

Michael Schreiber

**Design variabler Energie- und Leistungspreis-
komponenten von Stromtarifen als Anreiz
für ein systemdienliches Energiemanagement
flexibler Verbraucher in Haushalten**

Fraunhofer-Institut für
Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

Michael Schreiber

Design variabler Energie- und Leistungspreis-
komponenten von Stromtarifen als Anreiz
für ein systemdienliches Energiemanagement
flexibler Verbraucher in Haushalten

FRAUNHOFER VERLAG

Kontaktadresse:

Fraunhofer-Institut für
Windenergie und Energiesystemtechnik IWES
Königstor 59
34119 Kassel
Telefon +49 (0)561 7294-0
Telefax +49 (0)561 7294-100
E-Mail info@iwes.fraunhofer.de
URL www.iwes.fraunhofer.de

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.
ISBN (Print): 978-3-8396-1182-1

D 34

Zugl.: Kassel, Univ., Diss., 2016

Druck: Mediendienstleistungen des
Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB, Stuttgart

Für den Druck des Buches wurde chlor- und säurefreies Papier verwendet.

© by **FRAUNHOFER VERLAG**, 2017

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB
Postfach 80 04 69, 70504 Stuttgart
Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart
Telefon 07 11 9 70-25 00
Telefax 07 11 9 70-25 08
E-Mail verlag@fraunhofer.de
URL <http://verlag.fraunhofer.de>

Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürften. Soweit in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z.B. DIN, VDI) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden ist, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen.

**Design variabler Energie- und Leistungspreis-
komponenten von Stromtarifen als Anreiz
für ein systemdienliches Energiemanagement
flexibler Verbraucher in Haushalten**

Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

Vorgelegt im Fachbereich Elektrotechnik/Informatik
der Universität Kassel

von
Michael Schreiber

Erster Gutachter: Prof. Dr. rer. nat. Clemens Hoffmann
Zweiter Gutachter: Dr.-Ing. Reinhard Mackensen
Tag der Disputation: 25.11.2016

Vorwort

Die vorliegende Arbeit ist während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik in Kassel entstanden. Ihr Zustandekommen stellt das Ergebnis einer Kette glücklicher Umstände und wohlwollender Unterstützung meiner Mitmenschen dar.

Zu außerordentlichem Dank bin ich meinem Institutsleiter und akademischen Lehrer, Prof. Dr. Clemens Hoffmann, verpflichtet. Für die kritische, jedoch stets konstruktive Form des fachlichen Diskurses und die Gewährung von Arbeitsfreiräumen im Rahmen des Entstehungsprozesses danke ich ihm von ganzem Herzen. Mein Dank gilt ebenso Dr. Mackensen für seine wissenschaftliche Beratung und die Übernahme des Zweitgutachtens. Ich danke Roger Dargaville und Malte Meinshausen für die Möglichkeit eines Forschungsaufenthalts an der University of Melbourne, der meine Arbeit erheblich vorangetrieben hat.

Bei meinen Kollegen und Freunden am Fraunhofer IWES möchte ich mich für die kollegiale Zusammenarbeit und menschliche Unterstützung bedanken. Insbesondere danke ich Britta Zimmermann für die umfangreiche Durchsicht der Arbeit und zahlreiche Pausengespräche. Meinen Freunden und treuen Wegbegleitern Jan Kastell und Philipp Kastell sowie der nimmermüden ersten Handballmannschaft vom FC Bayern München danke ich neben der fachlichen Inspiration in einem besonderen Maße auch für die zwischenmenschliche Verbundenheit, die sie mir zuteilwerden ließen und mir dadurch eine Vielzahl von schönen Momenten bescherten.

Abschließend möchte ich im Besonderen meiner Mutter Renate Schreiber, meinem Vater Helmut Schreiber, meiner Schwester Sonja Köllinger sowie meinen Großeltern danken, die mich nicht nur während der Dissertationszeit, sondern Zeit meines Lebens unermüdlich und vorbehaltlos in unschätzbarem Maße unterstützt haben. Mein größter Dank gilt meiner Partnerin Eva Maria Wühst, die mich liebevoll und mit viel Verständnis durch die Höhen und Tiefen dieser Arbeit begleitet hat. Ihnen widme ich diese Arbeit in Liebe und Dankbarkeit.

Kurzfassung

Um den anthropogenen Klimawandel abzuschwächen, sind neben Effizienzsteigerungen in der Energieversorgung die Sektoren Wärme und Verkehr auf den Betrieb mit elektrischer Energie umzustellen sowie der erhöhte Bedarf dieser Energieform durch CO_2 -freie Quellen zu decken. Damit die nachgefragte Energiemenge elektrisch bereitgestellt werden kann, sind auf der Erzeugerseite Wind- und Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung zu installieren, die die Höhe der heutigen Verbrauchsspitzen deutlich übersteigt. In einem solchen System erhöhen Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge von Haushaltskunden auf der Verbraucherseite den Anteil der Energie, der auf der Niederspannungsebene entnommen wird. Wird diesen Kunden ein geeigneter Anreiz für eine systemdienliche Anpassung ihres Energieverbrauchsverhaltens geboten, so können deren Flexibilitätsoptionen auf das dezentrale und fluktuierende Dargebot reagieren und zu einem wichtigen Werkzeug bei der Integration der erneuerbaren Energien werden, ohne dabei die Stromnetze zu überlasten.

In dieser Arbeit werden die Auswirkungen verschiedener Designs von Stromtarifen untersucht und bewertet, durch die Haushaltskunden die Höhe ihres Energieverbrauchs an der Höhe der Marktpreise ausrichten sollen, ohne zu Zeiten besonders niedriger Marktpreise extreme und systemschädigende Netzentnahmespitzen zu verursachen. Dazu werden Stromtarife aus zeitvariablen Energiepreiskomponenten und leistungsabhängigen Preisbestandteilen kombiniert und durch Zielfunktionen in einer Einsatzoptimierung abgebildet. Das kostenminimierende Energiemanagement von Haushaltskunden wird unter diesen variablen Stromtarifen bestimmt, die Auswirkungen der Tarifdesigns auf das Energieverbrauchsverhalten und die damit verbundenen Kosten bewertet sowie die Ergebnisse mit denen einer zentralen Optimierung durch ein virtuelles Kraftwerk verglichen.

Das Design eines geeigneten Stromtarifs, welches die Beschaffungskosten des Energiebedarfs von Elektrofahrzeugen senkt und gleichzeitig die Netzentnahmespitzen deutlich gegenüber einer ausschließlichen Kostenminimierung nach Marktpreisen reduziert, kann entwickelt werden. Die Analysen einiger Stromtarifdesigns zeigen aber auch, dass diese ein systemunterstützendes Energiemanagement verwehren oder sogar zu einem systemschädigenden Verhalten von flexiblen Verbrauchern führen,

indem bereits existierende Verbrauchsspitzen weiter erhöht werden. Die Robustheit des Energiemanagements unter dem vorgeschlagenen Stromtarif wird bei veränderten Randbedingungen der Optimierung, wie beispielsweise einem variierten Anteil an flexiblen Kunden, unterschiedlichen Arten von Flexibilitätsoptionen sowie unter Marktpreisen verschiedener historischer und prognostizierter Jahre, untersucht. Dabei zeigt sich, dass der dezentrale Ansatz des variablen Stromtarifs ein ähnlich gutes Optimierungsergebnis hervorruft wie eine zentrale Optimierung durch ein virtuelles Kraftwerk, solange nicht sämtliche Kunden gleichzeitig über eine hohe Flexibilität verfügen und die maximale Netzentnahmeleistung nicht zu stark durch knappe Netzkapazitäten beschränkt werden muss.

Aufbauend auf den Ergebnissen wird vorgeschlagen, im realen System zunächst einen Stromtarif einzuführen, der neben fixen Tarifkomponenten aus einer variablen Energiepreiskomponente besteht, solange dieser Stromtarif nur von wenigen Kunden in Anspruch genommen wird. Steigt die Durchdringung der flexibel auf Marktpreise reagierenden Verbraucher, so sollte auf den in dieser Arbeit vorgeschlagenen Tarif, der neben einer variablen Energiepreiskomponente auch eine leistungsabhängige Preiskomponente beinhaltet, umgestellt werden. Dadurch wird den Verbrauchern ein Anreiz geschaffen, auf das regenerative Dargebot zu reagieren, ohne dabei systemschädigende Netzentnahmespitzen zu verursachen. Inwiefern dieser Stromtarif in einem hochflexiblen und stärker digitalisierten Energieversorgungssystem langfristig durch ein intelligenteres System abgelöst werden sollte, bleibt zu untersuchen.

Abstract

To mitigate anthropogenic climate change, both the heating and transport sectors will need to be electrically driven, with the higher electrical demand met by emission-free technologies, in addition to general efficiency improvements. On the generation side, wind and photovoltaic power plants must have a rated power significantly exceeding the current peak demand, in order to cover this increased electrical requirement. On the consumption side, heat pumps and private electric vehicles will increase the percentage of energy withdrawn at the low-voltage level of the new system. Given the right incentives, these customers will shift the energy demand in such a way as to benefit the system. This flexibility can be used as a tool to deal with variable renewable insertion while avoiding simultaneous overloading of the power grid.

This thesis analyses and evaluates the effects of different electricity tariff designs on energy consumption. These tariffs should incentivize households to adapt their energy consumption to market prices, without inducing critical peak demands in times of particularly low prices. Therefore, time-varying energy price components and power price components are combined into flexible electricity tariffs and implemented as target functions within an optimization problem. The cost-minimizing effect of household energy management is determined under these flexible tariffs, and the effects of the tariff designs on energy consumption and the induced costs are evaluated. Additionally, the results of the flexible tariff approach are compared with results from a centralized optimization by a virtual power plant.

It is possible to develop a design for a suitable flexible tariff that decreases the energy procurement costs of electric vehicles while simultaneously reducing peak demand in comparison to a single real-time pricing incentive. Furthermore, this thesis shows that certain kinds of electricity tariff design do not only fail to support but actually harm the overall system by further increasing the existing peak demands. The robustness of energy management under the proposed electricity tariff is evaluated in several additional analyses, such as varying shares of flexible customers, different kinds of flexibility options, and historical and forecasted market prices. These analyses show that the decentralized approach of flexible electricity tariffs induces a result almost as good as the centralized approach of a virtual power plant, given the assumption

that not all consumers have access to high amounts of flexibility simultaneously and the maximum power withdrawal is not overly limited by the available grid capacities. Building on these findings, it is initially proposed to introduce into a real system an electricity tariff that includes a flexible electricity component alongside a fixed tariff component. This tariff design would be appropriate while participation is limited to only a small number of flexible consumers. However, if the number of consumers reacting to flexible market prices were to increase, it would be necessary to introduce the tariff design developed in this thesis, which consists of a time-varying energy price component in addition to a power price component. This tariff design incentivises consumers to adapt their energy consumption to the variable renewable insertion without inducing critical peak demands. The question of whether this energy tariff would be sufficient for a highly flexible and more digitalized energy system, or would need to be replaced by an even more intelligent approach, remains open for future research.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	IX
Abbildungsverzeichnis	X
Tabellenverzeichnis	XII
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Zielsetzung	3
1.3 Abgrenzung des Themas	4
1.4 Aufbau der Arbeit	5
2 Grundlagen	6
2.1 Definitionen von Begriffen und Kennzahlen	6
2.2 Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im Verbundnetz	8
2.2.1 Erfassung und Bilanzierung der Netzentnahme	9
2.2.2 Zukünftige Energieverbrauchsmessung und Tarifierung	10
2.2.3 Beschaffung des Energiebedarfs	12
2.3 Flexibilitätsoptionen im Energieversorgungssystem	13
2.4 Stromtarifdesign	15
2.4.1 Kostenkomponenten und Design herkömmlicher Stromtarife	15
2.4.2 Anforderungen an variable Stromtarife	17
2.4.3 Klassifizierungen variabler Stromtarife	18
2.4.4 Forschungsarbeiten zu variablen Stromtarifen	20
2.5 Virtuelles Kraftwerk	23
2.6 Einsatzoptimierung	23
2.6.1 Aufstellung des Optimierungsproblems	25
2.6.2 Software zur Lösung des Optimierungsproblems	27
3 Methodik und Modellierung	29
3.1 Design und Parametrisierung variabler Stromtarife	30
3.1.1 Variable Leistungspreiskomponente	32
3.1.2 Festlegung der Leistungsgrenzen	37
3.1.3 Variable Energiepreiskomponente	38
3.1.4 Steuern- und Abgabenkomponente	39
3.1.5 Kombiniertes Stromtarif	40

3.1.6	EEG-Einspeisevergütung	40
3.2	Kostenfunktion des virtuellen Kraftwerks	41
3.3	Modellierung der Zielfunktionen	43
3.3.1	Leistungsbänder	43
3.3.2	Zielfunktionen der Stromtarifdesigns	44
3.3.3	Zielfunktion des virtuellen Kraftwerks	47
3.4	Modellierung der Flexibilitätsoptionen	48
3.4.1	Elektrofahrzeuge	48
3.4.2	Batteriespeicher	50
3.4.3	Weitere steuerbare Verbraucher	53
3.5	Szenariorahmen	53
3.5.1	Bezeichnung der Szenarien	53
3.5.2	Eingangsdaten der Simulation	58

4 Kundenverhalten bei dezentraler Optimierung unter variablen Stromtarifen 61

4.1	Herkömmlicher Stromtarif und Erweiterung um variablen Energiepreis bei konstantem Leistungspreis	62
4.1.1	Beschreibung der Auswirkungen der Stromtarife	63
4.1.2	Variation der Durchdringung von Elektrofahrzeugen	65
4.1.3	Zusammenfassung der Ergebnisse	66
4.2	Qualitative Bewertung variabler Leistungspreiskomponenten	66
4.2.1	Variable Leistungspreise bei konstantem Energiepreis	67
4.2.2	Variable Leistungspreise bei variablem Energiepreis	69
4.3	Quantitative Bewertung variabler Stromtarife	72
4.3.1	Variabler Stromtarif ohne erhöhte Leistungsgrenze in Schwachlastzeiten	73
4.3.2	Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten	76
4.3.3	Zahlungsströme zwischen Stakeholdern und Energiebeschaffungskosten	79
4.3.4	Zusammenfassung der Ergebnisse	82
4.4	Robustheit des variablen Stromtarifs	82
4.4.1	Variation der Parametrisierung des Tarifdesigns	83
4.4.2	PV-Eigenerzeugung mit und ohne Batteriespeicher	87
4.4.3	Erhöhte minimale Ladeleistung und dynamische Festlegung der Leistungsgrenzen	93
4.4.4	Veränderte Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge und Flexibilität der Haushaltskunden	96
4.4.5	Zusammenfassung der Ergebnisse	100

