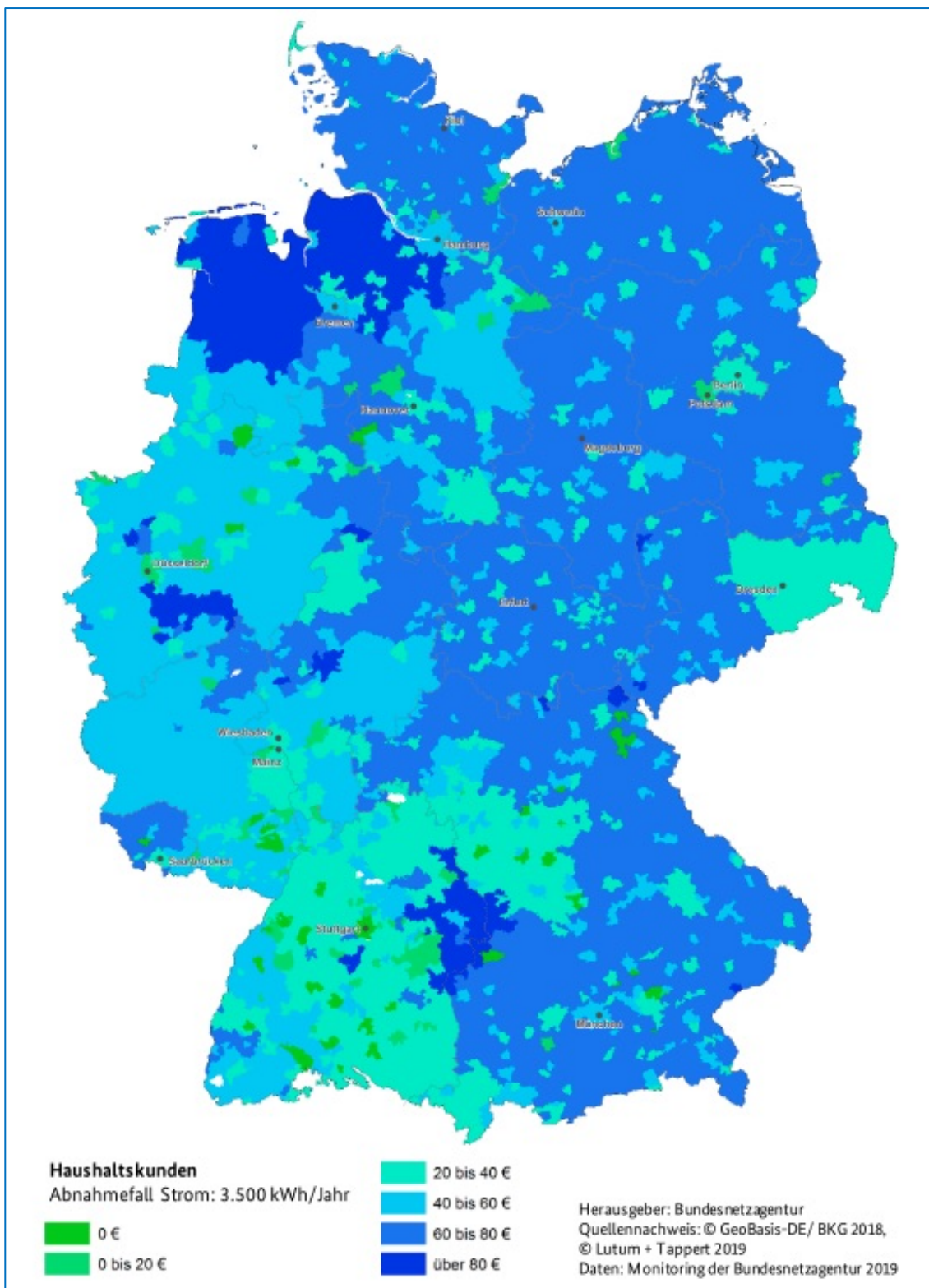
²⁵³ Projektleitung NEW 4.0 (2019), Online.

Anhang 3: Verteilung der Netzentgelte für HHK (2019)²⁵⁴



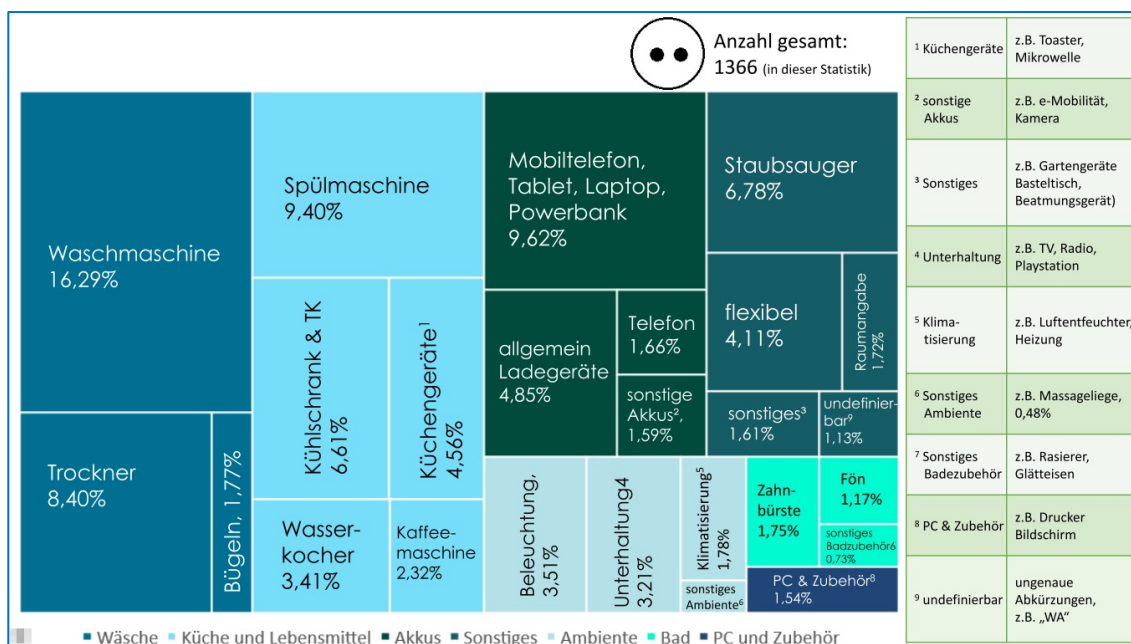
²⁵⁴ BNetzA und BKartA (2020), S. 177.