5 Alternatives Kundenverhalten bei zentraler Optimierung durch ein virtuelles Kraftwerk und Vergleich zu variablem Stromtarif	102
5.1 Kundenverhalten bei zentraler Optimierung durch virtuelles Kraftwerk	102
5.1.1 Haushalte mit und ohne Elektrofahrzeugen	102
5.1.2 Haushalte mit Elektrofahrzeugen in Kombination mit Standardlastprofil-Kunden	105
5.1.3 Haushalte mit Elektrofahrzeugen, PV-Eigenerzeugung und Batteriespeichern	106
5.1.4 Erhöhte minimale Ladeleistung	108
5.1.5 Veränderte Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge und Flexibilität der Haushaltskunden	109
5.1.6 Variation der Parametrisierung der Zielfunktion	110
5.2 Vergleich der Optimierungsansätze	111
5.3 Zusammenfassung der Ergebnisse	115
6 Schlussfolgerungen	117
6.1 Zusammenfassung der Ergebnisse	117
6.2 Diskussion und Ausblick	122
Literaturverzeichnis	126
A Anhang	136
A.1 Spotmarktoptimierung unter einschränkenden Nebenbedingungen . .	136
A.2 Energiemanagement unter PC_2	137
A.3 Leistungsgrenzen der Haushalte und Dimensionierung der PV-Anlagen	138

Abkürzungsverzeichnis

C^{besch}	Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt
\bar{C}^{besch}	Durchschnittlichen Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt
\bar{C}^{strom}	Mengewichtete Stromkosten
\bar{P}^{max}	Maximalwert der kumulierten Netzentnahmeleistung aller Haushalte geteilt durch die Anzahl der Haushalte. Alternative Formulierung: Maximale Netzentnahmeleistung pro Haushalt
EC	<i>Energy Component</i> , engl. für Energiepreiskomponente
EKFZ	Elektrofahrzeug
IBR	<i>Inclining Block Rates</i>
JDL	Jahresdauerlinie
LTC	<i>Levy And Tax Component</i> , engl. für Steuern und Abgabenkomponente
OTC	<i>Over-The-Counter</i>
PC	<i>Power Component</i> , engl. für Leistungspreiskomponente
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende Leistungsmessung
RTP	<i>Real Time Pricing</i>
SLP	Standardlastprofil
VK	Virtuelles Kraftwerk

Abbildungsverzeichnis

2.1	Schematische Darstellung der rollierenden Einsatzplanung	26
3.1	Schematischer Aufbau zum Ablauf der Einsatzoptimierung und Nachbearbeitung der Ergebnisse	29
3.2	Design der flexiblen Leistungspreiskomponenten: Darstellung der Gesamtkosten und Durchschnittskosten	33
3.3	Schematische Darstellung des Stromtarifdesigns T_{flex}	41
3.4	Wirkungsgrad- und Leistungskennlinie bei Ein- und Ausspeicherung der Batteriespeichersysteme	52
3.5	Übersicht der in Kapitel 4.1 bis 4.3 untersuchten Stromtarife, Haushaltsausstattungen und Nebenbedingungen der Optimierung	54
3.6	Übersicht der in Kapitel 4.4 untersuchten Stromtarife, Haushaltsausstattungen und Nebenbedingungen der Optimierung	55
3.7	Wahrscheinlichkeitsverteilung des Energieverbrauchs der unsteuerbaren Verbraucher und der Elektrofahrzeuge	60
4.1	Mittlere und skalierte Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung sowie mengengewichtete Stromkosten der Szenarien des Kapitels 4.1	63
4.2	Absolute und skalierte maximale Netzentnahmeleistung in Abhängigkeit der Ladestrategie und Durchdringung der Elektrofahrzeuge	65
4.3	Kostenminimierendes Energiemanagement für variable Leistungspreisdesigns bei konstantem Energiepreis für ein synthetisches Lastprofil	67
4.4	Kostenminimierendes Energiemanagement für variable Leistungspreisdesigns bei variablem Energiepreis für ein synthetisches Lastprofil	70
4.5	Mittlere und skalierte Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung sowie mengengewichtete Stromkosten der Szenarien des Kapitels 4.3.1	74
4.6	Mittlere Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung sowie mengengewichtete Stromkosten der Szenarien des Kapitels 4.3.2	77
4.7	Mittlere Jahresdauerlinie der Netzentnahmeleistung in Kombination mit 0, 11, 33, und 66 Standardlastprofil-Kunden	78
4.8	Kumulierte Zahlungsflüsse der Haushalte zwischen den Stakeholdern der Szenarien des Kapitels 4.3.3	79
4.9	Mittlere Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung sowie mengengewichtete Stromkosten der Szenarien des Kapitels 4.4.1.1	84

4.10	Kumulierte Zahlungsflüsse der Haushalte zwischen den Stakeholdern der Szenarien des Kapitels 4.4.1.1	85
4.11	Mittlere Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung sowie mengengewichtete Stromkosten der Szenarien des Kapitels 4.4.1.2	87
4.12	Kumulierte Zahlungsflüsse der Haushalte zwischen den Stakeholdern der Szenarien des Kapitels 4.4.1.2	88
4.13	Mittlere und skalierte Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung sowie mengengewichtete Stromkosten der Szenarien des Kapitels 4.4.2	89
4.14	Mittlere Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung in Kombination mit 0, 11, 33, und 66 Standardlastprofil-Kunden	91
4.15	Kumulierte Zahlungsflüsse der Haushalte zwischen den Stakeholdern der Szenarien des Kapitels 4.4.2	92
4.16	Mittlere Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung sowie mengengewichtete Stromkosten der Szenarien des Kapitels 4.4.3	93
4.17	Kostenminimierende Höhe der Leistungsgrenzen in Abhängigkeit des Haushalts	94
4.18	Mittlere Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung sowie mengengewichtete Stromkosten bei kostenminimierender Höhe der Leistungsgrenzen	95
4.19	Median und Quantile der mittleren Jahresdauerlinien von 25 Optimierungsdurchläufen bei variiertem Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge	98
4.20	Stromkosten in Abhängigkeit des Haushalts bei 25 Optimierungsdurchläufen unter variiertem Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge	99
5.1	Mittlere und skalierte Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung der Szenarien des Kapitels 5.1.1	103
5.2	Mittlere Jahresdauerlinie der Netzentnahmeleistung der Szenarien des Kapitels 5.1.2	106
5.3	Mittlere und skalierte Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung der Szenarien des Kapitels 5.1.3	107
5.4	Median und Quantile der mittleren Jahresdauerlinien von 25 Optimierungsdurchläufen bei variiertem Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge	109
A.1	Mittlere und skalierte Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung sowie mengengewichtete Stromkosten der Szenarien des Kapitels A.1 .	136
A.2	Mittlere und skalierte Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung der Szenarien des Kapitels A.2	137

Tabellenverzeichnis

2.1	Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Preisobergrenzen	11
2.2	Preisobergrenzen einer optionalen Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen	11
2.3	Jahresenergieverbrauch und Verschiebeleistung von Flexibilitätsoptionen	15
2.4	Durchschnittliche mengengewichtete Stromkosten für Haushaltskunden	16
3.1	Parametrisierung der Tarifkomponenten bei fixer und variabler Abrechnung	31
3.2	Kostenfunktionen der Leistungspreiskomponenten und Parametrisierung der Kostenfunktionen	35
4.1	Maximale Netzentnahmeleistung, maximale Netzentnahmeleistung im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung und mengengewichtete Durchschnittskosten der Szenarien des Kapitels 4.1	62
4.2	Beschaffungskosten und durchschnittliche Beschaffungskosten der Szenarien des Kapitels 4.1	65
4.3	Maximale Netzentnahmeleistung, maximale Netzentnahmeleistung im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung und mengengewichtete Durchschnittskosten der Szenarien des Kapitels 4.3.1	73
4.4	Maximale Netzentnahmeleistung, maximale Netzentnahmeleistung im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung und mengengewichtete Durchschnittskosten der Szenarien des Kapitels 4.3.2	77
4.5	Maximale Netzentnahmeleistung in Kombination mit 0, 11, 33, und 66 Standardlastprofil-Kunden	78
4.6	Energiebeschaffungskosten und durchschnittliche Energiebeschaffungskosten der Szenarien des Kapitels 4.3.3	81
4.7	Maximale Netzentnahmeleistung, maximale Netzentnahmeleistung im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung und mengengewichtete Durchschnittskosten der Szenarien des Kapitels 4.4.1.2	85
4.8	Maximale Netzentnahmeleistung, maximale Netzentnahmeleistung im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung und mengengewichtete Durchschnittskosten der Szenarien des Kapitels 4.4.2	90
4.9	Beschaffungskosten und durchschnittliche Beschaffungskosten der Szenarien des Kapitels 4.4.2	92

4.10	Maximale Netzentnahmeleistung, mittlere Stromkosten und Energiebeschaffungskosten der Szenarien des Kapitels 4.4.3	96
4.11	Quantile der Netzentnahmeleistung aus 25 Optimierungsdurchläufen .	98
4.12	Gesamtkosten der Haushaltskunden und Energiebeschaffungskosten sowie Standardabweichung der Optimierungsdurchläufe	100
5.1	Maximale Netzentnahmeleistung und maximale Netzentnahmeleistung im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung der Szenarien des Kapitels 5.1.1	104
5.2	Energiebeschaffungskosten und durchschnittliche Energiebeschaffungskosten der Szenarien des Kapitels 5.1.1	104
5.3	Maximale Netzentnahmeleistung und Energiebeschaffungskosten der Szenarien des Kapitels 5.1.2	105
5.4	Maximale Netzentnahmeleistung und maximale Netzentnahmeleistung im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung der Szenarien des Kapitels 5.1.3	107
5.5	Energiebeschaffungskosten und durchschnittliche Energiebeschaffungskosten der Szenarien des Kapitels 5.1.1	108
5.6	Maximale Netzentnahmeleistung und Energiebeschaffungskosten der Szenarien des Kapitels 5.1.4	108
5.7	Energiebeschaffungskosten und Quantile der maximalen Netzentnahmeleistung der Szenarien des Kapitels 5.1.5	110
5.8	Maximale Netzentnahmeleistung und Energiebeschaffungskosten der Szenarien des Kapitels 5.1.6	111
5.9	Maximale Netzentnahmeleistung und Energiebeschaffungskosten sowie Vergleich der Optimierungsansätze der Szenariogruppe I und II	112
5.10	Maximale Netzentnahmeleistung und Energiebeschaffungskosten sowie Vergleich der Optimierungsansätze der Szenariogruppe III	113
5.11	Maximale Netzentnahmeleistung und Energiebeschaffungskosten sowie Vergleich der Optimierungsansätze der Szenariogruppe IV	113
5.12	Maximale Netzentnahmeleistung und Energiebeschaffungskosten sowie Vergleich der Optimierungsansätze der Szenariogruppe V	114
5.13	Maximale Netzentnahmeleistung und Energiebeschaffungskosten sowie Vergleich der Optimierungsansätze der Szenariogruppe VI und VII . .	115
A.1	Energieverbrauch und Leistungsgrenzen der Haushalte	138
A.2	Installierte Leistung, Ausrichtung und Jahresenergieerzeugung der PV-Anlagen	139

1 Einleitung

1.1 Motivation

Nahezu zwei Drittel der globalen CO_2 -Emissionen wurden im Jahr 2013 durch die energieintensiven Bereiche der Strom- und Wärmeversorgung sowie den Verkehrssektor verursacht (International Energy Agency, 2015). Um den anthropogenen Klimawandel abzuschwächen und dennoch die Energienachfrage in diesen Bereichen zu befriedigen, sind neben der allgemeinen Notwendigkeit einer Effizienzsteigerung zwei maßgebliche Änderungen zu erwirken. Einerseits sind die Sektoren Wärme und Verkehr zu elektrifizieren, also auf den Betrieb mit elektrischer Energie umzustellen, da andernfalls eine emissionsfreie Versorgung nur schwer zu realisieren wäre. Andererseits ist der durch diese Maßnahme erhöhte Bedarf an elektrischer Energie durch CO_2 -freie Quellen zu decken (Kriegler et al., 2014). Soll in Deutschland die Treibhausgasemission zu minimalen Gesamtkosten bis 2050 gegenüber 1990 um 80 % gesenkt werden, so führt die Elektrifizierung der Energieversorgung zu einem Anstieg des Stromverbrauchs von rund 47 % im Vergleich zu 2014 (Fraunhofer IWES et al., 2015). Um diesen Energiebedarf überwiegend durch erneuerbare Energiequellen zu decken, ist in Deutschland ein hoher Anteil der Energie aus fluktuierenden Wind- und Photovoltaik (PV)-Anlagen zu gewinnen, da das Land über beschränkte Erzeugungspotentiale aus Bioenergie, Wasserkraft und Geothermie verfügt (Umweltbundesamt (Hrsg.), 2014; Fraunhofer IWES et al., 2015).

Die Elektrifizierung der Energieversorgung und die Deckung des Energiebedarfs durch Anlagen, deren Momentanleistung meteorologischen Bedingungen unterliegt, ändern den Aufbau des Energieversorgungssystems grundlegend. Auf der Erzeugerseite wird die Nennleistung der Wind- und Photovoltaikanlagen die heutigen Verbrauchsspitzen deutlich übersteigen, um die notwendige Energiemenge bereitstellen zu können (Umweltbundesamt (Hrsg.), 2014). Zudem werden diese Anlagen vermehrt an die Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen (Klose et al., 2010). Auf der Verbraucherseite erhöhen Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge (EKFZ) den Anteil der Energie, der auf der Niederspannungsebene entnommen wird (Luthra et al., 2014). Wird deren Energieverbrauchsverhalten nicht gesteuert, kann dies zu einem starken

Anstieg der Netzentnahmespitzen führen, was wiederum hohe Investitionskosten in die Netzinfrastruktur erfordert (Fernandez et al., 2011; van Pruissen et al., 2015). Wird den Kunden jedoch ein geeigneter Anreiz für die zeitliche Verschiebung ihrer Netzentnahme geboten, können diese auf das dezentrale und fluktuierende Dargebot reagieren und den Bedarf anderer Ausgleichsoptionen reduzieren (O’Connell et al., 2014).

Das gegenwärtige Design von Stromtarifen bei Privatkunden bietet keinen Anreiz für ein systemdienliches Energiemanagement (Kirschen, 2003; Dupont et al., 2014). Dieser Kundengruppe wird üblicherweise ein Tarif angeboten, der sich aus einem verbrauchsunabhängigen Grundpreis und einem Arbeitspreis pro bezogener kWh zusammensetzt. Diese Tarifbestandteile bilden neben den Gewinnmargen der beteiligten Akteure und der Erhebung von Steuern und Abgaben die durchschnittlichen, durch den Verbraucher verursachten, Kosten ab. Die tatsächlichen, in Abhängigkeit des Zeitpunkts des Energiebezugs verursachten Kosten, wie beispielsweise die der Energiebeschaffung an Strommärkten, werden nicht an den Verbraucher weitergegeben (Kirschen, 2003). Die Abrechnung der Kunden anhand durchschnittlicher Systemkosten erwies sich in der Vergangenheit als zweckmäßig, da die Kosteneinsparungen bei der Messtechnik den Nutzen von Lastmanagement in Haushalten überstiegen.

Technische Neuerungen und Kostendegressionen bei der Messtechnik und der Kommunikationsanbindung verändern die Wirtschaftlichkeit der Verbraucherflexibilität von Privathaushalten. So werden intelligente Messsysteme in etlichen Regionen bereits großflächig installiert (O’Connell et al., 2014). In Deutschland sollen Haushalte mit einem Energieverbrauch von über 10.000 kWh ab 2017 und über 6.000 kWh ab 2020 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden (BR Drs. 543/15). Diese Messsysteme bilden die technische Voraussetzung für das Angebot und die Abrechnung variabler Stromtarife. Darüber hinaus wird die Wirtschaftlichkeit des Lastmanagements bei Haushaltskunden durch die Elektrifizierung der Energieversorgung erhöht. Denn wenngleich eine Kundenreaktion auf variable Stromtarife auch durch eine manuelle Anpassung des Energieverbrauchsverhaltens herbeigeführt werden könnte, erhöhen elektrische Anwendungen mit einer automatischen Verbrauchssteuerung die Stärke der Reaktion auf variable Strompreise und deren Vorhersehbarkeit deutlich (Herter et al., 2007; Khomami/Javidi, 2013).

Eine der größten verbleibenden Hürden für einen Einsatz von Flexibilitätsoptionen im beidseitigen Interesse von Haushaltskunden und des Energieversorgungssystems besteht in der Entwicklung von geeigneten Steuerungsmechanismen und Marktrahmenbedingungen (O’Connell et al., 2014). Als Beitrag zu diesem Forschungsgebiet

werden in der Dissertationsschrift die Auswirkungen verschiedener Ausgestaltungen von variablen Stromtarifdesigns untersucht und bewertet sowie einer zentralen Optimierung durch ein virtuelles Kraftwerk (VK) gegenübergestellt.

1.2 Zielsetzung

Um mit flexiblen Verbrauchern und Speichern auf das fluktuierende Dargebot regenerativer Erzeuger zu reagieren, werden im Rahmen der Dissertation Methoden entwickelt, die Haushaltskunden zu einem marktpreisorientierten Verbrauchsverhalten anreizen und dabei Netzrestriktionen berücksichtigen. Der Fokus der Methoden zur Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens liegt auf dem Ansatz einer dezentralen Optimierung unter variablen Stromtarifen. Dabei soll ein geeigneter Kompromiss zwischen der verursachergerechten Allokation von Kosten und der Einfachheit des Stromtarifdesigns gefunden werden, damit einerseits ein bestmöglicher Nutzen für das Energieversorgungssystem erreicht und andererseits die Umsetzung im realen Betrieb ermöglicht wird. Die Optimierungsergebnisse der dezentralen Optimierung unter den variablen Stromtarifen werden darüber hinaus dem Ergebnis einer zentralen Optimierung durch ein VK als Benchmark gegenübergestellt, um die Qualität des dezentralen Ansatzes zu bewerten.

Die Beantwortung der folgenden Leitfragen dient der Erreichung dieser Zielsetzung:

- Welche technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen müssen gegeben sein, um variable Stromtarife anbieten und nutzen zu können?
- Welche Tarifkomponenten eignen sich für den Anreiz eines marktpreisorientierten Verbrauchsverhaltens? Durch welche Tarifkomponenten kann der gewünschte Anstieg der Verbraucherleistung zu Zeiten niedriger Marktpreise auf ein angemessenes Niveau begrenzt werden?
- Wie können Stromtarife in einer Einsatzoptimierung abgebildet werden?
- Wie sind die Tarifkomponenten zu einem geeigneten Stromtarifdesign zu kombinieren? Welche Kombinationen von Tarifkomponenten können zu einem Energiemanagement führen, das dem Gesamtsystem schadet?
- Wie robust verhält sich das Energieverbrauchsverhalten unter dem variablen Stromtarif bei veränderten Randbedingungen? Kann die Parametrisierung des Tarifs auf veränderte Kostenstrukturen angepasst werden, ohne die Funktionalität des Tarifdesigns grundlegend zu verändern?

- Müssen technische Anforderungen an flexible Verbraucher und Speicher gestellt werden, damit der Ansatz der variablen Stromtarife wirkungsvoll eingesetzt werden kann?
- Wie hoch ist die Qualität des Optimierungsergebnisses unter dem dezentralen Ansatz eines variablen Stromtarifs im Vergleich zu einer zentralen Optimierung durch ein VK mit vollständiger Information?

1.3 Abgrenzung des Themas

Die nachfolgende Aufzählung stellt eine Abgrenzung von eng verknüpften Forschungsthemen bzw. eine Auflistung getroffener Einschränkungen bei der Methodik zur Beantwortung der Leitfragen dar:

- EKFZ dienen als Anwendungsbeispiel von flexiblen Verbrauchern zur Untersuchung der Auswirkungen variabler Stromtarife. Weder die technologischen Randbedingungen der EKFZ, noch das Mobilitätsverhalten der Kunden soll dabei möglichst exakt modelliert werden.
- Die Haushaltskunden sind Preisnehmer, beeinflussen den Marktpreis durch ihr Energiemanagement also nicht.
- Die variable Abrechnung von Energie und Leistung beschränkt sich auf die Netzentnahme. An den gegenwärtigen Regelungen zur Vergütung der durch PV-Anlagen erzeugten und rückgespeisten Energie wird festgehalten¹.
- Prognoseunsicherheiten werden bei der Optimierung nicht berücksichtigt. Im realen Betrieb können Unsicherheiten in der Höhe des Verbrauchs und der Erzeugung zu erhöhten Stromkosten führen. In der Arbeit soll ein allgemeingültiges Tarifdesign entwickelt werden, das auf Kostenveränderungen angepasst werden kann, ohne dadurch die Funktionalität des Tarifdesigns zu gefährden.
- Das Ergebnis der dezentralen Optimierung unter variablen Stromtarifen wird mit dem Ergebnis einer zentralen Optimierung durch ein VK verglichen. Der Vergleich dient als Benchmark dafür, ob und wie stark das Ergebnis durch den dezentralen Ansatz verschlechtert wird. Die Entwicklung eines Geschäftsmodells des VK, welches beispielsweise die Höhe der Vergütung für die Bereitstellung von Flexibilität festlegt, ist nicht Gegenstand der Untersuchungen.

¹Vergütung gemäß §37 Abs.1 EEG durch einen konstanten Betrag pro *kWh*.

1.4 Aufbau der Arbeit

In Kapitel 2 werden die zentralen Begriffe und Kennzahlen der Arbeit definiert. Darüber hinaus wird das Vorgehen zum Ausgleich der Erzeuger- und Verbraucherleistung im Verbundnetz beschrieben, wobei ein Schwerpunkt auf die heutige und zukünftige Messung der Netzentnahme von Haushaltskunden gelegt wird. Flexibilitätsoptionen, durch die ein Ausgleich beider Größen herbeigeführt werden kann, werden zusammengestellt. Zudem liefert das Kapitel 2 eine Übersicht über die Zusammensetzung der Stromtarife von Haushaltskunden, die Anforderungen und Klassifizierungen von variablen Stromtarifen sowie die Ergebnisse anderer Arbeiten in diesem Bereich. Als Alternative des tarifären Ansatzes wird der Ansatz eines VK vorgestellt. Abgeschlossen wird das Kapitel 2 durch eine Beschreibung des Konzepts der Einsatzoptimierung zur Bestimmung eines kostenminimierenden Energiemanagements.

Der prinzipielle Ablauf der Einsatzoptimierung und das Vorgehen bei der Nachbearbeitung der Ergebnisse wird in Kapitel 3 vorgestellt. Die variablen Stromtarife werden aus verschiedenen Tarifkomponenten konstruiert, deren Design und Kostenfunktionen beschrieben werden. Es wird ausgeführt, wie sich die Tarife durch Zielfunktionen eines Optimierungsproblems abbilden lassen. Sowohl die Eingangsgrößen der Einsatzoptimierung als auch die Modellierung der Flexibilitätsoptionen, die den Haushalten eine Minimierung ihrer Stromkosten ermöglichen, werden erläutert. Des Weiteren werden die in der Arbeit untersuchten Szenarien zusammengestellt.

In Kapitel 4 wird das kostenminimierende Energiemanagement von Haushaltskunden unter fixen und variablen Stromtarifen untersucht. Zunächst werden verschiedene Leistungspreisdesigns in Verbindung mit konstanten und variablen Energiepreisen qualitativ bewertet und eine Vorauswahl für geeignete Stromtarifdesigns getroffen. Sodann wird eine detaillierte quantitative Bewertung für einen variablen Stromtarif sowie eine Abwandlung des Tarifdesigns für ein größeres System von Kunden über einen längeren Untersuchungszeitraum durchgeführt. Die Robustheit des Tarifdesigns unter veränderten Randbedingungen wird bei steigender Komplexität der untersuchten Szenarien geprüft. Für die in Kapitel 4 untersuchten Szenarien wird das kostenminimierende Energiemanagement bei einer zentralen Optimierung durch ein VK in Kapitel 5 bestimmt. Die Ergebnisse beide Optimierungsansätze werden im Anschluss vergleichend gegenübergestellt.

Die Arbeit schließt mit Kapitel 6, in dem die zentralen Erkenntnisse zusammengefasst und diskutiert werden. Ferner werden Empfehlungen für die Anwendung im realen System ausgesprochen und es wird ein Ausblick für zukünftige Entwicklungen gegeben.

2 Grundlagen

In dem nachfolgenden Kapitel werden zunächst die wichtigsten Begriffe und Kennzahlen der Arbeit definiert (Kapitel 2.1). Damit ein sicherer Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems gewährleistet werden kann, ist die Höhe der Netzentnahme und der Netzeinspeisung im Verbundnetz stets auszugleichen. Das Vorgehen zur Erfüllung dieser Bedingung wird in Kapitel 2.2 beschrieben, wobei ein Schwerpunkt auf die heutige und zukünftige Messung der Netzentnahme von Haushaltskunden gelegt wird. Durch welche Flexibilitätsoptionen der Ausgleich zwischen den beiden Größen herbeigeführt werden kann, wird in Kapitel 2.3 beschrieben. Darüber hinaus wird in diesem Abschnitt die Relevanz von Lastmanagementoptionen herausgearbeitet. Die Zusammensetzung der Stromtarife von Haushaltskunden, die Anforderungen und Klassifizierungen von variablen Stromtarifen sowie die Ergebnisse anderer Forschungsarbeiten im Bereich der variablen Stromtarife werden in Kapitel 2.4 zusammengestellt. Das Kapitel 2.5 befasst sich mit der Funktionsweise von virtuellen Kraftwerken als zentrale Alternative zu der dezentralen Optimierung durch variable Stromtarife. Das Konzept einer Einsatzoptimierung zur Bestimmung des kostenminimierenden Energiemanagements wird in Kapitel 2.6 beschrieben.

2.1 Definitionen von Begriffen und Kennzahlen

Die Robustheit des kostenminimierenden Energiemanagements wird für verschiedene variable Stromtarife getestet.

Unter einem **robusten Stromtarifdesign** wird dabei ein Tarifdesign verstanden, bei dem das kostenminimierende Energiemanagement „unempfindlich gegenüber Schwankungen der Eingangsvariablen ist“ (Rhein, 2014).

Die Unempfindlichkeit wird daran bemessen, wie sich charakteristische Kennzahlen des Verbrauchsverhaltens der Haushaltskunden bei modifizierten Randbedingungen der Optimierung verändern. Die Kennzahlen werden im Folgenden definiert und erläutert.

Die **Nettolast** eines Haushalts sei definiert als die Summe der mittleren Wirkleistung der Verbraucher abzüglich der mittleren Wirkleistung der Erzeuger am Netzanschlusspunkt des Haushalts.

Die Mittelwerte der Wirkleistungen werden aufgrund der zeitlichen Auflösung der gemessenen und simulierten Zeitreihen für viertelstündige Zeitintervalle berechnet. Im Gegensatz zur Residuallast, die üblicherweise als Differenz der Verbraucherleistung und der Erzeugerleistung aus erneuerbaren Quellen definiert wird (Pruckner/German, 2013), wird bei der Nettolast beispielsweise auch die Rückspeisung durch Batteriespeicher als Erzeugerleistung gewertet.

Die **Netzentnahmeleistung** eines Haushalts sei definiert als der positive Anteil der Nettolast.

Negative Nettolasten, also Erzeugungsüberschüsse, treten lediglich in Szenarien mit einer Eigenerzeugung von elektrischer Energie durch PV-Anlagen auf. Grund dafür ist, dass die EKFZ als flexible Lasten und ohne die Möglichkeit zur Rückspeisung von Energie betrieben werden und die Batteriespeicher unter den Annahmen dieser Arbeit keine Energie über das Hausnetz hinaus in das allgemeine Versorgungsnetz speisen dürfen. Bei Szenarien ohne PV-Anlagen können die Begriffe der Nettolast und der Netzentnahmeleistung somit synonym verwendet werden.

Die **mittlere Jahresdauerlinie (JDL) der Nettolast** sei definiert als die absteigend sortierte, kumulierte Nettolast aller Haushalte über den Zeitraum von einem Jahr geteilt durch die Anzahl der Haushalte.

Entsprechend der vorherigen Definition wird die mittlere JDL der Nettolast in Szenarien ohne PV-Erzeugung auch als „mittlere JDL der Netzentnahmeleistung“ oder kurz „JDL der Netzentnahmeleistung“ bezeichnet.

Die **maximale Netzentnahmeleistung pro Haushalt ($\varnothing P^{max}$)** sei definiert als der Maximalwert der mittleren JDL der Nettolast.

Neben den Kosten für den Netzanschluss und die durch die Netzverluste verursachten Kosten wird insbesondere $\varnothing P^{max}$ als Treiber der Dimensionierung des Netzes und damit als Hauptkostentreiber gesehen (Ruester et al., 2014).

Werden zwei Szenarien miteinander verglichen, deren Jahresenergieverbräuche sich beispielsweise durch zusätzliche EKFZ unterscheiden, so könnten die Kosten für die Netzinfrastruktur pro umgesetzter kWh sinken, auch wenn sich $\varnothing P^{max}$ erhöht. Um solche Szenarien zu vergleichen, wird deshalb die JDL der Nettolast mit der mittleren

Netzentnahmeleistung des jeweiligen Szenarios (P^{mean}) skaliert sowie das Verhältnis von P^{max} und P^{mean} bestimmt.