Anhang 4: Verteilung der Netzentgelt-Grundpreise für HHK (2019)²⁵⁵

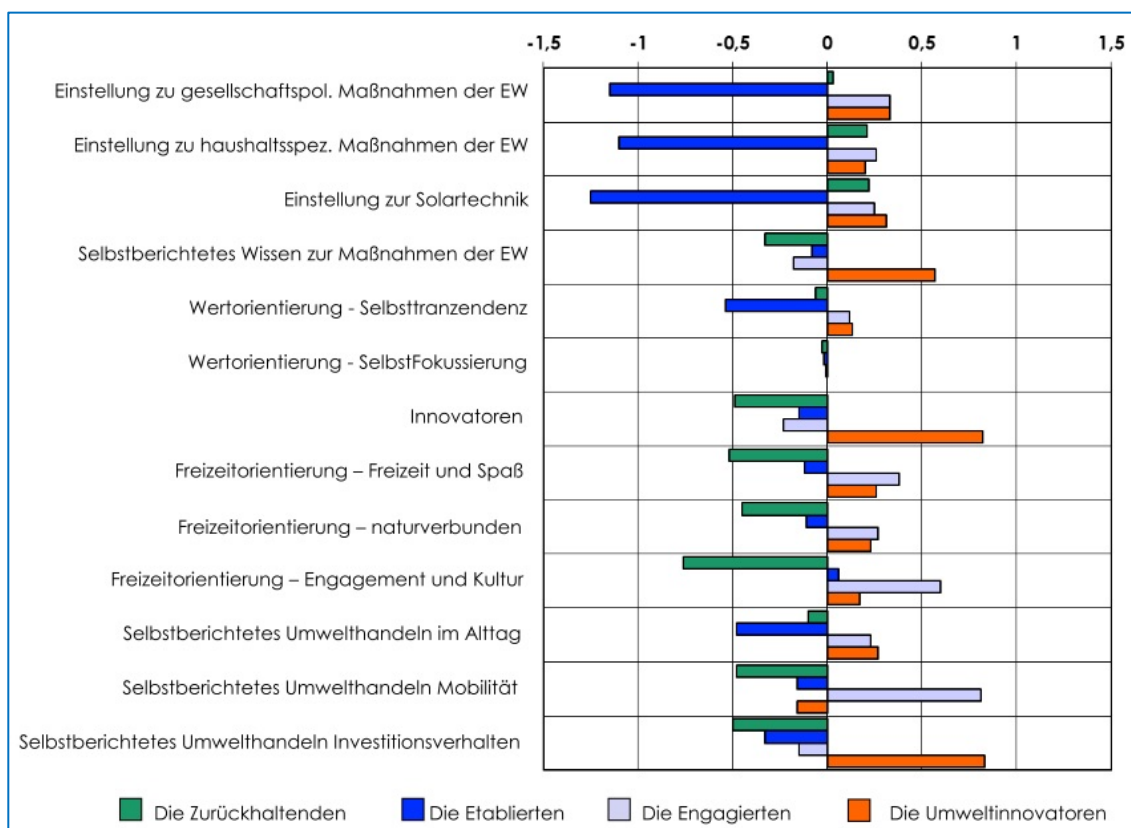


²⁵⁵ BNetzA und BKartA (2020), S. 174.

Anhang 5: Angeschlossene Elektrogeräte bei SWN-Testkunden²⁵⁶



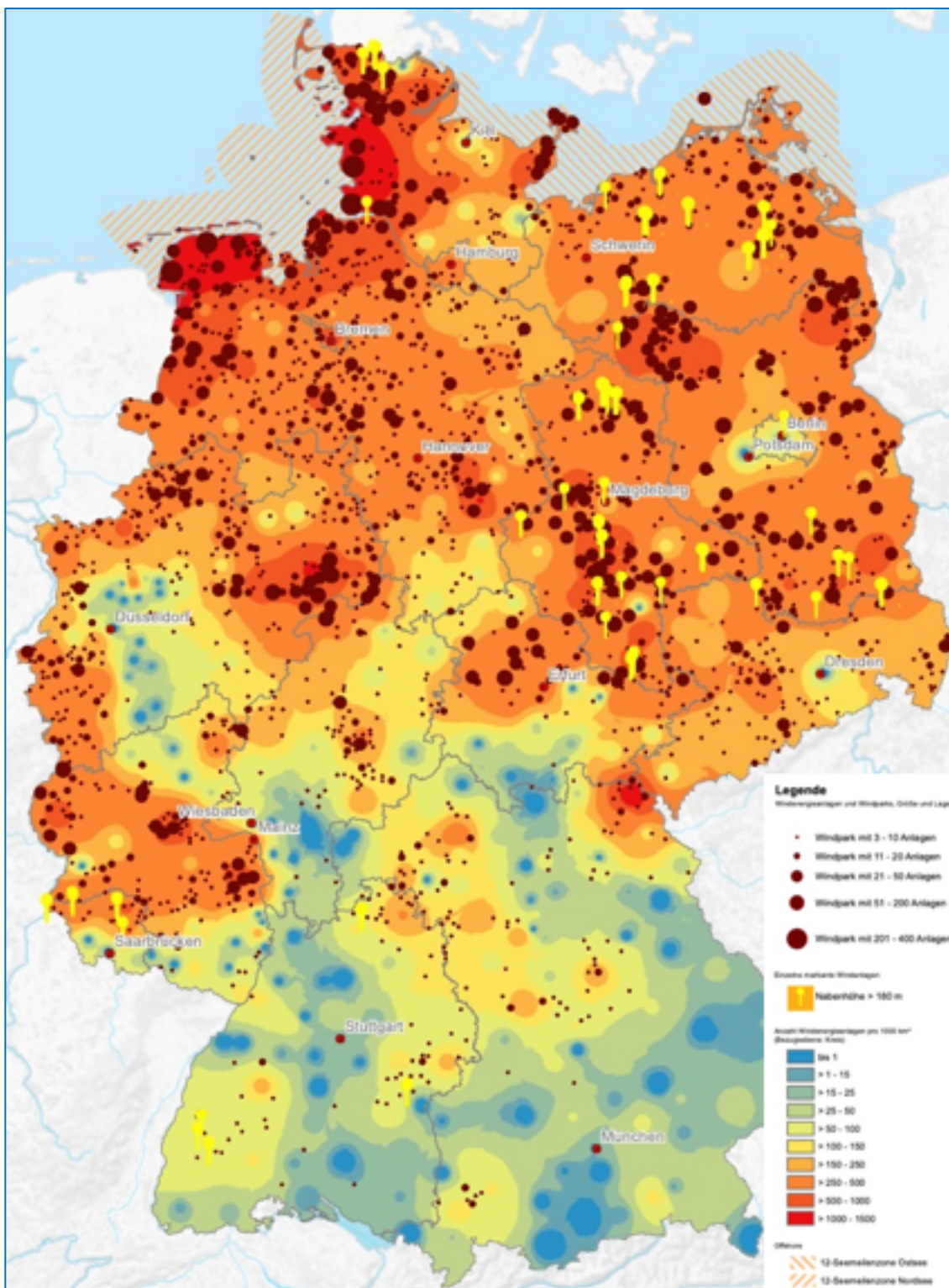
Anhang 6: Vergleich der Haushaltstypen in Norderstedt²⁵⁷



²⁵⁶ Hoffmann u. a. (2019), S. 58.

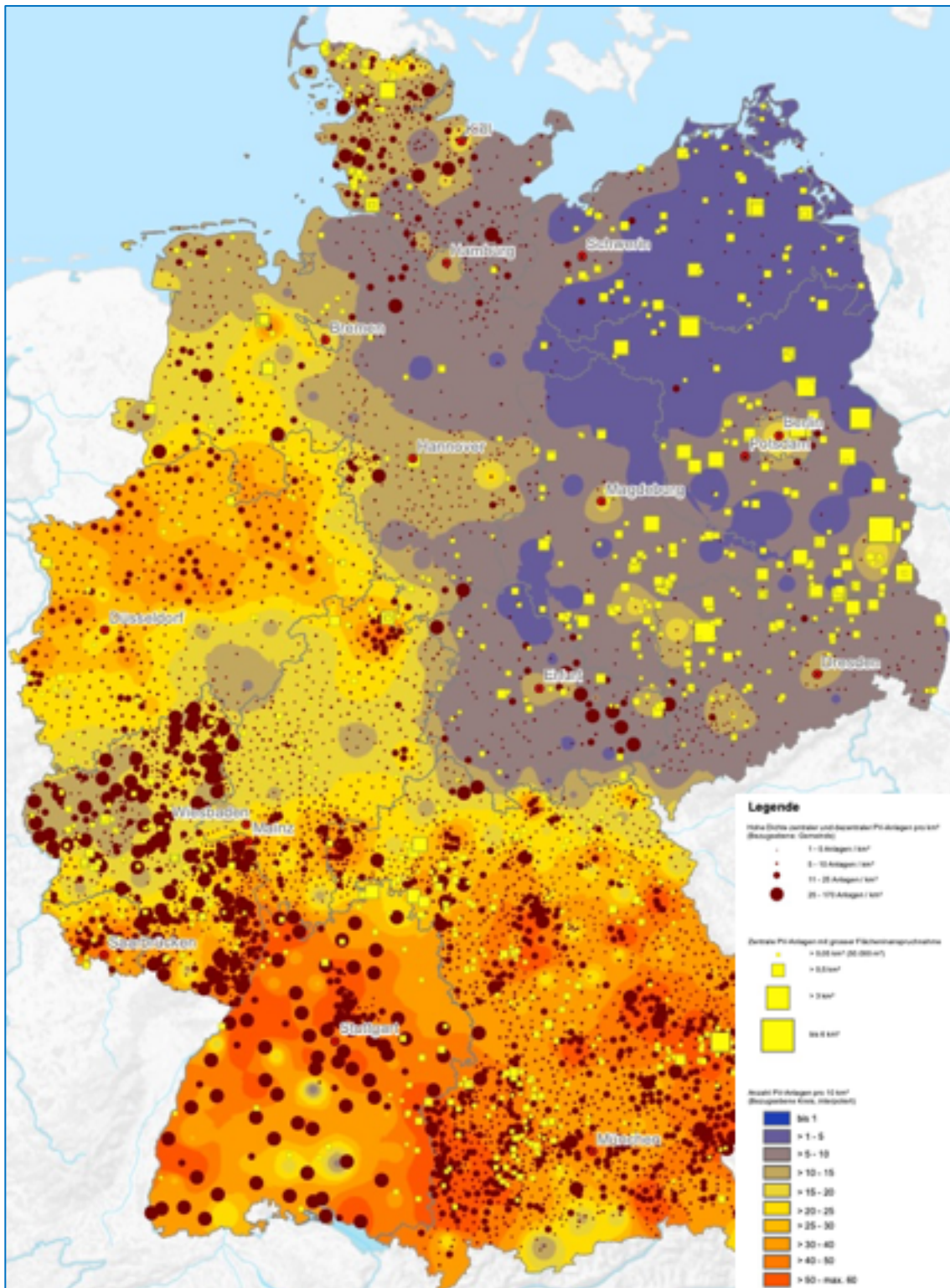
²⁵⁷ Hoffmann u. a. (2019), S. 65.

Anhang 7: Deutschlandweite Verteilungsdichte WEA-Anlagen²⁵⁸



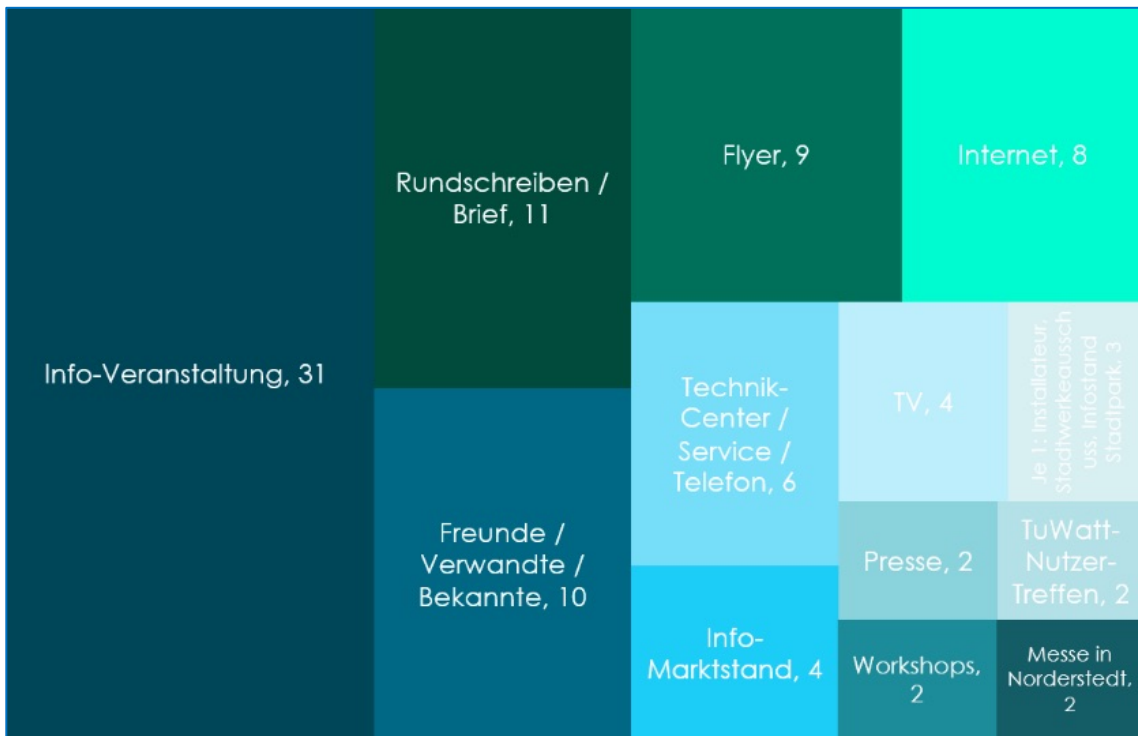
²⁵⁸ BfN (Hrsg.) (2016), Online.

Anhang 8: Deutschlandweite Verteilungsdichte PV-Anlagen²⁵⁹



²⁵⁹ BfN (Hrsg.) (2016), Online.

Anhang 9: Kommunikationsmaßnahmen inkl. Einfluss auf SWN-Projektteilnahme²⁶⁰



²⁶⁰ Hoffmann u. a. (2019), S. 93.

Anhang 10: Leitfaden Experteninterviews



Rene Beele, Fernstudent SRH Hamm, Management in der Energiewirtschaft (M. Sc.)

rene.beele@dynamische-stromtarife.de

Leitfaden Experteninterviews

Forschungsfragen	I.) Welche (unternehmensinternen/-externen) Ressourcen, Kompetenzen, Maßnahmen und Schritte (inkl. Dauer) wurden bei der Einführung des dynamischen Tarifs benötigt? II.) Welche besonderen Herausforderungen waren zu bewältigen? III.) Welche Fallstricke sollten andere Stadtwerke unbedingt vermeiden? IV.) An welchen Stellen könnte SW Norderstedt sinnvoll unterstützen, wenn ein anderes Stadtwerk (erstmal) dynamischen Tarif einführen möchte?
Methodik	Leitfadengestützte Experteninterviews
Dauer	ca. 45-60 min

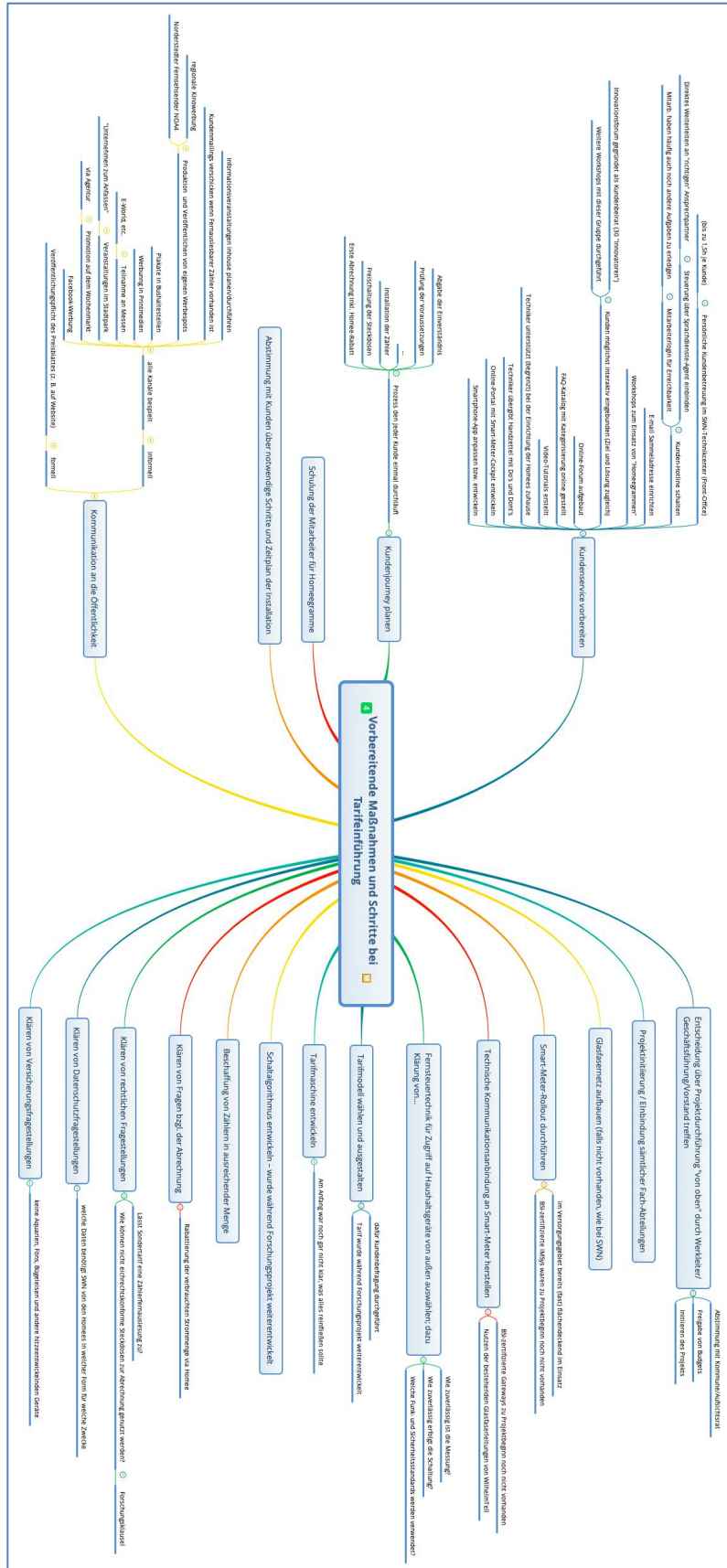
1. Name und Aufgabengebiet im Unternehmen / im NEW 4.0-Projekt
2. Unternehmensinterne und -externe Ressourcen bei Tarif-Einführung
3. Kompetenzen und Know-how für Tarif-Einführung
4. Vorbereitende Maßnahmen und Schritte bei Tarif-Einführung
5. Besondere Herausforderungen
6. Lessons learned
7. Unterstützungspotenzial für andere Stadtwerke
8. Sonstiges

Bitte **HIER KLICKEN** um Interviewtermin zu reservieren.