Die **mengengewichteten Stromkosten** ($\varnothing C^{strom}$) ergeben sich aus den jährlichen Stromkosten aller Haushalte, geteilt durch deren gemeinsamen Jahresenergieverbrauch.

Der Zusatz „mengengewichtet“ soll betonen, dass Haushalte mit einem hohen Energieverbrauch die Kennzahl stärker beeinflussen als diejenigen mit einem geringen. Die Höhe von $\varnothing C^{strom}$ unterscheidet sich demnach im Allgemeinen von dem Mittelwert der durchschnittlichen Kosten pro Haushalt.

Die **Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt** werden durch C^{besch} abgekürzt, die **durchschnittlichen Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt** durch $\varnothing C^{besch}$.

2.2 Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im Verbundnetz

Um einen sicheren Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems zu gewährleisten, müssen sich innerhalb des Verbundnetzes die Höhe der Netzentnahmeleistung und die der Netzeinspeisung stets entsprechen. Die physikalische Bedingung eines Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch unterliegt in Deutschland der Verantwortung der vier Übertragungsnetzbetreiber, denen jeweils eine Regelzone zugeordnet ist. Die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG dazu „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“. Innerhalb jeder Regelzone sind dazu ein oder mehrere Bilanzkreise zu bilden (§ 4 Abs. 1 S. 1 StromNZV), deren Bilanzkreisverantwortliche in jedem Viertelstundenintervall für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Netzeinspeisung und Netzentnahme die Verantwortung tragen (§ 4 Abs. 2 StromNZV). Über die Regelzonen saldierte Ungleichgewichte der beiden Größen, die durch Prognosefehler der Erzeugung oder des Verbrauchs, aber auch durch Fluktuationen der Leistung innerhalb der Viertelstundenintervalle entstehen, werden von den Übertragungsnetzbetreibern kurzfristig durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen (Jost et al., 2014).

2.2.1 Erfassung und Bilanzierung der Netzentnahme

Den Bilanzkreisverantwortlichen werden die erforderlichen Daten zur Verminderung von Bilanzkreisabweichungen durch die Betreiber der Elektrizitätsversorgungsnetze zur Verfügung gestellt (§ 4 Abs. 4 StromNZV). Die Güte der Daten wird von der Kundengruppe beziehungsweise der Art der Verbrauchsmessung beim Kunden beeinflusst.

Die Art der Messung der Netzentnahme wird in § 10 MessZV davon abhängig gemacht, ob der Kunde Letztverbraucher im Sinne von § 12 StromNZV ist. Unter § 12 StromNZV fallen jene Letztverbraucher, deren Jahresenergieverbrauch nicht mehr als 100.000 *kWh* beträgt¹. Übersteigt der Verbrauch diese Grenze, so erfolgt die Messung des Verbrauchsprofils durch eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung (RLM) (§ 10 Abs. 2 MessZV). In der Fassung vom 10.05.2012 der StromNZV wurden bei Kunden, deren Verbrauch unterhalb der Grenze liegt, gemäß § 10 Abs. 1 MessZV lediglich das zeitliche Integral der Wirkleistung gemessen und der Zählerstand jährlich manuell abgelesen und übermittelt. Neben der Zählerstandsgangmessung gewährt § 10 Abs. 1 MessZV zwar auch die Registrierung der Lastgänge oder die Bestimmung der maximalen Leistungsaufnahme, verpflichtend ist dies jedoch nicht. Zudem ermöglicht § 10 Abs. 3 MessZV im Einvernehmen mit dem Lieferanten eine registrierende Leistungsmessung. In der Praxis wird allerdings ausschließlich die entnommene elektrische Arbeit erfasst (Fraunhofer IWES, 2013). Der Energiebedarf dieser Kunden wird auf Grundlage von Standardlastprofilen (SLP) bilanziert, also unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch des individuellen Kunden, wodurch eine zeitliche Verschiebung des Verbrauchsverhaltens keine Kostenersparnis bei dem Bilanzkreisverantwortlichen bewirkt.

Mit der Hinzunahme von § 12 Abs. 4 StromNZV wurde am 22.08.2013 neben der registrierenden Leistungsmessung und der Bilanzierung nach Standardlastprofilen die Möglichkeit zur Bilanzierung auf Basis von Zählerstandsgängen geschaffen. In (BR Drs. 543/15) wird ein Zählerstandsgang als „eine Reihe viertelstündig ermittelter Zählerstände von elektrischer Arbeit“ definiert. Im Vergleich zur RLM fallen die Kosten der Zählerstandsgangmessung geringer aus, da anstelle einer täglichen Datenübermittlung beispielsweise eine monatliche Übermittlung ausreichend sei und eine kundenscharfe Zuordnung der Daten nicht vorgenommen werden müsse (Bundesnetzagentur, 2010). Die Zählerstandsgangmessung ermöglicht eine individuelle Bilanzierung der zuvor gemäß SLP bilanzierten Kunden und schafft damit prinzipiell

¹Die in dieser Arbeit untersuchten Haushalte weisen einen durchschnittlichen Jahresenergieverbrauch von 3.393 *kWh* ohne EKFZ und 6.557 *kWh* mit simulierten EKFZ auf (siehe Tabelle A.1).

ein Geschäftsmodell für die Verbrauchsflexibilisierung von Haushaltskunden. Der Gesetzesstand lässt jedoch Details zur praktischen Umsetzung, wie beispielsweise einer standardisierten Kommunikation, offen (vom Wege, 2013).

2.2.2 Zukünftige Energieverbrauchsmessung und Tarifierung

Die gesetzliche Grundlage für die Einführung lastvariabler oder tageszeitabhängiger Tarife ist durch § 40 Abs. 5 EnWG gegeben. Dort heißt es: „Lieferanten haben, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Tarife im Sinne von Satz 1 sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife. Lieferanten haben daneben stets mindestens einen Tarif anzubieten, für den die Datenaufzeichnung und -übermittlung auf die Mitteilung der innerhalb eines bestimmten Zeitraums verbrauchten Gesamtstrommenge begrenzt bleibt.“ Unter den Bedingungen der technischen Machbarkeit und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit werden die Lieferanten zum Angebot eines Stromtarifs verpflichtet, der Anreize zu einem Energiemanagement setzt. Zu dem Design und der Ausgestaltung dieses Tarifs werden jedoch keine Vorgaben gemacht. Umgesetzt wird das Gesetz bisher üblicherweise durch das Angebot eines Schwachlasttarifs (HT/NT) (vom Wege, 2013).

Das Bundeskabinett hat am 4. November 2015 den Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende verabschiedet, welches die technischen und datenschutzrechtlichen Grundlagen für den Einbau und die Verwendung von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen bilden soll (BR Drs. 543/15). Die beiden Begriffe der modernen Messeinrichtungen und der intelligenten Messsysteme sowie der Begriff des Smart-Meter-Gateways werden in § 2 BR Drs. 543/15 definiert. Dort heißt es:

- In Abs. 15: „Moderne Messeinrichtung: eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Elektrizitätsverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und über ein Smart-Meter-Gateway sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden kann“.
- In Abs. 7: „Intelligentes Messsystem: eine über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt [...]“.

- In Abs. 19: „Smart-Meter-Gateway: die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, die ein oder mehrere moderne Messeinrichtungen und weitere technische Einrichtungen wie insbesondere Erzeugungsanlagen [...] sicher in ein Kommunikationsnetz einbinden kann und über Funktionalitäten zur Erfassung, Verarbeitung und Versendung von Daten verfügt“.

Für die intelligenten Messsysteme gelten als Mindestanforderungen unter anderem die Möglichkeit zur Durchführung einer Zählerstandsgangmessung, die Visualisierung des Verbrauchsverhaltens und die sichere Verbindung in Kommunikationsnetze (§ 21 BR Drs. 543/15). Die Verpflichtung der Messstellenbetreiber zur Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen wird in § 29 Abs. 1 BR Drs. 543/15 an die technische Machbarkeit und die wirtschaftliche Vertretbarkeit gekoppelt. Für verschiedene Jahresenergieverbräuche werden der Zeitpunkt der Wirtschaftlichkeit und der vorgesehene Zeitraum der Ausstattung aller Messstellen unter Einhaltung einer Preisobergrenze vorgegeben. Die Werte sind in Tabelle 2.1 zusammengestellt.

Tabelle 2.1: Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Preisobergrenzen

Jahresenergieverbrauch [kWh]	Preisobergrenze [€/a]	Wirtschaftlichkeit vertretbar ab	Vorgesehener Zeitraum für die Ausstattung aller Messstellen
Über 100.000	Angemessen	2017	16
Über 50.000 bis 100.000	200	2017	8
Über 20.000 bis 50.000	170	2017	8
Über 10.000 bis 20.000	130	2017	8
Über 6.000 bis 10.000	100	2020	8

Für geringere Jahresenergieverbräuche wird eine optionale Ausstattung der Messstellen mit intelligenten Messsystemen im Falle der wirtschaftlichen Vertretbarkeit ermöglicht. Der Messstellenbetreiber kann demnach ab 2020 die Ausstattung auf alle Haushalte erweitern, wenn die Preisobergrenzen der Tabelle 2.2 eingehalten werden.

Tabelle 2.2: Preisobergrenzen einer optionalen Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen

Jahresenergieverbrauch [kWh]	Preisobergrenze [€/a]
Über 4.000 bis 6.000	60
Über 3.000 bis 4.000	40
Über 2.000 bis 3.000	30
Bis 2.000	23

Soweit keine Ausstattung mit intelligenten Messsystemen vorgesehen ist, sollen Messstellen mindestens mit modernen Messeinrichtungen ausgestattet werden, wenn

für den Messstellenbetrieb jährlich nicht mehr als 20 € brutto berechnet werden (§ 32 BR Drs. 543/15).

Der gemessene Jahresenergieverbrauch der in dieser Arbeit untersuchten Haushalte beträgt im Durchschnitt 3.393 kWh , wobei keiner der Haushalte die Grenze von 6.000 kWh überschreitet (siehe Tabelle A.1 für Energieverbräuche der Haushalte). Durch die simulierten EKFZ erhöht sich der Verbrauch um 3.163 kWh . Bei 21 der 33 untersuchten Haushalte ist unter Berücksichtigung des Energieverbrauchs der EKFZ eine Wirtschaftlichkeit von intelligenten Messsystemen ab 2020 bei einer Preisobergrenze von 100 € pro Jahr gegeben. Bei den übrigen zwölf Haushalten wäre eine optionale Ausstattung mit intelligenten Messsystemen bei einer Preisobergrenze von 60 € pro Jahr möglich. Die elektrische Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser wird in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. In (Agentur für Erneuerbare Energien e. V. (Hrsg.), 2012) wird der elektrische Energiebedarf einer Erd-Wärmepumpe bei einem neuen Einfamilienhaus auf 3.750 kWh beziffert. Würde den Haushalten dieser zusätzliche Energiebedarf unterstellt, so würden 19 Haushalte die Verbrauchsgrenze von 10.000 kWh überschreiten und der minimale Verbrauch würde 8.485 kWh betragen.

2.2.3 Beschaffung des Energiebedarfs

Die prognostizierte Netzentnahme ist durch den Bilanzkreisverantwortlichen entweder durch eigene Kraftwerke oder durch Handelsgeschäfte auszugleichen. Bei den Handelsgeschäften wird zwischen dem *Over-The-Counter* (OTC)-Handel und dem Handel an Strombörsen unterschieden. Für beide Handelsformen bestehen jeweils die beiden Marktsegmente des Terminmarkt- und des Spotmarkthandels, die sich durch den Zeithorizont der abgeschlossenen Handelsgeschäfte unterscheiden (Schumacher/Würfel, 2015). Am Terminmarkt wird die Energie langfristig, bis zu mehreren Jahren im Voraus, beschafft, um sich gegen das Risiko verändernder Marktpreise abzusichern (Wawer, 2007). Der Spotmarkt-Handel findet hingegen am Tag vor der physikalischen Erbringung (Day-Ahead) oder am Tag der Erbringung (Intraday) statt. Er dient beispielsweise der Strukturierung der an Terminmärkten beschafften Standardprodukte oder einem Ausgleich von Prognosefehlern, deren Höhe sich üblicherweise mit Abnahme des Zeithorizonts der Prognose verringert.

Der deutsche Terminmarkt für Strom wird durch die EEX Power Derivatives GmbH betrieben, die zu 80 % von der EEX AG gehalten wird. Darüber hinaus hält die EEX AG 51 % an der EPEX SPOT SE, welche den Day-Ahead und Intraday-Spotmarkt

mit Lieferung in den deutschen Regelzonen betreibt. Im Falle des Handels am Day-Ahead-Spotmarkt bilden die deutsch-österreichischen Regelzonen ein Marktgebiet.

2.3 Flexibilitätsoptionen im Energieversorgungssystem

In traditionellen Energieversorgungssystemen, in denen ein hoher Anteil der Energie durch konventionelle Großkraftwerke zur Verfügung gestellt wird, folgt die Erzeugerleistung der Höhe des zeitlich variierenden Energieverbrauchs (Eid et al., 2016). Soll die Energie überwiegend aus erneuerbaren Quellen gewonnen werden und sind die Erzeugungspotentiale aus Bioenergie, Wasserkraft und Geothermie beschränkt, so dominieren die fluktuierenden Erzeugungsanlagen der PV und der Windenergie den Kraftwerkspark (Umweltbundesamt (Hrsg.), 2014).

Ein Ausgleich der Leistung der fluktuierenden Erzeuger und des Verbrauchs kann durch ein Zusammenspiel verschiedener Technologien und Betriebsstrategien herbeigeführt werden, wie beispielsweise in (International Energy Agency, 2005; Fraunhofer IWES et al., 2014; Jentsch, 2015; Alizadeh et al., 2016) beschrieben. Demnach können ein geeigneter Technologiemix und eine räumliche Verteilung der regenerativen Erzeuger die Residuallast initial glätten. Ein Ausgleich von lokalen Unter- oder Überdeckungen wird im Allgemeinen durch den Ausbau des Stromnetzes am kostengünstigsten erwirkt (Jentsch, 2015), was die Verstärkung von grenzüberschreitenden Kuppelleitungen einschließt. Temporäre Defizite der Erzeugung lassen sich durch flexible Stromerzeugungsanlagen, wie beispielsweise Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder gasbetriebene Kraftwerke, ausgleichen. Bei selten und insbesondere lokal auftretenden Erzeugungsüberschüssen kann das Einspeisemanagement, also die Abregelung der Einspeisung, die kostengünstigste Lösung darstellen. Verschiedene Technologien von Energiespeichern, die sich beispielsweise durch ihre Speicherkapazität und ihre Entladedauer unterscheiden, ermöglichen unter Inkaufnahme von Wirkungsgradverlusten die Verlagerung des Energieverbrauchs. Eine Notwendigkeit zusätzlicher kurzfristiger Stromspeicher kann durch eine Flexibilisierung der Nachfrage verhindert werden (Fraunhofer IWES et al., 2014). Langfristspeicher gewinnen mit der Durchdringung fluktuierender Erzeuger an Bedeutung, bei einer erfolgreichen Flexibilisierung der Erzeugung und der Nachfrage jedoch erst bei einer weitestgehenden Vollversorgung mit erneuerbaren Energien².