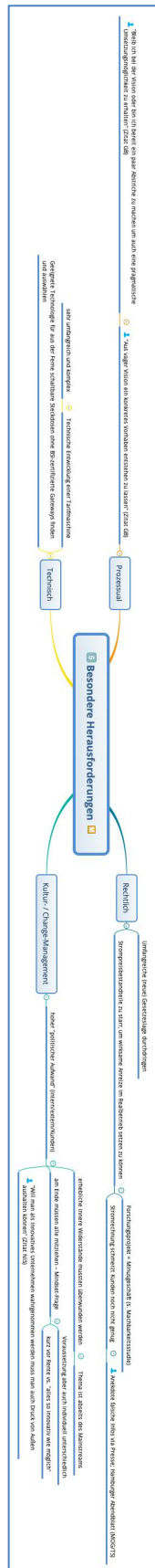
Stand: 07.01.2020

Seite 1/2

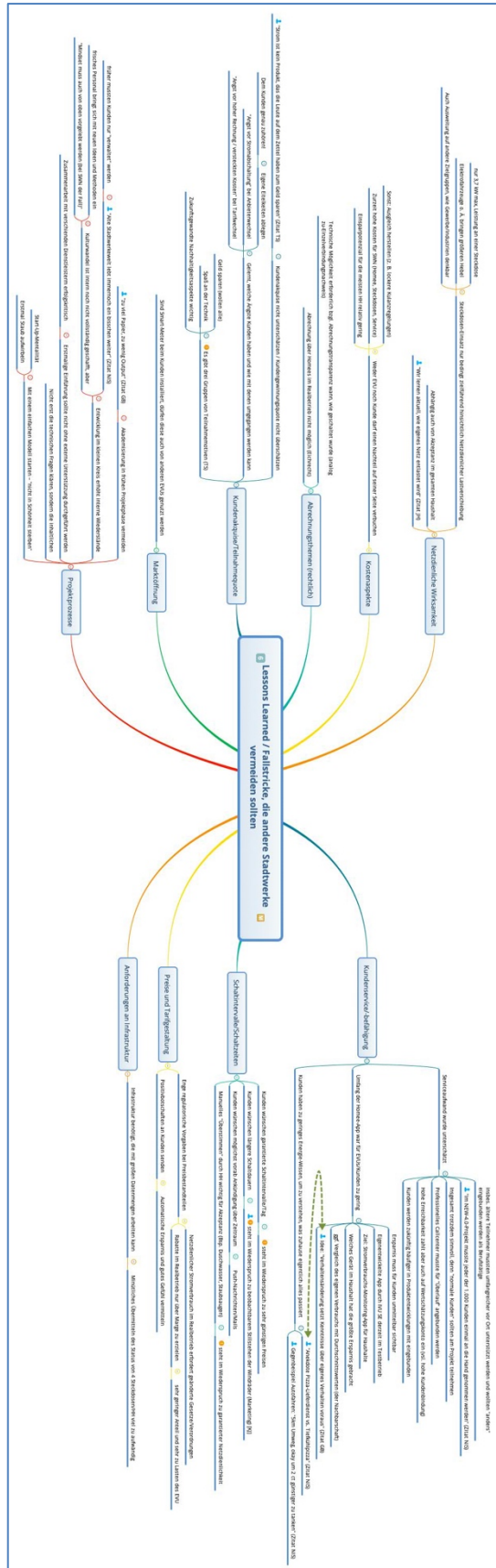
Anhang 13: Frage 4 – Vorbereitende Maßnahmen und Schritte (gesamt)



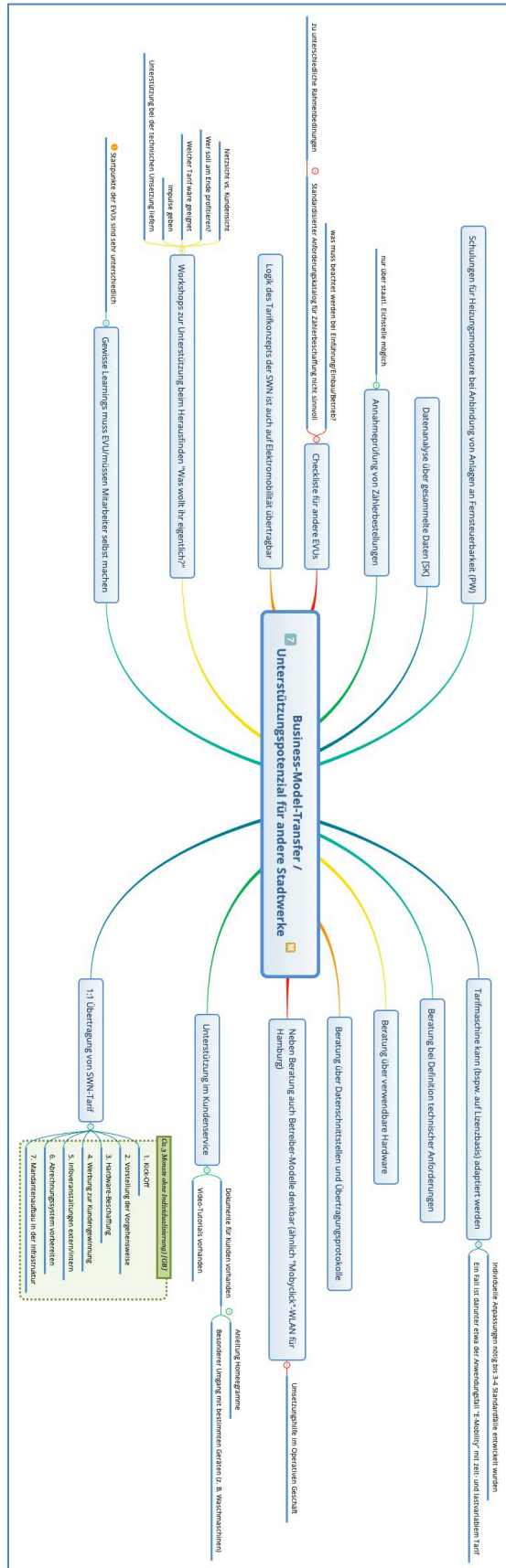
Anhang 14: Frage 5 – Besondere Herausforderungen (gesamt)



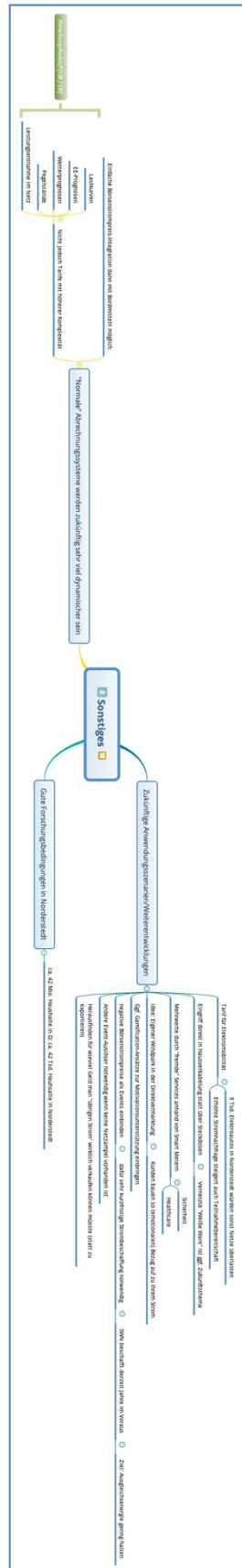
Anhang 15: Frage 6 – Lessons Learned und Fallstricke (gesamt)



Anhang 16: Frage 7 – Business-Model-Transfer (gesamt)




Anhang 17: Frage 8 – Sonstiges (gesamt)




Anhang 19: Prozess der Tool-Entwicklung



Anhang 20: Startseite (Tool-Dokumentation)



HOCHSCHULE FÜR
LOGISTIK UND WIRTSCHAFT
SRH HAMM



**Stadtwerke
Norderstedt**
Energie ist unser Ding.

Entwickler: *Rene Beele*
 Matr.-Nr.: *3400798*
 Kontakt: *E-Mail*
 Entwicklungsstand: *23.04.20*

Herzlich Willkommen zum Potenzial- und Bedarfsanalysetool für Energieversorger!

Zielgruppe
Mit diesem Tool werden insbesondere Entscheidungsträger lokal oder regional agierender Stadtwerke angesprochen.

Ziel
Das übergeordnete Ziel dieses Tools ist es, eine Hilfestellung für diejenigen Energieversorger (EVU) zu geben, die vor der Frage stehen, ob sie – wirtschaftlich sinnvoll – einen dynamischen Stromtarif (für Haushaltskunden) im eigenen Versorgungsgebiet etablieren können.

Inhalt
Dieses Tool besteht aus drei Haupt-Funktionen:
[1. Strategische Potenzialanalyse \(Indikatorbasiert\)](#)
[2. Bedarfsanalyse zur \(Erst-\) Einführung eines dynamischen Tarifs](#)
[3. Berechnung des kundenseitigen Ersparnispotenzials \(inkl. Tarif- und Szenariomanager\)](#)

Aufbau und Anwendung des Tools
Für die benutzerfreundliche Anwendung dieses Tools wird empfohlen, Seite für Seite durchzugehen. Zur besseren Orientierung sind die Tabellenblätter durchnummeriert und man kann von jedem Tabellenblatt vor-/ zurückspringen.
Daneben ist es möglich, nur auf einzelne der drei Haupt-Funktionen (s. Inhalt) dieses Tools zuzugreifen ohne dass diese eingeschränkt sind. Jede Haupt-Funktion besteht aus einem Eingabe-Tabellenblatt mit der Kennzeichnung "(E)" und einem Ergebnis-Tabellenblatt mit der Kennzeichnung "(A)". Nach Anwendung aller drei Haupt-Funktionen wird zudem eine Gesamt-Einordnung vorgenommen.

Hintergrund
Dieses Excel-Tool wurde im Rahmen der Bearbeitung der Masterthesis erstellt. Diese trägt den Titel: "Dynamische Stromtarife bei Haushaltskunden – Entwicklung eines Potenzial- und Bedarfsanalyse-Tools für Energieversorger in Zusammenarbeit mit den Stadtwerken Norderstedt". Dabei strebte der Entwickler den berufsbegleitenden Abschluss im Studiengang "Management in der Energiewirtschaft (M.Sc.)" an der SRH Hochschule für Logistik und Wirtschaft in Hamm (Westf.) an.
Die Stadtwerke Norderstedt (SWN) sind ein lokaler Energieversorger und zu 100 % in kommunalem Besitz der Stadt Norderstedt. Die SWN sind mit ihrem Forschungs-Teilvorhaben "Implementierung eines dynamischen Tarifmodells für Haushaltskunden" in das Konsortium NEW 4.0 im Rahmen des "Schaufenster intelligente Energie (SINTEG) – Digitale Agenda für die Energiewende" eingebunden. Daneben verfügt Norderstedt bereits über eine flächendeckende Smart-Meter-Anbindung (nicht BSI-zertifiziert) sowie über ein bestehendes Glasfasernetz des verbundenen Unternehmens für Telekommunikation wilhelm.tel GmbH.

Start
Zum Starten bitte grundlegende Eingaben treffen und dann auf den untenstehenden *Button* klicken:

Wie lässt sich Ihr Unternehmen am treffendsten beschreiben?	Mehrsparren-Stadtwerk
Wie weit reicht die räumliche Dimension Ihrer Kerngeschäfte?	regional
Welche Position/Funktion haben Sie im Unternehmen inne?	Mitarbeiter im Bereich Produkt-/Innovationsmanagement

Sie sind Mitarbeiter im Bereich Produkt-/Innovationsmanagement eines regional agierenden Mehrsparren-Stadtwerks.

Start des Tools

Legende
An einigen Stellen des Tools werden Benutzereingaben abgefragt. Diese Felder sind an ihrem hellroten Hintergrund zu erkennen. Daneben gibt es Ergebnis- und Hinweisfelder, die entsprechend durch Farbgebung zu erkennen sind:

Eingabefelder	Ergebnisfelder	Hinweisfelder
---------------	----------------	---------------

Anhang 21: Strategische Potenzialanalyse Teil 1 (Tool-Dokumentation)

1. Strategische Potenzialanalyse

Ziel

Diese erste Haupt-Funktion des Tools liefert Ihnen eine indikatorbasierte Einordnung, ob die Einführung als grundsätzlich sinnvoll eingeschätzt werden kann, weil damit ein zusätzliches Instrument im Hinblick auf wirksames Lastmanagement zur Verfügung steht. Wird die Frage nach der Sinnhaftigkeit insgesamt mit „ja“ oder „eher ja“ beantwortet, schließt sich eine Bedarfsanalyse (nächstes Tabellenblatt) an.


Hintergrund

Es wurden zwölf Einflussfaktoren auf das strategische Potenzial dynamischer Stromtarife (bei Haushaltskunden) herausgearbeitet. Diese sind als Input in ein Indikatorensystem eingeflossen. Im Rahmen der Indikatorscheuche wurden vier Ebenen betrachtet: SozioStruktur, EE-Erzeugung, Stromverbrauch und Stromnetz.


Hinweise zur Bearbeitung

Bitte wählen Sie in den Eingabefeldern diejenigen Werte aus, die für Ihr Versorgungsgebiet am ehesten zutreffen. Themenbezogene externe Daten erhalten Sie über die verlinkten Webdienste. Falls Sie die Gewichtungen der einzelnen Ebenen für Ihr Versorgungsgebiet modifizieren möchten, können Sie diese Werte in der Bandbreite von 10 – 70 % frei wählen – die Summe muss dabei 100 % ergeben.


Angaben über Sozio-Struktur / Ihr Versorgungsgebiet

 Ebenen-Gewichtung	30%
1 Anzahl Wohnungen [Tsd.]	10 – 50 Tsd.
2 Anteil Haushalte mit mittlerem Nettoeinkommen (2.000 > x < 4.000 €/Monat) [%]	40 – 50 %
3 Versorgungsquote Haushaltskunden [%]	> 80 %
4 Einfamilienhaus-Anteil [%]	60 – 80 %
5 Einwohnerzahl [Tsd.]	20 – 100 Tsd.

Angaben über Zubau Erneuerbarer Energien

 Ebenen-Gewichtung	20%
6 Zubaurate installierte Leistung Photovoltaik-Anlagen [% / a]	5 – 7 %
7 Zubaurate installierte Leistung Onshore-Windenergieanlagen [% / a]	< 3 %

Angaben über Stromverbrauch

 Ebenen-Gewichtung	20%
8 Wärmepumpen-Anteil in Neubauten [% / a]	> 22 %
9 Neubaurate für Ein- und Zweifamilienhäuser [% / a]	0,5 – 0,7 %
10 Zuwachsrate Elektro-PKWs [% / a]	> 65 %

Angaben über Stromnetz

 Ebenen-Gewichtung	30%
11 Netzentgeltniveau des Arbeitspreises [ct / kWh]	4 – 8 ct / kWh
12 Ausfallarbeit durch EinsMan-Maßnahmen [GWh / a]	> 1.250 GWh

Anhang 22: Strategische Potenzialanalyse Teil 2 (Tool-Dokumentation)

Ebenen-Potenziale			Ebenen-Gewichtung		Strategisches Gesamt-Potenzial
0,72	Angaben über Sozio-Struktur / Ihr Versorgungsgebiet	X	30%	=	0,742
0,5	Angaben über Zubau Erneuerbarer Energien	X	20%		
0,93	Angaben über Stromverbrauch	X	20%		
0,8	Angaben über Stromnetz	X	30%		

Anhang 23: Bedarfsanalyse Teil 1 (Tool-Dokumentation)

2. Bedarfsanalyse

Ziel
Diese zweite Haupt-Funktion des Tools unterstützt Sie bei der Bedarfsanalyse. Dabei wird analysiert, auf welchen Reifegrad das EVU auf seiner "Journey zur Einführung eines dynamischen Tarifs (bei Haushaltskunden)" zurückgreifen kann.