²Gemäß (Fraunhofer IWES et al., 2014) kann ein Anteil der erneuerbaren Energien von etwa 90 % bei über 80 % in Europa ohne zusätzliche Stromspeicher realisiert werden, wenn Erzeugung und Verbrauch flexibilisiert und etwa 1 % der Erzeugung abgeregelt wird.

In (Gils, 2014) wird das theoretische Potential von Lastmanagementoptionen der europäischen Länder erhoben. Dabei wird zwischen den Potentialen der Industrie, des Tertiärsektors und der Haushalte einerseits und zwischen der Potentialen einer Lasterhöhung und einer Lastreduktion andererseits unterschieden. Im Durchschnitt verteilt sich das Potential für eine Lastreduktion etwa gleichmäßig auf die drei Sektoren. Das theoretische Potential für eine Lasterhöhung liegt in dem Haushaltssektor jedoch ein bis zwei Größenordnungen über dem der Industrie und des Tertiärsektors und ist insbesondere bei der elektrischen Erzeugung von Wärme und den Haushaltsgeräten zu finden³. In (Grein/Pehnt, 2011) wird jedoch für die Stadt Mannheim gezeigt, dass die ständig verfügbare und nutzbare Leistung um den Faktor zehn kleiner ist als das theoretische Potential.

Grundsätzlich unterscheiden sich die flexibilisierbaren Verbraucher der Sektoren dadurch, dass sich die Großverbraucher der Industrie und die des Bereichs von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen auf vergleichsweise wenige Anlagen mit einer hohen Leistung beschränken. Die Kapitalkosten für eine Flexibilisierung der Anlagen fallen verhältnismäßig gering aus, sodass viele der Verbraucher bereits am Regelleistungsmarkt teilnehmen oder als abschaltbare Lasten zur Verfügung stehen. Die Grenzkosten sind vergleichsweise hoch, da eine Aktivierung beispielsweise mit einer Produktionsunterbrechung verbunden sein kann. Für die kleinen Anlagengrößen im Haushaltsbereich kehrt sich diese Kostenstruktur um, da die spezifischen Kosten für die Anbindung und Flexibilisierung der Anlagen hoch ausfallen. Eine Verschiebung der Leistungsentnahme von Wärmepumpen oder EKFZ führt jedoch zu keinen oder nur geringen Komforteinbußen (Fraunhofer IWES et al., 2014).

In (Fraunhofer IWES et al., 2014) wird die Jahresarbeit und die Verschiebeleistung im Bereich der Haushalte sowie im Bereich von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen für verschiedene Technologien und Jahre aufgeschlüsselt. Die Tabelle 2.3 zeigt die dort getroffenen Annahmen in einer verkürzten Darstellung. Im Jahr 2010 überwog die Verschiebeleistung der Nacht- und Trinkwarmwasserspeicher noch die der übrigen Technologien, wird zukünftig jedoch sukzessive zurückgebaut. Demgegenüber steigt die Verschiebeleistung der Wärmepumpen, Klimatisierung und EKFZ stark an. Unter der Annahme, dass 60 % der EKFZ im Jahr 2050 an der Lastverschiebung teilnehmen, entfallen 56 % der Verschiebeleistung auf die EKFZ, 21 % auf die Klimatisierung und 14 % auf die Wärmepumpen. Die verbleibenden 9 % werden durch die Haushaltsgeräte beigetragen. Demgegenüber zeigt der Vergleich der Jahresenergieverbräuche der Anwendungen, dass der Verbrauch der Wärmepumpen den der flexiblen EKFZ leicht

³Elektrofahrzeuge werden in der Veröffentlichung nicht berücksichtigt.

Tabelle 2.3: Jahresenergieverbrauch und Verschiebeleistung von Flexibilitätsoptionen in Anlehnung an (Fraunhofer IWES et al., 2014)

Anwendung	2010		2020		2050	
	Energie [TWh]	Leistung [GW]	Energie [TWh]	Leistung [GW]	Energie [TWh]	Leistung [GW]
Nachtspeicher und Trink- warmwasserspeicher	41,3	48,9	18,5	22	0	0
Haushaltsgeräte	0	0	0	0	10,3	11,1
Wärmepumpen	3	1,5	7,1	3,7	30,0	16,2
Klimatisierung	0	0	2	6,6	10,0	24,7
EKFZ flexibel*	0	0	0,7	0,2	26,4	65,4
Summe	44,3	50,4	28,3	32,5	76,7	117,4

*) Bei EKFZ flexibel wird angenommen, dass 20 % der vorhandenen EKFZ im Jahr 2020 und 60 % im Jahr 2050 an der Lastverschiebung teilnehmen

übersteigt. Da die Wärmepumpen und EKFZ auf Haushaltsebene Großverbraucher darstellen, wird langfristig ein ökonomischer Nutzen der Flexibilisierung angenommen. Kleinere Verbraucher wie Haushaltsgeräte würden dann zusätzlich eingebunden (Fraunhofer IWES et al., 2014).

In (Agora Energiewende (Hrsg.), 2014d) wird die Anzahl der installierten Batteriespeichersysteme in Haushalten auf rund 10.000 beziffert und eine durchschnittliche Leistung von 3 bis 4 kW pro Anlage angenommen⁴. Ein starker Anstieg der Installationen wird um das Jahr 2030 angenommen, da dann die EEG-Förderung vieler PV-Anlagen dann auslaufen wird. Gemäß der Studie unterliegen die Zubauraten großen Unsicherheiten, die sich unter anderem aufgrund starker Abhängigkeiten von gesetzlichen Rahmenbedingungen und Tarifstrukturen ergeben. Für das Jahr 2050 wird für die installierte Leistung von Batteriespeichersystemen eine Bandbreite von etwa 15-40 GW erwartet.

2.4 Stromtarifdesign

2.4.1 Kostenkomponenten und Design herkömmlicher Stromtarife

Die Höhe der Stromkosten unterscheidet sich sowohl zwischen den verschiedenen Energieversorgungsunternehmen, Netzbetreibern und Kommunen, hängt aber insbesondere auch von dem Jahresenergieverbrauch des Kunden, der Spannungsebene des Netzanschlusspunkts oder einer möglichen Befreiung von Umlagen ab. Haushaltskun-

⁴Die Studie wurde im September 2014 veröffentlicht.

den wird üblicherweise ein Tarif angeboten, der sich aus einem verbrauchsunabhängigen Grundpreis (c^{basic}) und einem Arbeitspreis pro bezogener kWh zusammensetzt ($c^{tot,fix}$). Deren Höhe wird im Wesentlichen durch drei Kostenkomponenten bestimmt: der Komponente für die Energiebeschaffung und den Vertrieb ($c^{eng,fix}$), der Komponente für die Netznutzung, Messung, Abrechnung und den Messstellenbetrieb ($c^{pow,fix}$) sowie der Komponente der Steuern, Abgaben und Umlagen ($c^{ltc,fix}$). Für die Nettostromkosten der Netzentnahme gilt:

$$\begin{aligned} C_h^{tot} &= c^{tot,fix} \cdot \sum_{t \in T} (P_{h,t}^{nl+} \cdot \Delta_t) + c^{basic} \\ &= (c^{eng,fix} + c^{pow,fix} + c^{ltc,fix}) \cdot \sum_{t \in T} (P_{h,t}^{nl+} \cdot \Delta_t) + c^{basic}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

mit der Netzentnahmeleistung $P_{h,t}^{nl+}$ und der Intervalllänge Δ_t . Die Tabelle 2.4 zeigt die durchschnittliche mengengewichtete Höhe der Kostenkomponenten der Haushaltskunden (Stand: 01.04.2013) (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, 2013).

Tabelle 2.4: Durchschnittliche mengengewichtetes Stromkosten für Haushaltskunden (Stand: 01.04.2013) (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, 2013)

Kostenkomponente	Höhe [ct/kWh]	Anteil am Netto- strompreis [%]	Anteil am Brutto- strompreis [%]
Netzentgelt	5,83	23,6	19,8
Abrechnung	0,35	1,4	1,2
Messung, Messstellenbetrieb	0,34	1,4	1,2
Energiebeschaffung	6,25	25,3	21,3
Vertrieb (inkl. Marge)	2,21	9,0	7,5
Konzessionsabgabe	1,67	6,8	5,7
Umlage nach EEG	5,28	21,4	18,0
Umlage nach KWKG	0,13	0,5	0,4
Umlage nach § 19 StromNEV	0,33	1,3	1,1
Umlage Offshore-Haftung	0,25	1,0	0,9
Stromsteuer	2,05	8,3	7,0
Nettostrompreis	24,69	100,0	84,0
Mehrwertsteuer	4,69	(+ 19,0)	16,0
Bruttostrompreis	29,38	(119,0)	100,0

Gemessen an der Höhe des Nettostrompreises entfallen 26,4% der Kosten auf die Komponente der Netznutzung sowie die Messung, die Abrechnung und den Messstellenbetrieb. Für die Energiebeschaffung und den Vertrieb sind 34,3% der Kosten zu entrichten. Die verbleibenden 39,3% des Nettostrompreises entfallen auf Abgaben, Umlagen und die Stromsteuer. Die Mehrwertsteuer stellt einen prozentualen Aufschlag auf jede dieser Kostenkomponenten dar. Werden beispielsweise die Energiebeschaffungskosten gesenkt, reduziert sich anteilig die Mehrwertsteuerbelastung.

Haushaltskunden schließen üblicherweise mit einem Energieversorgungsunternehmen einen *all-inclusive* Stromliefervertrag ab, wodurch der Haushaltskunde sämtliche Entgeltbestandteile an den Energieversorger entrichtet. Der Energieversorger schließt wiederum mit dem Verteilnetzbetreiber einen Händlerrahmenvertrag ab, der es ihm ermöglicht, einen Kunden gegen die Zahlung eines Netzentgelts zu beliefern (§ 20 EnWG). Der Energieversorger leitet die Zahlungen der entsprechenden Tarifbestandteile an die jeweiligen Akteure weiter. So wird die Mehrwertsteuer an das Finanzamt abgeführt und die Stromsteuer an das zuständige Hauptzollamt. Die EEG-Umlage wird gemäß § 60 Abs. 1 EEG durch den Übertragungsnetzbetreiber beim Energieversorger erhoben. Das Netzentgelt sowie das Entgelt für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb wird an den Verteilnetzbetreiber weitergeleitet⁵. Die Konzessionsabgabe wird durch den Verteilnetzbetreiber mit der Kommune verrechnet, während die weiteren Umlagen durch den Verteilnetzbetreiber mit dem Übertragungsnetzbetreiber abgerechnet werden.

2.4.2 Anforderungen an variable Stromtarife

In (Dupont et al., 2014) werden fünf Anforderungen an Stromtarife gestellt, von denen die ersten drei aus Gründen der praktischen Umsetzbarkeit sowie der gesellschaftlichen Akzeptanz und die letzten zwei aus kostenrelevanten Gründen folgen:

- **Transparenz:** Das Tarifdesign ist eindeutig und nachvollziehbar. Jeder hat die Möglichkeit, die Höhe der Kosten eigenständig zu berechnen (siehe auch (Jargstorf et al., 2013)). In (Rodríguez Ortega et al., 2008) wird in diesem Zusammenhang auch die Additivität der Tarifkomponenten genannt. Darunter ist zu verstehen, dass die einzelnen Kostenbestandteile, wie die der Erzeugung oder der Netznutzung, getrennt abgerechnet und zugeordnet werden können.
- **Einfachheit:** Dieses Kriterium ist eng mit der Transparenz verbunden. Demnach ist das Tarifdesign so auszugestalten, dass die Kosten einfach und ohne fundierte Kenntnisse berechnet werden können (siehe auch (Jargstorf et al., 2013; Gu/Li, 2011)).
- **Begrenzte Volatilität:** Keine starken kurz- und langfristigen Preisschwankungen, um den Kunden vor Kostenrisiken zu schützen. In (Rodríguez Ortega et al., 2008; Gu/Li, 2011) wird die Vorhersehbarkeit der Kosten als Kriterium aufgeführt.

⁵Die Messung und der Netzstellenbetrieb können auch von einem Messstellenbetreiber durchgeführt werden.

- **Kostendeckung:** Alle Akteure sollten langfristig profitabel agieren können. Die Kostendeckung wird auch in (Li/Tolley, 2007; Rodríguez Ortega et al., 2008) genannt, wobei sich die Arbeiten nur auf den Netzbetreiber beziehen.
- **Kostenkausalität:** Die Kunden sollen die Kosten tragen, die sie verursachen. Dadurch ist eine Diskriminierungsfreiheit gegeben, da alle Kunden den gleichen Preis für ein Stromprodukt zahlen, das die selben Kosten verursacht. Quersubventionen zwischen den Kunden werden vermieden (siehe auch (Gu/Li, 2011)).

Die Einhaltung der ersten drei Kriterien wird durch die Einführung von intelligenten Messsystemen und die Automatisierung der Verbraucher erleichtert (Dupont et al., 2014). Bei dem Design eines geeigneten Stromtarifs konkurrieren dennoch mehrere der genannten Anforderungen miteinander. So wird beispielsweise die Sicherstellung der Kostenkausalität durch die Anforderung eines einfachen Tarifdesigns erschwert. Treten extrem hohe Marktpreise auf oder werden Redispatch-Maßnahmen durch das Verbrauchsverhalten nötig, so können hohe Kosten entstehen, die bei einer Weitergabe an den Kunden zu einer großen Volatilität der Kosten führen.