Hintergrund
Auf Basis von Experteninterviews bei den Stadtwerken Norderstedt wurden benötigte Kompetenzen und Know-how sowie vorbereitende Maßnahmen und Schritte der Einführung ermittelt und in einen beispielhaften Projektstruktur- und Zeitplan überführt (s. rechts). Ausgehend von den dort abgebildeten Erkenntnissen, wurden entsprechende Fragen zur Bedarfsermittlung abgeleitet. Dadurch können notwendige Handlungsfelder und etwaige Unterstützungsmöglichkeiten durch (externe) Partner aufgezeigt werden.

Hinweise zur Bearbeitung
Bitte wählen Sie in den Eingabefeldern diejenigen Antworten aus, die für Ihr Unternehmen (Mehrsparnen-Stadtwerk) am ehesten zutreffen.

Motive, Ziele, Erwartungen

Warum befassen Sie sich derzeit mit dem Thema dynamischer Stromtarife? (Hauptgrund) Aktuell von strategischer Bedeutung

Welches Ziel haben Sie bei "Ihrem" dynamischen Stromtarif besonders im Blick? Erweiterung des Kundennutzens

Welchen Mehrwert erwarten Sie durch die Tarif-Einführung für Ihr Unternehmen? Nutzen neuer Marktchancen

EVU-Selbsteinschätzung über Reifegrad hinsichtlich dynamischer Stromtarife

Wo würden Sie Ihr Unternehmen auf dem Weg zur Einführung eines dynamischen Tarifs einordnen? Am Anfang

Wie schätzen Sie den theoretischen Wissensstand Ihrer Belegschaft zu dynamischen Stromtarifen ein? Nahezu kein Fachwissen

Wie schätzen Sie den Transfer-Kennntnisstand Ihrer Belegschaft bzgl. der praktischen Einführung ein? Nahezu keine Transferkenntnisse

Welches Erfahrungs-niveau hat Ihr EVU im Hinblick auf dynamische Stromtarife bereits erlangt? Bisher keine eigenen Erfahrung

EVU-Selbsteinschätzung über Smart-Meter Reifegrad

In welchem Umfang sind Privathaushalte bereits mit Smart-Metern ausgestattet? 1-25% – wenige

Halten bisher ausgerollte Smart Meter den BSI-Kriterien für zertifizierte Messsysteme nach MsbG stand? Teils, teils

Ist eine latenzfreie Datenübertragungs-Infrastruktur in Ihrem Versorgungsgebiet vorhanden und nutzbar? Überwiegend vorhanden

Gibt es bestehende Kooperationen mit Anbietern von Smart-Home-Systemen? Nein, bisher lose Zusammenarbeit

Sind Serverkapazitäten im Rechenzentrum ausreichend dimensioniert um Datenmenge zu bewältigen? Nein / Bisher nicht notwendig

beziehen Sie (externe) Daten dynamisch in ihre Planung ein (z. B. Live-Börsenstrompreise, CC-Prognosen)? Ja, unterschiedlichste Daten

Enthält Ihr Abrechnungssystem Schnittstellen für dynamische Daten (z. B. Netzzustand, Börsenstrompreise)? Vermutlich nein

Kunden-Zielgruppe und Tariftyp

Welche Haushaltstypen liegen im besonderen Fokus Ihrer Überlegung? Haushalte mit hoher Stromabnahme

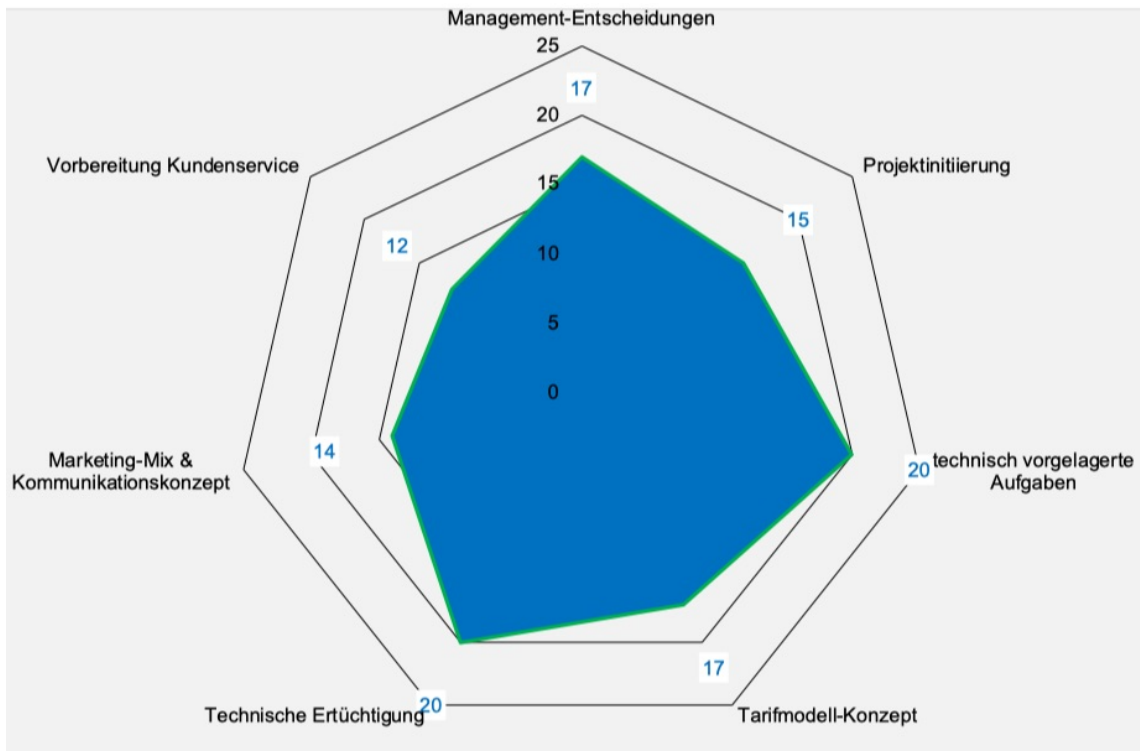
Welchen Tariftyp planen Sie einzuführen? Tarif mit variablen Events (PTP)

Beabsichtigen Sie, Ihre Kunden gezielt bei der Tarif-Entwicklung einzubinden? Vermutlich ja

Anhang 24: Bedarfsanalyse Teil 2 (Tool-Dokumentation)