2.4.3 Klassifizierungen variabler Stromtarife

In (U.S. Department of Energy, 2006) wird zwischen preisbasierten und prämiensbasierten Arten des Lastmanagements unterschieden. Bei den prämiensbasierten Optionen werden die Änderungen des Energieverbrauchsverhaltens der Kunden losgelöst von ihren regulären Stromtarifen vergütet. Diese Optionen umfassen die direkte Laststeuerung, Notfallprogramme, Lastbegrenzung, unterbrechbare Lasten, Nachfrage-Bieterverfahren (Übersetzung in Anlehnung an (Ecofys et al., 2009)) und werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Bei den preisbasierten Optionen wird das Energieverbrauchsverhalten indirekt durch variable Tarife beeinflusst. Nachfolgend werden die drei in (U.S. Department of Energy, 2006) aufgeführten Tarife *Time Of Use*, *Real Time Pricing* und *Critical Peak Pricing* beschrieben und um den in (Reiss/White, 2005; Mohsenian-Rad/Leon-Garcia, 2010) aufgeführten Tarif *Inclining Block Rates* ergänzt:

- *Time Of Use:* Der Tagesverlauf ist in Zeitblöcke mit unterschiedlichen Preisen eingeteilt. Diese können beispielsweise von der Jahreszeit abhängen, ändern sich während des Jahresverlaufs jedoch selten und werden häufig bereits Monate oder Jahre im Voraus festgelegt. Ein Schwachlasttarif (HT/NT) ist eine einfache Variante eines *Time of Use*-Tarifs.

- *Real Time Pricing* (RTP): Typischerweise auf stündlicher oder viertelstündlicher Basis schwankende Preise, die dem Verbraucher am Vortag oder am Tag der Belieferung mitgeteilt werden. Die Preise schwanken in Abhängigkeit der Großhandelspreise.
- *Critical Peak Pricing*: Basiert auf *Time Of Use*, wobei unter definierten Auslösebedingungen, wie beispielsweise einer gefährdeten Systemstabilität oder außergewöhnlich hohen Börsenpreisen, die regulären Preisspitzen durch deutlich höhere Preise ersetzt werden.
- *Inclining Block Rates* (IBR): Die Grenzkosten steigen stufenweise mit dem Gesamtverbrauch innerhalb einer Zeitperiode an, die beispielsweise eine Stunde, einen Tag oder ein Jahr umfassen kann. Die Festlegung eines jährlichen Schwellwertes reizt zu einer Reduktion des Jahresenergieverbrauchs an, wohingegen die Kosten bei einer stündlichen Festlegung durch eine Verringerung von Lastspitzen reduziert werden können.

Bei Stromtarifen mit konstanten Kosten pro bezogener *kWh* werden die tatsächlichen, zum jeweiligen Zeitpunkt anfallenden, Kosten für die Bereitstellung von elektrischer Energie vollständig verborgen. *Time Of Use*-Tarife geben die tatsächlichen Kosten verzerrt wieder, indem die für die Tageszeit und Saison typischen Kosten an den Kunden weitergegeben werden, wodurch der Verbrauch in Schwachlastzeiten verschoben werden kann (Ramchurn et al., 2011). Im Gegensatz dazu werden durch das RTP die tatsächlichen Großhandelspreise widergespiegelt (Khomami/Javidi, 2013).

In zahlreichen Veröffentlichungen (Mohsenian-Rad/Leon-Garcia, 2010; Ramchurn et al., 2011; Li/Trayer, 2012; Steen et al., 2016; Zhao et al., 2013) wird gezeigt, dass ein ausschließlich durch RTP beeinflusstes Energiemanagement zu einer Synchronisation von Verbrauchsspitzen verschiedener Kunden führen kann. Werden niedrige Großhandelspreise demnach an sämtliche Kunden gleichermaßen weitergegeben und optimieren die Kunden ihren Energieverbrauch anhand dieser Signale, so kann sich in vorherigen Schwachlastzeiten ein neues, globales Maximum der Netzentnahme ausbilden. Verschiedene Strategien werden entwickelt, um die Erhöhung von Netzentnahmeleistungen durch RTP-Anreize zu verhindern, die im nachfolgenden Kapitel beschrieben werden. Eine häufig aufgeführte Variante stellt dabei die Kombination von RTP-Tarifen mit IBR dar.

2.4.4 Forschungsarbeiten zu variablen Stromtarifen

In (Mohsenian-Rad/Leon-Garcia, 2010) wird eine Tarifkombination aus RTP und IBR vorgeschlagen. Steigt der Verbrauch innerhalb einer Stunde über einen Wert von $2,5 \text{ kWh}$, so erhöhen sich für den darüber hinausgehenden Energiebedarf die Grenzkosten der IBR-Komponente um 40 %. In der Veröffentlichung wird das kostenminimierende Energiemanagement eines Haushalts über einen Zeitraum von 122 Tagen bestimmt. Das Verhältnis aus der täglichen Spitzenlast und dem täglichen Durchschnittsverbrauch (*Peak To Average Ratio*) wird unter dem kombinierten Stromtarif für ein Szenario mit und eins ohne Lastmanagement bestimmt. Das durchschnittliche *Peak To Average Ratio* wird durch das Lastmanagement reduziert, fällt an einigen wenigen Tagen jedoch deutlich höher aus als ohne Berücksichtigung von Lastmanagementoptionen. Der Anstieg wird in (Mohsenian-Rad/Leon-Garcia, 2010) durch den geringen Marktpreis in der betreffenden Stunde begründet und es wird vorgeschlagen, die Grenzkosten oberhalb des Schwellwerts von $2,5 \text{ kWh}$ anstelle von 40 % um 100 % zu erhöhen. Eine erneute Optimierung unter diesen erhöhten Grenzkosten wird nicht durchgeführt.

Das Stromtarifdesign aus (Mohsenian-Rad/Leon-Garcia, 2010) wird in (Khomami/Javidi, 2013; Zhao et al., 2013) aufgegriffen und modifiziert. In (Khomami/Javidi, 2013) wird die zeitliche Auflösung der Simulation auf 6 Minuten reduziert. Ein um 50 % erhöhter Preis ist zu entrichten, wenn in einem Zeitintervall während des Tages mehr als $0,3 \text{ kWh}$ und während der Nacht mehr als $0,4 \text{ kWh}$ bezogen werden. Das kostenminimierende Energiemanagement wird für 24 Stunden und einen Haushalt bei drei verschiedenen Kombinationen von elektrischen Geräten bestimmt. Unter diesen Annahmen kann eine deutliche Verringerung des *Peak To Average Ratio* und eine Verstetigung des Netzbezugs gezeigt werden. In (Zhao et al., 2013) beträgt die zeitliche Auflösung 12 Minuten und der Schwellwert $0,4 \text{ kWh}$. Für einen und für zehn Haushalte verringert sich das durchschnittliche *Peak To Average Ratio* während des untersuchten Zeitraums von 92 Tagen. Bei der Simulation eines Haushalts erhöht sich das *Peak To Average Ratio* jedoch an einzelnen Tagen gegenüber dem nicht-optimierten Betrieb. Eine Begründung für die zeitweise Erhöhung wird in (Zhao et al., 2013) nicht aufgeführt.

Das Energieversorgungsunternehmen BC Hydro der kanadischen Provinz British Columbia setzt seit 2008 einen IBR-Tarif ein, um insbesondere Haushaltskunden mit einem vergleichsweise hohen Energieverbrauch zu Energieeinsparungsmaßnahmen anzureizen (Li et al., 2014). Entgegen der Festlegung des Schwellwerts in (Mohsenian-Rad/Leon-Garcia, 2010; Khomami/Javidi, 2013; Zhao et al., 2013), der auf kurzen

Zeitskalen nicht überschritten werden sollte, wird durch BC Hydro ein monatlicher Schwellwert von 1350 kWh festgelegt. Durch diese Festlegung besteht zusätzlich zu den linear mit der Energiemenge steigenden Stromkosten ein Anreiz dazu, den monatlichen Energiebedarf zu begrenzen, jedoch kein Anreiz für eine Begrenzung der Leistungsentnahme in einzelnen Stunden.

In (Schreiber et al., 2015) werden die Auswirkungen fünf verschiedener Leistungspreisdesigns, bei denen die Höhe der mittleren Leistungen pro Viertelstundenintervall auf verschiedene Weisen abgerechnet wird, in Kombination mit konstanten und variablen RTP-Tarifen untersucht. Bei einem Tarif steigen die Kosten linear mit dem Energieverbrauch. Zwei der Leistungspreiskomponenten stellen IBR-Tarife dar⁶, wobei bei einem der Tarif die erhöhten Kosten bei einer Überschreitung des Schwellwerts für die gesamte Energie zu entrichten ist und bei dem anderen nur für den Anteil der Energie oberhalb des Schwellwerts. Das letztgenannte Design entspricht bei einer veränderten Parametrisierung der Kosten und Festlegung der Schwellwerte dem IBR-Tarif in (Mohsenian-Rad/Leon-Garcia, 2010; Khomami/Javidi, 2013; Zhao et al., 2013). Bei den verbleibenden beiden Leistungspreiskomponenten steigen die Kosten linear mit der Tageshöchstlast oder quadratisch mit der mittleren Leistung innerhalb des Viertelstundenintervalls. Die Auswirkungen der Tarife auf das kostenminimierende Energiemanagement werden für 33 Haushalte über einen Zeitraum von einem Jahr getestet. Die Schwächen der Leistungspreisdesigns werden aufgezeigt und der dem IBR-Design entsprechende Tarif zur Anwendung empfohlen. Bei einem stark erhöhten Energieverbrauch durch die Hinzunahme von EKFZ kann in der vorliegenden Arbeit jedoch gezeigt werden, dass das Tarifdesign einen starken Anstieg der Spitzenleistung nicht verhindert.

In (Jargstorf et al., 2015) wird ein Framework entwickelt, mit dem die Kundenreaktion auf Netzentgelte untersucht werden kann. Das Framework ermöglicht, wechselseitigen Abhängigkeiten zwischen Netzentgelten für die Entnahme und die Einspeisung von Energie, die Rentabilität von PV-Anlagen und Investitionen in Speichersysteme aufzuzeigen. Die Funktionsweise des Frameworks wird exemplarisch für verschiedene Tarife bewertet. Dazu gehören zwei Kapazitätstarife, wobei bei dem einen Tarif die jährlichen Kosten linear mit der maximalen Netzentnahmeleistung steigen und bei dem anderen linear mit dem Durchschnitt der zehn höchsten Leistungen der Netzentnahme und Netzurückspeisung. Die verursachergerechteste Abrechnung der Kosten wird in (Jargstorf et al., 2015) dem letztgenannten Tarif zugeschrieben.

⁶Da die mittlere Leistung multipliziert mit der Länge des Zeitintervalls dem Energieverbrauch innerhalb des Zeitintervalls entspricht, lässt sich die Methodik der Abrechnung der Leistungspreise mit der IBR-Methode der genannten Veröffentlichungen vergleichen.

Verfügen die Haushalte über Speicher, so führt der Tarif, bei dem nur die maximale Netzentnahme berücksichtigt wird, zu einem schlechteren Ergebnis als bei einem Tarif mit konstanten Kosten pro *kWh*. In (Jargstorf et al., 2015) wird jedoch darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse sehr stark durch das Tarifdesign und den Kontext der Untersuchungen beeinflusst werden. Ferner wird bemerkt, dass die Auswirkungen weiterer Tarifdesigns untersucht werden sollten.

In (Steen et al., 2016) werden drei Abrechnungsarten von Netzentgelten untersucht. Bei jedem der Tarife wird eine vom Verbrauch unabhängige Grundgebühr erhoben sowie ein Preis pro bezogener *kWh*. Der Tarif *Energy Based Tariff* umfasst keine weiteren Kostenkomponenten, bei dem *Monthly Power-Based Network Tariff* steigen die Kosten zusätzlich linear mit der monatlichen Spitzenleistung und bei dem *Daily Power-Based Network Tariff* entsprechend linear mit der täglichen Spitzenleistung. Additiv zu den Netzentgelten werden die schwedischen day-ahead Spotmarktpreise und fixe Tarifbestandteile erhoben. Die Ergebnisse in (Steen et al., 2016) zeigen, dass die maximale Netzentnahmeleistung tendenziell mit dem Anteil der Kunden, der auf den flexiblen Stromtarif reagiert, steigt. Bei dem *Energy Based Tariff* fällt der Anstieg am größten und bei dem *Daily Power-Based Network Tariff* am geringsten aus. In einigen Szenarien erhöht sich für den *Daily Power-Based Network Tariff* die Anzahl der Stunden mit einer Transformatorüberlastung im Vergleich zu dem Fall ohne Lastmanagement, obwohl die absolute maximale Netzentnahmeleistung unter dem Tarif gesenkt wird.

Neben den tarifbasierten Ansätzen zur Spitzenlastreduktion werden in der Literatur weitere Möglichkeiten aufgeführt, bei denen jedoch nicht im Detail diskutiert wird, wie diese unter marktwirtschaftlichen Bedingungen in die Realität überführt werden könnten. So werden in (Li/Trayer, 2012) Spitzenlastanstiege unter variablen Energiepreisen festgestellt und verschiedene Ansätze für eine Glättung getestet. Zu diesen Ansätzen gehört die Annahme von konstanten Preisen während der Nacht und eine zufällige Verteilung der Startzeit der elektrischen Anwendungen oder die Annahme, dass den verschiedenen Kunden zeitversetzt minimale Preise angeboten werden. Eine weitere Alternative ist die Vorgabe einer harten Grenze für den maximalen Netzbezug. In (Ramchurn et al., 2011) wird vorgeschlagen, das Energiemanagement sämtlicher Kunden nicht täglich, sondern an jedem Tag nur mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit zu optimieren und ansonsten den Fahrplan des Vortags zu verwenden. Eine kurzfristige Reaktion auf variable Energiepreise sei durch diesen Ansatz nicht möglich. In (Boait et al., 2013) wird die Leistung geglättet, indem den verschiedenen Kunden ein individuell verzerrtes Preissignal zur Verfügung gestellt wird, für welches ihr Energiemanagement optimiert wird.

2.5 Virtuelles Kraftwerk

Das Energieverbrauchsverhalten der Haushaltskunden wird durch variable Stromtarife indirekt beeinflusst und durch ein virtuelles Kraftwerk (VK) zentral und direkt gesteuert (Braun/Strauss, 2008). Die Optimierungsergebnisse beider Ansätze werden in dieser Arbeit gegenübergestellt. Bei einem VK werden nach (Peik-Herfeh et al., 2013; Zamani et al., 2016) dezentrale Erzeuger, Speicher und steuerbare Lasten durch eine gemeinsame intelligente Steuereinheit vernetzt und koordiniert. In der Literatur wird zwischen einem *Commercial Virtual Power Plant* und einem *Technical Virtual Power Plant* unterschieden (Ramsay, 2008). Die Aggregation der Anlagen ermöglicht im Falle des *Commercial Virtual Power Plant* den Stromhandel an Energiemärkten, im Falle des *Technical Virtual Power Plant* die Unterstützung des Verteilnetzbetriebs und auf der Übertagungsnetzebene die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Ramsay, 2008).