Stakeholdermanagement	
Gibt es bereits ein Commitment der Geschäftsführung bzgl. der Einführung eines dynamischen Stromtarifs?	Ja, klares Commitment
Wie ordnen Sie die Rolle Ihres Aufsichtsrates hierfür ein?	Aufsichtsrat muss zustimmen
Sollen Mitarbeiter und Abteilungen frühzeitig eingebunden werden?	Vermutlich ja
Ist Ihr Unternehmen (Mehrsparnen-Stadtwerk) auch grundzuständiger Messstellenbetreiber?	Ja
Wer übernimmt in Ihrem Versorgungsgebiet (perspektivisch) die Marktrolle des SMGWA?	Verbundenes Unternehmen
Externe Dienstleistungen und Partner-Management	
Bei welchen der folgenden Aufgaben benötigen Sie voraussichtlich (externe) Unterstützung...	
Management-Beratung (z. B. Zielanalyse/ Tarif-Modelle/ Fachspezifischer Input)	Ja
Projektleitung und -koordination	Vermutlich ja
Fach-/ Technologiespezifische Schulungen	Vermutlich ja
Smart-Meter-Gateway-Administration	Nein
Messstellenbetrieb	Nein
Messdatenmanagement	Vermutlich ja
Zählerbeschaffung / Zähler-Eichung	Vermutlich ja
Smart-Meter-Rollout / Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur	Ja
Vorbereiten der IT-Hardware-Infrastruktur auf große Datenmengen	Vermutlich ja
Vorbereiten der IT-Software-Infrastruktur auf große Datenmengen	Ja
Analyse Ihrer Zielgruppen im Rahmen der Tarif-Entwicklung	Ja
Erarbeiten eines geeigneten Preis-Anreiz-Mechanismus sowie eines Preisblattes	Ja
Modellieren von Tarifwirkung und -Umstellungseffekten	Ja
Definieren von Schwellenwerten für Schalttrigger / Erarbeiten eines Schalt-Algorithmus	Vermutlich ja
Einbinden des Schalt-Algorithmus in Tarifmaschine	Vermutlich ja
Fernsteuertechnologie für Zugriff auf steuerbare Geräte	Vermutlich ja
Auswahl und Beschaffung von Smart-Home-Produkten/ Wallboxen/ etc.	Vermutlich ja
Smartphone-App entwickeln / Webportal aufbauen	Ja
Vorbereitende und begleitende Kommunikation	Ja
Planung der Customer Journey	Vermutlich ja
Erstellen von Vertragsbedingungen, Drucksachen, Dokumentationen, Video-Tutorials, u. Ä.	—
Reset der Eingaben	Beispielwerte einsetzen
Springe zur Ergebnis-Seite	Fehler: Es wurden 1/43 Pflichtfeldern (noch) nicht ausgefüllt!
Weiter zu 3. HHK-Ersparnispotenzial	

Anhang 25: Bedarfsanalyse Teil 3 (Tool-Dokumentation)



Anhang 26: HHK-Ersparnispotenzial Teil 1 (Tool-Dokumentation)

3. Haushaltskunden-Ersparnispotenzial

Ziel

Diese dritte Haupt-Funktion des Tools unterstützt Sie bei der Berechnung des Ersparnispotenzials Ihrer Haushaltskunden (HHK). Dabei sind sie spezifisch auf Ihre Kunden und Ihren geplanten dynamischen Tarif zuschneiden können.

Hintergrund

Mithilfe der Veränderung von Strompreisbestandteilen lassen sich die etwaigen zukünftigen regulatorisch zulässigen und wirtschaftlich realen Preisuntergrenze unterstützt Sie bei der Ausgestaltung eines anreizbasierten Preisblattes zur Lastflexibilisierung von Haushaltskunden. In einem zweiten Schritt werden anhand einer synthetischen und durch den Anwender modifizierbaren Lastmodellierung die Endkunden

Hinweise zur Bearbeitung

- i) Variieren Sie zur Bestimmung der Preisuntergrenze die einzelnen Parameter an den Schieberegler.
- ii) Durch Auswahl eines Tariftyps wird ein modifizierbares Preisblatt erstellt in dem die kalkulierte Preisuntergrenze (per Button) eingetrag
- iii) Für die Berechnung der Kundenersparnis gibt es zwei weitere Zwischenschritte (A / B):
 Schritt A) Bestimmung des Preisblattes im Status Quo: Das dient der Vergleichsrechnung aus der sich die potenzielle Ersparnis ergibt.
 Schritt B) Auswahl von "vorkonfektionierten" Haushaltstypen vs. Anpassung der modelltheoretischen Annahmen auf Nachfragerseite.

Bestimmung der Preisuntergrenze / Variation der Strompreisbestandteile

Kategorie	Preisbestandteil	Bitte Schieberegler verwenden	Variablenwerte	Dimension
Energiebeschaffung/ Vertrieb/ Marge	Energiebeschaffung	<input type="range"/>	3,73	Ct / kWh
	Fixkosten des Vertriebs	<input type="range"/>	15	EUR / a
	Marge	<input type="range"/>	2,38	Ct / kWh
Netzentgelt inkl. Messstellenbetrieb	Netznutzungsentgelt (AP bei HHK)	<input type="range"/>	0	Ct / kWh
	Netznutzungsentgelt (GP bei HHK)	<input type="range"/>	39,96	EUR / a
	Messstellenbetrieb	<input type="range"/>	11,52	EUR / a
Abgaben/ Umlagen	EEG-Umlage	<input type="range"/>	0	Ct / kWh
	Umlage für abschaltbare Lasten	<input type="range"/>	0,007	Ct / kWh
	Offshore-Netz-/Haftungsumlage	<input type="range"/>	0,416	Ct / kWh
	§ 19 StromNEV-Umlage	<input type="range"/>	0,358	Ct / kWh
	KWKG-Umlage	<input type="range"/>	0,226	Ct / kWh
Steuern	Konzessionsabgabe	<input type="range"/>	1,59	Ct / kWh
	Stromsteuer	<input type="range"/>	0,205	Ct / kWh
	Mehrwertsteuer	<input type="range"/>	19	Prozent

Werte zurücksetzen

Kalkulation Preisuntergrenze Brutto-Arbeitspreis: 10,61 Ct / kWh

Kalkulation Preisuntergrenze Brutto-Grundpreis: 79,11 EUR / a

Alle Werte auf Null

Auswahl und Modifikation eines Tariftyp-Preisblattes

PTP-Eventtarif

Auswahl Haushaltstypen / Anpassung modelltheoretischer Annahmen auf Nachfragerseite

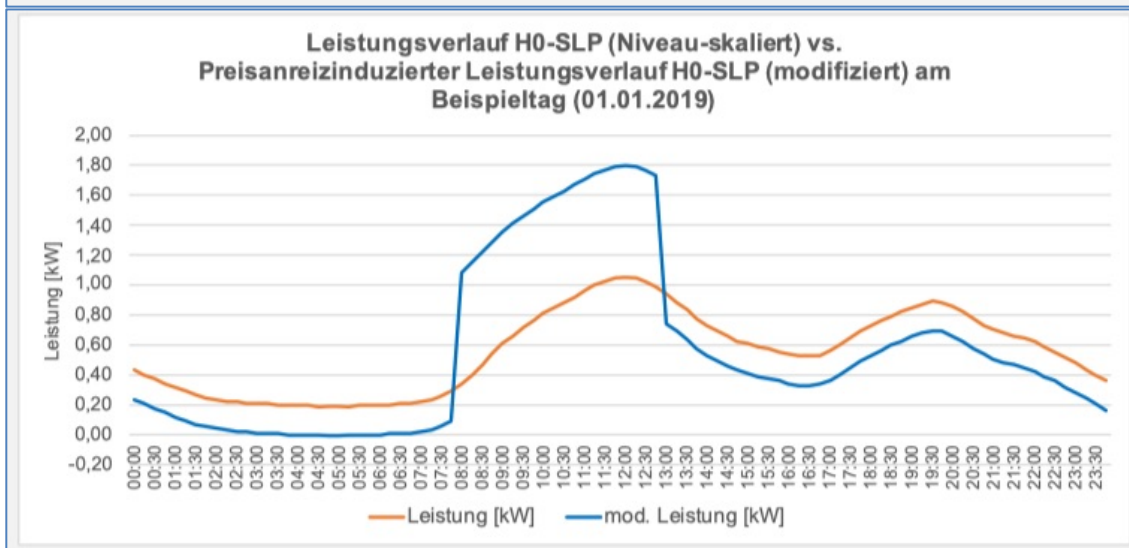
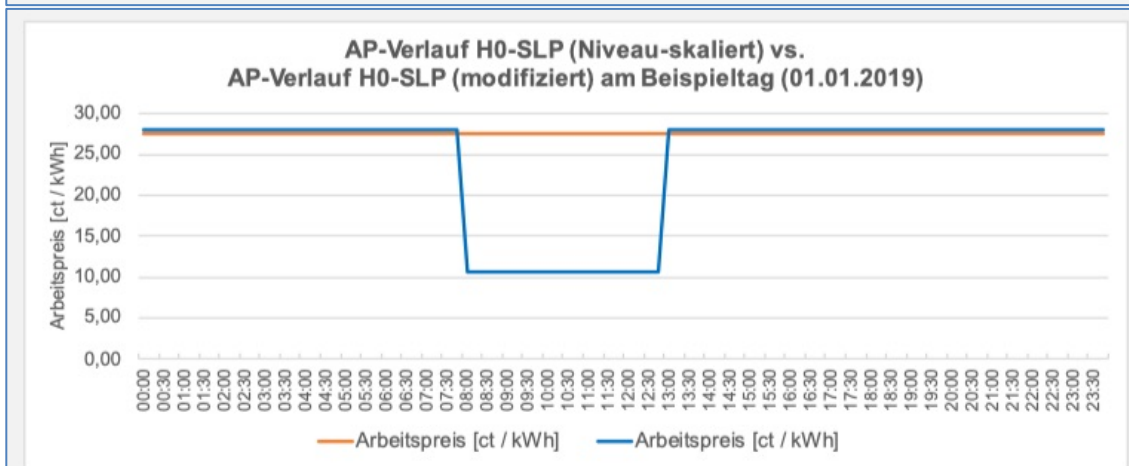
Haushaltstyp	Jahresstromverbrauch	Struktur der Lastkurve	Verschiebbare Lasten	Preiselastizität der Nachfrage / tatsächliche Lastflexibilisierung (ø)	ø verschobene Last pro Tag
Zurückhaltende	3.000 kWh	modifiziertes H0-SLP	40%	20%	0,66 kWh
Etablierte	3.000 kWh	modifiziertes H0-SLP	50%	10%	0,41 kWh
Engagierte	3.000 kWh	modifiziertes H0-SLP	60%	30%	1,48 kWh
Umweltinnovatoren	4.000 kWh	modifiziertes H0-SLP	70%	40%	3,07 kWh
Modellannahmen:	4.000 kWh	modifiziertes H0-SLP	70%	40%	3,07 kWh