In der vorliegenden Dissertation wird in verschiedenen Szenarien das Energiemanagement von Haushaltskunden, die über flexible und unflexible Verbraucher, Stromspeicher sowie PV-Anlagen verfügen können, unter einer gemeinsamen Zielfunktion optimiert. Wie beim *Commercial Virtual Power Plant* werden dabei die Energiebeschaffungskosten am Strommarkt minimiert, jedoch unter der Bedingung, eine maximale Netzentnahmeleistung nicht zu überschreiten. Diese Maximalleistung wird nicht in Form einer Nebenbedingung als harte Grenze vorgegeben, wie sie aus einer begrenzenden Transformatorleistung folgen könnte. Vielmehr wird die Überschreitung einer maximalen Leistungsgrenze durch die aggregierten Anlagen finanziell bestraft und so der Handel am Strommarkt eingeschränkt. Wie beim *Technical Virtual Power Plant* könnte der Verteilnetzbetrieb durch diesen Ansatz unterstützt, ein sicherer Netzbetrieb zunächst jedoch nicht garantiert werden.

Die Ergebnisse dieser zentralen Optimierung dienen als Benchmark für das Energiemanagement unter der dezentralen Optimierung bei variablen Stromtarifen. Dazu wird der Ansatz des VK vereinfacht und die volle Funktionalität nicht genutzt. So wird die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch das VK beispielsweise nicht berücksichtigt (siehe dazu (Etherden et al., 2013)).

2.6 Einsatzoptimierung

Unter dem Begriff *Operations Research* wird die Entwicklung und der Einsatz von quantitativen Modellen und Methoden zur Unterstützung von Entscheidungsprozessen

sen verstanden. Dabei wird ein Problem aus der Realwelt durch ein mathematisches Modell abstrahiert, beispielsweise durch Optimierung oder Simulation eine Lösung für das Modell gesucht und diese auf die Realwelt übertragen. Nachdem im zweiten Weltkrieg militärische Entscheidungen mit Hilfe von *Operations Research* verbessert werden sollten, wurde das Konzept auf wirtschaftliche Anwendungsgebiete, wie die Produktionsplanung, den Transportsektor, aber auch die Energieversorgung, übertragen (Zimmermann/Stache, 2001).

Die Energiesystemplanung unterteilt sich im Wesentlichen in zwei Anwendungsgebiete. Zum einen in die Systemausbauplanung oder auch Zubauoptimierung, bei der langfristig der Zubau von Kraftwerks- und Netzkapazitäten geplant wird, zum anderen in die Kraftwerkseinsatzplanung, bei der der bestehende Kraftwerkspark optimal eingesetzt wird⁷. Vor der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte wurde durch eine Kraftwerkseinsatzplanung die kostengünstigste Versorgung eines vorgegebenen Gebiets unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit bestimmt. In Folge der Liberalisierung verschob sich der Fokus der Einsatzoptimierung hin zu einer optimalen Vermarktung von Kraftwerkskapazitäten, beziehungsweise allgemeiner von Flexibilitätsoptionen, an Strommärkten (Fichtner, 2005).

Die mathematische Optimierung ist ein Teilgebiet des *Operations Research*, bei der die Höhe von Entscheidungsvariablen so bestimmt wird, dass eine Zielfunktion unter Einhaltung von Randbedingungen minimiert oder maximiert wird. In dieser Arbeit wird eine gemischt-ganzzahlige lineare Formulierung des Optimierungsproblems gewählt. Denn die Ganzzahligkeitsbedingung ist insbesondere zur Implementierung der Stromtarife, aber auch zur Berücksichtigung verschiedener technischer Randbedingungen der Flexibilitätsoptionen in der Einsatzoptimierung unabdingbar, wenngleich dadurch der Rechenaufwand deutlich erhöht wird. Dennoch existieren für diese Art von Optimierungsproblemen mehrere Standardmethoden, die durch Solver geschickt kombiniert und die, zumindest für die in dieser Arbeit aufgestellten Optimierungsprobleme, in einer annehmbaren Rechenzeit eine hinreichend genaue Lösung finden.

Ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem wird durch eine Zielfunktion

$$z(x) = c^T x \tag{2.2}$$

⁷Da die Investitionsentscheidung über ein Kraftwerk einer bestimmten Technologie dem späteren Betrieb des Kraftwerks unterliegt, ist bei der Zubauoptimierung auch der Kraftwerkseinsatz zu berücksichtigen, in der Regel jedoch, aufgrund der hohen Komplexität des Optimierungsproblems, durch ein einfaches Modell (von Oehsen, 2012)

beschrieben, die unter den Nebenbedingungen

$$lhs \leq Ax \leq rhs \quad (2.3)$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (2.4)$$

zu minimieren ist. Dabei sei $x^T = (x_1, \dots, x_k, x_{k+1}, \dots, x_n)$ ein Vektor mit $x_1, \dots, x_k \in \mathbb{Z}$ und $x_{k+1}, \dots, x_n \in \mathbb{R}$. Des Weiteren seien $lhs, rhs \in \mathbb{R}^m$ und $c, lb, ub \in \mathbb{R}^n$ Vektoren sowie $A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ eine Matrix.

Die Ungleichung 2.3 beschreibt die Restriktionen der Optimierung, wobei der mittlere Teil eine Linearkombination der Entscheidungsvariablen ist und der linke beziehungsweise rechte Teil der Ungleichung jeweils durch einen Vektor reeller Konstanten gebildet wird. Durch die Ungleichung 2.4 lassen sich die freien Optimierungsvariablen begrenzen. Für den Vektor c , der die Kostenkoeffizienten der Stromtarife beschreibt, wird unter den genannten Randbedingungen der Vektor x der freien Optimierungsvariablen so gewählt, dass der Wert der Zielfunktion minimiert wird (Suhl/Mellouli, 2009).

2.6.1 Aufstellung des Optimierungsproblems

Im Rahmen des Projekts Regenerative Modellregion Harz, eines von sechs Modellprojekten der E-Energy-Initiative, wurde am Fraunhofer IWES das Framework RedSim (Renewable Energy Dispatch Simulation) entwickelt (Fraunhofer IWES, 2012). Dessen Funktionalität wurde innerhalb weiterer Forschungsprojekte, Abschlussarbeiten und Dissertationen erweitert und bei mehreren Veröffentlichungen eingesetzt (Schreiber/Hochloff, 2012; Marten et al., 2013; Schreiber/Hochloff, 2013; Hochloff/Braun, 2014; Hoffstede et al., 2015; Schreiber et al., 2015). In dem Framework sind gemischt-ganzzahlige lineare Modelle und technische Spezifikationen verschiedener Anlagentypen, wie beispielsweise PV-Anlagen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Power-to-Gas-Anlagen oder auch Komponenten zur Trinkwasserversorgung hinterlegt, deren Energiemanagement einzeln, aber auch zu einem größeren System kombiniert, unter diversen Zielfunktionen optimiert werden kann.

Neben Weiterentwicklungen von RedSim im Zuge meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fraunhofer IWES wurde das Framework für die Anfertigung der vorliegenden Arbeit um die in Kapitel 3.3 beschriebenen Zielfunktionen und die in Kapitel 3.4 erläuterten Modelle von Flexibilitätsoptionen eigenständig erweitert⁸.

⁸Die Entwicklung und Implementierung der Gleichungen des Kapitels 3.3.1 basiert auf der gemeinschaftlichen Arbeit aus (Schreiber/Hochloff, 2013).

Zusätzlich zu der Unterstützung bei der Aufstellung von Optimierungsproblemen steuert das Framework RedSim, welches in MATLAB implementiert ist, den Ablauf der Optimierung. So werden die Matrizen und Vektoren der Gleichungen 2.2 bis 2.4 durch RedSim erstellt, das Optimierungsproblem an den Solver CPLEX (siehe dazu Kapitel 2.6.2) übergeben und das Optimierungsergebnis anschließend durch RedSim verarbeitet.

Das Optimierungsproblem wird aufgrund der hohen Komplexität in der Regel nicht geschlossen für den gesamten Zeitraum gelöst, sondern das Konzept der rollierenden Einsatzplanung verwendet, welches Abbildung 2.1 veranschaulicht. Für jeden Tag

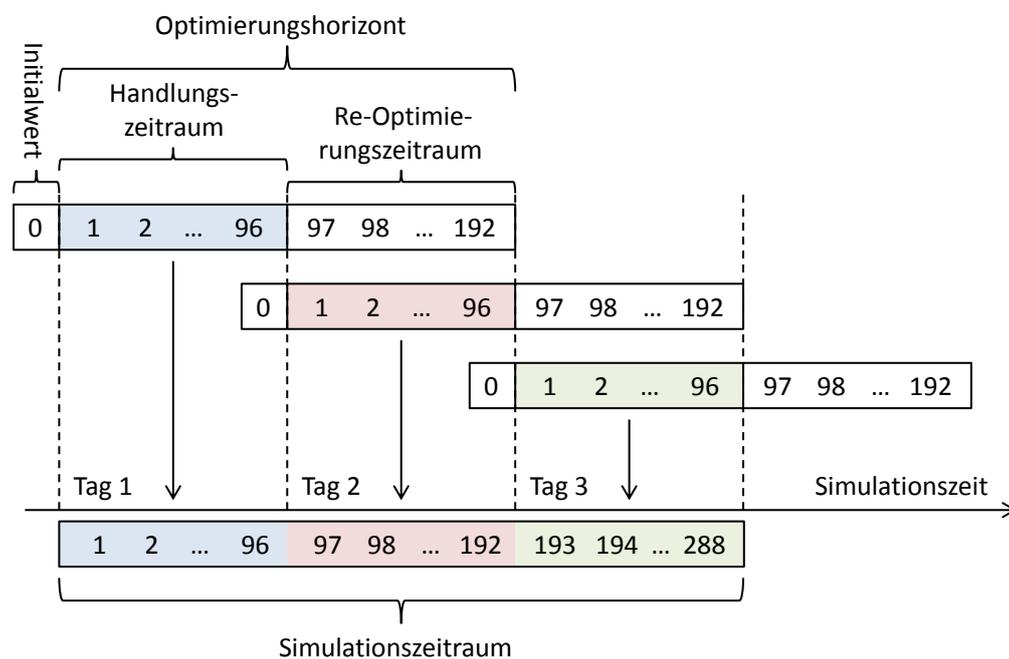


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung der rollierenden Einsatzplanung

des Simulationszeitraums wird dazu das kostenminimierende Energiemanagement bei einem Optimierungshorizont von 48 Stunden und einer viertelstündlichen Auflösung ($T = 1, 2, \dots, 192$) bestimmt. Dieser Optimierungshorizont unterteilt sich in den Handlungszeitraum und den Re-Optimierungszeitraum. Der Fahrplan des gesamten Simulationszeitraums, der in dieser Arbeit ein Jahr umfasst, wird wiederum aus den Fahrplänen der 366 Handlungszeiträume zusammengesetzt⁹, die Ergebnisse des Re-Optimierungszeitraums also nicht weiter berücksichtigt. Dennoch wird für den Re-Optimierungszeitraum ein optimaler Fahrplan bestimmt, damit das Gesamtergebnis des Simulationszeitraums durch Randeffekte der rollierenden Einsatzplanung

⁹Der Simulationszeitraum erstreckt sich vom 01.06.2011 bis zum 31.05.2012 und beinhaltet somit einen Schalttag

möglichst wenig beeinflusst wird. Denn bei einer kostenminimierenden Lösung sind beispielsweise Batteriespeicher am Ende des Optimierungszeitraums (hier: um 24 Uhr) in der Regel entleert, obwohl eine spätere Entladung kostengünstiger sein könnte, was durch die Wahl des Optimierungshorizonts jedoch nicht berücksichtigt werden kann. Dadurch, dass der Fahrplan des zweiten Tages nicht verwendet, sondern am nächsten Tag re-optimiert wird, werden diese Randeffekte weitestgehend eliminiert. Dabei zeigt sich ein Re-Optimierungszeitraum von 24 Stunden in dieser Arbeit als angemessen, da die berücksichtigten Flexibilitätsoptionen und die Kapazitäten der Speicher für kurzfristige Verschiebungen des Netzbezugs ausgelegt sind. Variablen, die durch die Optimierungsergebnisse des vorherigen Simulationstages festgelegt werden (z.B. Speicherfüllstände), werden bei der Optimierung als initiale Werte berücksichtigt, was ebenfalls durch RedSim gesteuert wird.

2.6.2 Software zur Lösung des Optimierungsproblems

Um das Optimierungsproblem zu lösen, wird der Solver IBM ILOG CPLEX Optimization Studio in der Version 12.4. (kurz: CPLEX) verwendet (IBM, 2014), wobei die durch CPLEX bereitgestellte Schnittstelle zu MATLAB durch RedSim genutzt wird. Das durch CPLEX verwendete Verfahren zur Bestimmung der optimalen Lösung wird nachfolgend schematisch aufgezeigt. Für eine detailliertere Beschreibung siehe beispielsweise (Waue, 2007).

Durch eine lineare Gleichung wird im n -dimensionalen Raum eine Hyperebene festgelegt. Eine Ungleichung beschreibt den Halbraum, der sich auf einer Seite der Hyperebene befindet und die Hyperebene einschließt. Bei einem linearen Optimierungsproblem ist der zulässige Lösungsraum ein konvexer Polyeder, der durch den Schnitt aller Halbräume aufgespannt wird (Benker, 2013). Existiert mindestens eine Lösung, so optimiert eine Ecke des Polyeders den Zielwert, was die Bestimmung einer Lösung stark erleichtert. Bei einem gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblem wird der Lösungsraum ebenso durch den Polyeder begrenzt, im Allgemeinen sind jedoch nicht alle Punkte des Polyeders zulässige Lösungen. Existiert mindestens eine Lösung, so muss darüber hinaus keine der Lösungen auf einer Seitenfläche des Polyeders liegen.

Um dennoch eine optimale Lösung zu bestimmen, wird zunächst in einer Preprocessing-Phase das Modell vereinfacht, indem beispielsweise redundante Variablen und Restriktionen beseitigt werden. Insbesondere werden auch bestehende Zusammenhänge zwischen verschiedenen Binärvariablen identifiziert, also bestimmt, ob die Festle-

gung einer Binärvariablen den Wert einer anderen impliziert (Suhl/Mellouli, 2009). Anschließend wird ein *Branch & Cut*-Algorithmus verwendet, welcher sich aus einem Branch & Bound-Verfahren und einem Schnittebenenverfahren (*Cutting Plane Algorithm*) zusammensetzt.