Anhang 27: HHK-Ersparnispotenzial Teil 2 (Tool-Dokumentation)



Neuer (Bonus-/Malus-) Event-Tarif (PTP-B / PTP-M)								
Brutto-Grundpreis (in € / Jahr)		100,00 €						
Brutto-Arbeitspreis "Normalzeit" (in Ct / kWh)		28,00						
Brutto-Arbeitspreis "Event-Tarifzeit" (in Ct / kWh)		10,61						
Anzahl garantierter Schaltzeitfenster pro Tag		1						
Garantierte Schaltdauer je Schaltzeitfenster (in Std.)		3						
Maximale Schaltdauer je Schaltzeitfenster (in Std.)		5						
Event findet statt an Wochenenden (ja/nein)		ja						
Event findet statt an Werktagen (ja/nein)		ja						
Eventzeitraum nur tagsüber [6-22 Uhr] (ja/nein)		nein						
Event tritt auf während ... (niedrigster SLP-Last [5:00] / PV-Peak [12:00] / zufällig)		zufällig						
Brutto-Grundpreis (in €/Jahr)		100,00 €						
Event-Vorkommen		ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Event-Zeitpunkt (Mitte)		10	20	22	11	11	21	23
Event-Dauer		4	3	4	3	4	4	4
Event-Startstunde		8	19	20	10	9	19	21
Event-Endstunde		11	21	23	12	12	22	24
Brutto-Arbeitspreis (in Ct./kWh)								
von	bis	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So / Feiertag
0:00	1:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
1:00	2:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
2:00	3:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
3:00	4:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
4:00	5:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
5:00	6:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
6:00	7:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
7:00	8:00	10,61	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
8:00	9:00	10,61	28,00	28,00	28,00	10,61	28,00	28,00
9:00	10:00	10,61	28,00	28,00	10,61	10,61	28,00	28,00
10:00	11:00	10,61	28,00	28,00	10,61	10,61	28,00	28,00
11:00	12:00	28,00	28,00	28,00	10,61	10,61	28,00	28,00
12:00	13:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
13:00	14:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
14:00	15:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
15:00	16:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
16:00	17:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
17:00	18:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
18:00	19:00	28,00	10,61	28,00	28,00	28,00	10,61	28,00
19:00	20:00	28,00	10,61	10,61	28,00	28,00	10,61	28,00
20:00	21:00	28,00	10,61	10,61	28,00	28,00	10,61	10,61
21:00	22:00	28,00	28,00	10,61	28,00	28,00	10,61	10,61
22:00	23:00	28,00	28,00	10,61	28,00	28,00	28,00	10,61
23:00	0:00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	10,61

Anhang 28: HHK-Ersparnispotenzial Teil 3 (Tool-Dokumentation)

	StatusQuo-Tarif (Referenztarif)	PTP-Eventtarif
Grundpreis	79,11 €	100,00 €
Arbeitspreis	27,53 ct/kWh	28,00 ct/kWh
Event-Arbeitspreis	---	10,61 ct/kWh
Event-Garantiezeit	---	3 Stunden/Tag
Jahresrechnung	1.179,09 €	862,73 €
Ersparnispotenzial in €	-316,35 €	
Ersparnispotenzial in %	-26,8%	



Anhang 29: Gesamt-Einordnung (Tool-Dokumentation)

		Entwickler: <i>Rene Beele</i> Matr.-Nr.: <i>3400798</i> Kontakt: <i>E-Mail</i> Entwicklungsstand: <i>23.04.20</i>
Vielen Dank, dass Sie das Potenzial- und Bedarfsanalysetool genutzt haben!		
1. Strategische Potenzialanalyse Aus Basis Ihrer vorgenommenen Eingaben kann die Einführung eines dynamischen Stromtarifs in Ihrem Versorgungsgebiet ... <i>... grundsätzlich empfohlen werden.</i> Positiven Einfluss geht in Ihrem Versorgungsgebiet insbesondere aus von der Ebene ... <i>'... Angaben über Stromverbrauch'.</i>		
		Details siehe Ergebnis-Seite
2. Bedarfsanalyse Aus Basis Ihrer vorgenommenen Eingaben wird der größte Bedarf bei der Einführung eines dynamischen Stromtarifs gesehen im Arbeitspaket ... <i>'... technisch vorgelagerte Aufgaben'.</i>		
		Details siehe Ergebnis-Seite
3. HHK-Ersparnispotenzial Aus Basis Ihrer vorgenommenen Eingaben besteht für den gewählten Typfall ein Ersparnispotenzial von ... <i>... -316,35 EUR (-26,8 %).</i>		
		Details siehe Ergebnis-Seite
Weiteres Vorgehen und Kontakt Sie haben Fragen zum Tool oder wünschen sich Handlungsempfehlungen nach diesen ersten Analysen? Sie sind auf der Suche nach Kooperationspartnern oder möchten einzelne Dienstleistungen beauftragen? Dann nehmen Sie dafür Kontakt zu uns auf:		
Thorsten Meyer (NEW4.0-Teil-Projektleiter) +49 (0)40 521 04 - 10 52 tmeyer@stadtwerke-norderstedt.de	Prof. Dr. Andreas Kirst (Erstprüfer) +49 (0)2381 9291 - 151 andreas.kirst@srh.de	Rene Beele (Masterand / Entwickler) +49 (0)511 607 499 54 rene.beele@dynamische-stromtarife.de
Stadtwerke Norderstedt Heidbergstr. 101-111 22846 Norderstedt	SRH Hamm Hochschule für Logistik und Wirtschaft Platz der Deutschen Einheit 1 59065 Hamm	Rene Beele Speckkehre 49d 30627 Hannover

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende wissenschaftliche Arbeit mit dem Titel „Dynamische Stromtarife bei Haushaltskunden – Entwicklung eines Potenzial- und Bedarfsanalyse-Tools für Energieversorger in Zusammenarbeit mit den Stadtwerken Nordstedt“ von mir selbst verfasst, noch nicht anderweitig für Prüfungszwecke vorgelegt worden ist und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt worden sind.

Geistiges Eigentum Anderer ist in jedem Einzelfall eindeutig am Ort des Zitats bzw. der Entlehnung als solches kenntlich gemacht und ins Quellenverzeichnis eingetragen. Mir ist bekannt, dass die vorliegende wissenschaftliche Arbeit auf wissenschaftliche Korrektheit mit elektronischen Werkzeugen überprüft wird. Mir ist bekannt, dass Plagiate als Täuschungsversuche gewertet werden und entsprechende Konsequenzen eintreten; dies kann ggf. auch zur nachträglichen Aberkennung des akademischen Grades, den ich derzeit anstrebe, führen.

Hannover, 27.04.2020

Rene Seele