Beim *Branch & Bound*-Verfahren wird zunächst eine Lösung unter relaxierten Nebenbedingungen, also ohne Berücksichtigung der Ganzzahligkeit, bestimmt. Erfüllt diese Lösung bereits die Ganzzahligkeitsbedingungen, so wurde die optimale Lösung gefunden. Andernfalls stellt die gefundene Lösung eine untere Schranke (*Bound*) für den Zielwert des Minimierungsproblems dar. Das Problem verletzt mindestens an einer Stelle die Ganzzahligkeitsbedingung und wird iterativ durch zwei Zweige (*Branches*) in zwei Teilprobleme beziehungsweise Knoten aufgeteilt. Für zwei Knoten wird jeweils für eine weitere Binärvariable ein fixer Wert vorgegeben und das Problem abermals relaxiert gelöst. Verschiedene Kriterien führen zu einem Abbruch des Aufspaltens in Teilprobleme. Existiert für einen Knoten keine relaxierte Lösung, so kann auch keine ganzzahlige Lösung gefunden werden, das jeweilige Teilproblem wird nicht weiter betrachtet. Erfüllt die relaxierte Lösung eines Knotens hingegen die Ganzzahligkeitsbedingungen, so ist das Teilproblem gelöst. Eine weitere Aufspaltung in Teilprobleme entfällt in diesem Fall. Eine obere Schranke wird auf den Zielwert dieser Lösung reduziert, insofern bisher keine bessere Lösung bekannt ist. Die Iteration wird bei einem Zweig außerdem abgebrochen, wenn die relaxierte Lösung den Wert der besten bekannten oberen Schranke überschreitet, da sich der Zielfunktionswert durch weitere Einschränkungen nur verschlechtern kann. Beim *Branch & Bound*-Algorithmus werden die Knoten des Entscheidungsbaums nicht willkürlich abgearbeitet, sondern die generierten, aber noch nicht bearbeiteten Knoten gemäß ihrer unteren Schranken aufsteigend in einer *Priority-Queue* geordnet (Suhl/Mellouli, 2009; Waue, 2007).

Beim Schnittebenenverfahren wird durch die Einführung zusätzlicher Hyperebenen der Lösungsraum verkleinert. Die Ebenen werden insbesondere so eingefügt, dass die relaxierte Lösung abgeschnitten wird, dabei jedoch keine ganzzahlige Lösung. Das nochmalige Lösen des relaxierten Problems liefert dann eine genauere untere Schranke des entsprechenden Suchbaums (Suhl/Mellouli, 2009).

Beim *Branch & Cut* Algorithmus werden die beiden beschriebenen Verfahren kombiniert. Sobald ein Teilproblem nicht vollständig untersucht werden kann, wird dieses entweder in Teilprobleme aufgespalten oder aber nach Schnittebenen gesucht, die bestenfalls dazu führen, dass die relaxierte Lösung die Ganzzahligkeitsbedingungen erfüllt und das Teilproblem nicht weiter untersucht werden muss (Waue, 2007).

3 Methodik und Modellierung

Die Abbildung 3.1 zeigt schematisch den Ablauf der Einsatzoptimierung und das Vorgehen bei der Nachbearbeitung der Ergebnisse.

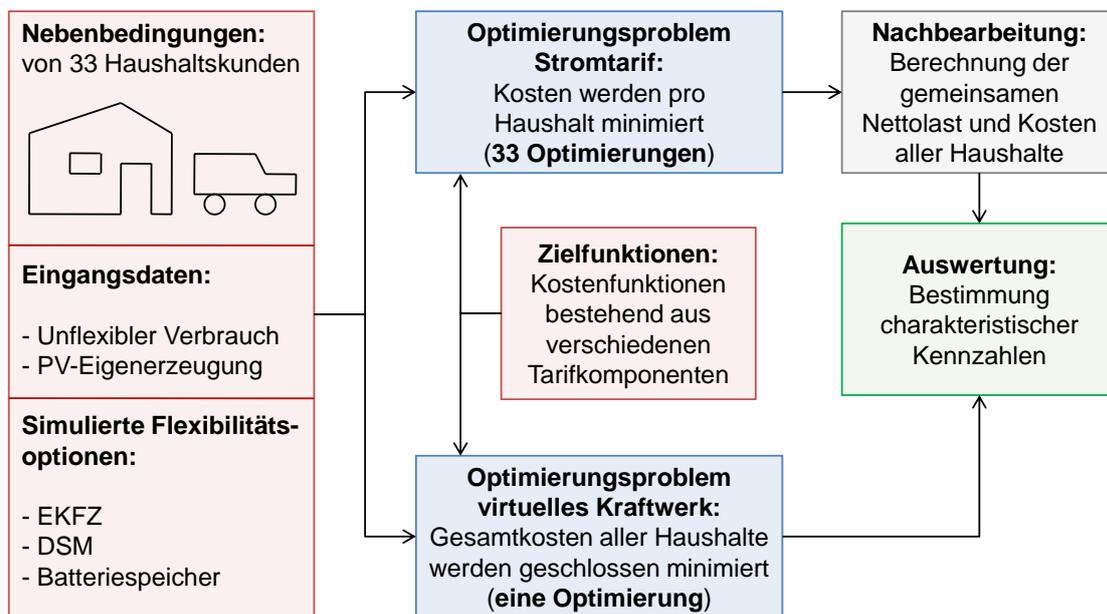


Abbildung 3.1: Schematischer Aufbau zum Ablauf der Einsatzoptimierung und Nachbearbeitung der Ergebnisse

Bei der Bestimmung des kostenminimierenden Energiemanagements unter den variablen Stromtarifen wird für jeden der 33 untersuchten Haushalte ein separates Optimierungsproblem aufgestellt und gelöst. Bei dem Ansatz der zentralen Optimierung durch das virtuelle Kraftwerk (VK) wird stattdessen ein gemeinsames Optimierungsproblem formuliert und die Gesamtkosten aller Haushalte werden geschlossen minimiert. Grundsätzlich wird in beiden Fällen der Wert einer Zielfunktion unter Einbehaltung von Nebenbedingungen durch eine Einsatzoptimierung minimiert.

Die Zielfunktion der Optimierung ist eine aus verschiedenen Komponenten zusammengesetzte Kostenfunktion. Beim Ansatz des variablen Stromtarifs werden das Design der Tarifkomponenten und die Kostenfunktionen in Kapitel 3.1 erläutert. Die Modellierung der Zielfunktionen in der Einsatzoptimierung wird in Kapitel 3.3 beschrieben.

Für das VK wird die Zielfunktion in Kapitel 3.2 erörtert und die Modellierung in der Einsatzoptimierung in Kapitel 3.3.3 ausgeführt.

Die Nebenbedingungen resultieren aus den Ausstattungen der Haushaltskunden mit elektrischen Verbrauchern, Erzeugern und Speichern. Die Haushalte verfügen über unsteuerbare Verbraucher und gegebenenfalls über PV-Anlagen als unsteuerbare Erzeuger. Diese unsteuerbaren Geräte stellen Eingangsgrößen der Einsatzoptimierung dar, die für eine Modellregion gemessen oder simuliert wurden und in Kapitel 3.5.2 beschrieben werden. Die Betriebsweise dieser Anlagen kann durch die Einsatzoptimierung nicht beeinflusst werden. In Abhängigkeit der Ausstattung verfügen die Haushalte zudem über EKFZ, Batteriespeicher und weitere steuerbare Verbraucher, deren Modellierung in Kapitel 3.4 erläutert wird. Die Betriebsweise dieser steuerbaren Anlagen ist das Ergebnis der Einsatzoptimierung, durch die die Anlagen kostenminimierend eingesetzt werden.

Als Ergebnis der Einsatzoptimierung unter dem variablen Stromtarif stellt sich für jeden Haushalt eine individuelle Nettolast ein, welche Energiebeschaffungskosten beim Versorger und Stromkosten bei dem Haushalt verursacht. Im Anschluss an die Optimierung werden die Haushalte zu einem Ensemble kombiniert, wobei unterstellt wird, dass diese über denselben Netzknoten versorgt werden. Charakteristische Kennzahlen der gemeinsamen Nettolast werden ausgewertet. Bei dem VK ist diese gemeinsame Nettolast aller Anlagen sämtlicher Haushalte bereits das Ergebnis der Einsatzoptimierung, für die die charakteristischen Kennzahlen direkt bestimmt werden.

Die Untersuchungen finden für Haushaltskunden mit verschiedenen Ausstattungen und für mehrere Stromtarife statt. Die Szenarien, die sich jeweils aus einem Stromtarif, einer Haushaltsausstattung und den Nebenbedingungen des Optimierungsproblems zusammensetzen, werden in Kapitel 3.5.1 veranschaulicht.

3.1 Design und Parametrisierung variabler Stromtarife

Die Nettostromkosten der Haushaltskunden setzen sich aus drei Tarifkomponenten zusammen: Der Energiepreiskomponente, der Leistungspreiskomponente sowie der Komponente der Steuern und Abgaben (Siehe Kapitel 2.4.1). Die mengengewichteten Durchschnittskosten der Tarifkomponenten sind für die fixe und die variable Abrechnung der Stromkosten in Tabelle 3.1 zusammengestellt.

Tabelle 3.1: Parametrisierung der Tarifkomponenten bei fixer und variabler Abrechnung. Die markierten Werte (*) stellen mengengewichtete Durchschnittskosten bei einer Haushaltsausstattung mit unflexiblen Verbrauchern und PV-Anlagen dar

Kostenkomponente	Fixe Abrechnung		Variable Abrechnung	
	Wert [ct/kWh]	Symbol	Wert [ct/kWh]	Symbol
Energie	8,46	$c^{eng,fix}$	$mp_t + 3,50$	c_t^{eng}
Leistung	6,52	$c^{pow,fix}$	* 6,83	
Steuern und Abgaben	9,71	c^{ltc}	9,71	c^{ltc}
Summe (netto)	24,69		* 25,00	
Mehrwertsteuer	4,69		* 4,75	
Summe (brutto)	29,38	$c^{tot,fix}$	* 29,75	
EEG-Einspeisevergütung	8,40	c^{pv}	8,40	c^{pv}

Bei der fixen Abrechnung summieren sich die Bruttostromkosten zu $29,38 \text{ ct/kWh}$, die unabhängig vom Zeitpunkt des Energieverbrauchs und der Höhe der Netzentnahmeleistung berechnet werden. Bei der variablen Abrechnung stellen die markierten Werte (*) mengengewichtete Durchschnittskosten von Haushaltskunden dar. Die nachfolgenden Unterkapitel befassen sich mit der Veranschaulichung der funktionalen Abhängigkeiten und der Parametrisierung der Tarifkomponenten.

Die Höhe der Kosten hängt insbesondere von der Höhe der Nettolast $P_{h,t}^{nl}$ des Haushalts h während des Zeitintervalls t ab. Diese Nettolast sei definiert als die Summe der mittleren Wirkleistung der Verbraucher abzüglich der mittleren Wirkleistung der Erzeuger am Netzanschlusspunkt des Haushalts¹ (nl , Abkürzung von *Net Load*). Der positive Anteil der Nettolast (Netzentnahmeleistung) wird mit $P_{h,t}^{nl+}$ und der negative Anteil mit $P_{h,t}^{nl-}$ bezeichnet. Der Energiebedarf beziehungsweise die Energierückspeisung eines Haushalts h während des Zeitintervalls t ist gegeben durch:

$$E_{h,t}^{nl} = P_{h,t}^{nl} \cdot \Delta_t, \quad E_{h,t}^{nl+} = P_{h,t}^{nl+} \cdot \Delta_t, \quad E_{h,t}^{nl-} = P_{h,t}^{nl-} \cdot \Delta_t, \quad (3.1)$$

wobei Δ_t die Intervalllänge beschreibt (hier: $\Delta_t = 0,25 \text{ h}$). Für die Nettostromkosten der Haushalte gilt im Allgemeinen:

$$C_h^{tot} = \sum_{t \in T} \left(C_{h,t}^{eng} + C_{h,t}^{pow} + C_{h,t}^{ltc} - C_{h,t}^{pv} \right).$$

Das Design der flexibel oder variabel abgerechneten Stromkostenkomponenten wird in den nachfolgenden Unterkapiteln beschrieben.

¹Im Gegensatz zu der Residuallast wird bei der Nettolast beispielsweise auch die Rückspeisung von Batteriespeichern als Erzeugerleistung gewertet.

3.1.1 Variable Leistungspreiskomponente

Im Folgenden ist unter dem Begriff der Leistung die positive Nettolast, also die Netzentnahmeleistung der Haushalte, zu verstehen (siehe Kapitel 2.1).

3.1.1.1 Varianten des Designs variabler Leistungspreiskomponenten

Die Kosten der Leistungspreiskomponenten werden auf sieben verschiedene Weisen abgerechnet und die Abrechnungsmethoden mit PC_{fix} sowie PC_1 bis PC_6 bezeichnet (PC , Abkürzung von *Power Component*). Mit Ausnahme von PC_4 besteht bei den Leistungspreisdesigns für jedes Viertelstundenintervall ein funktionaler Zusammenhang zwischen der mittleren Leistung des Intervalls und der Höhe der Kosten. Bei PC_4 werden die täglichen Kosten durch das Tagesmaximum der Leistung (gemittelt über 15 Minuten) bestimmt.

Anstelle die funktionalen Zusammenhänge in Abhängigkeit der mittleren Leistung zu beschreiben, wäre auch eine Beschreibung in Abhängigkeit des Energieverbrauchs innerhalb jedes Viertelstundenintervalls möglich, da diese beiden Größen über die Intervalllänge linear voneinander abhängen (siehe Gleichung 3.1). So werden die IBR-Tarife von (Mohsenian-Rad/Leon-Garcia, 2010; Khomami/Javidi, 2013; Zhao et al., 2013) in Abhängigkeit des Energieverbrauchs in einem Zeitintervall definiert (siehe Kapitel 2.4.4). In dieser Arbeit wird die Beschreibung der Kosten in Abhängigkeit der mittleren Leistung vorgezogen, da die Kostenkomponenten bei Gewerbe- und industriellen Großverbrauchern in Deutschland auf diese Weise bezeichnet werden².

Die Abbildung 3.2 zeigt die Grenzkosten und die Durchschnittskosten der Leistungspreisdesigns mit Ausnahme von PC_4 und PC_6 . Bei Design PC_4 bestimmen sich die Kosten über die tägliche maximale Leistung, sodass der Tarif nicht in derselben Abbildung dargestellt werden kann. Die Leistungspreiskomponente PC_6 stellt eine Abwandlung von PC_5 dar und wird wörtlich beschrieben. Die mathematischen Funktionen der Gesamtkosten pro Viertelstundenintervall in Abhängigkeit der Leistung sind in Tabelle 3.2 zusammengestellt und werden in Kapitel 3.1.1.2 beschrieben.

²Die Stromkosten von Gewerbe- und industriellen Großverbrauchern setzen sich üblicherweise aus einem Arbeitspreis und einem Leistungspreis zusammen, wobei letzterer durch die maximale Leistung (gemittelt über 15 Minuten) innerhalb des Abrechnungszeitraums festgelegt wird (Agora Energiewende (Hrsg.), 2014c).

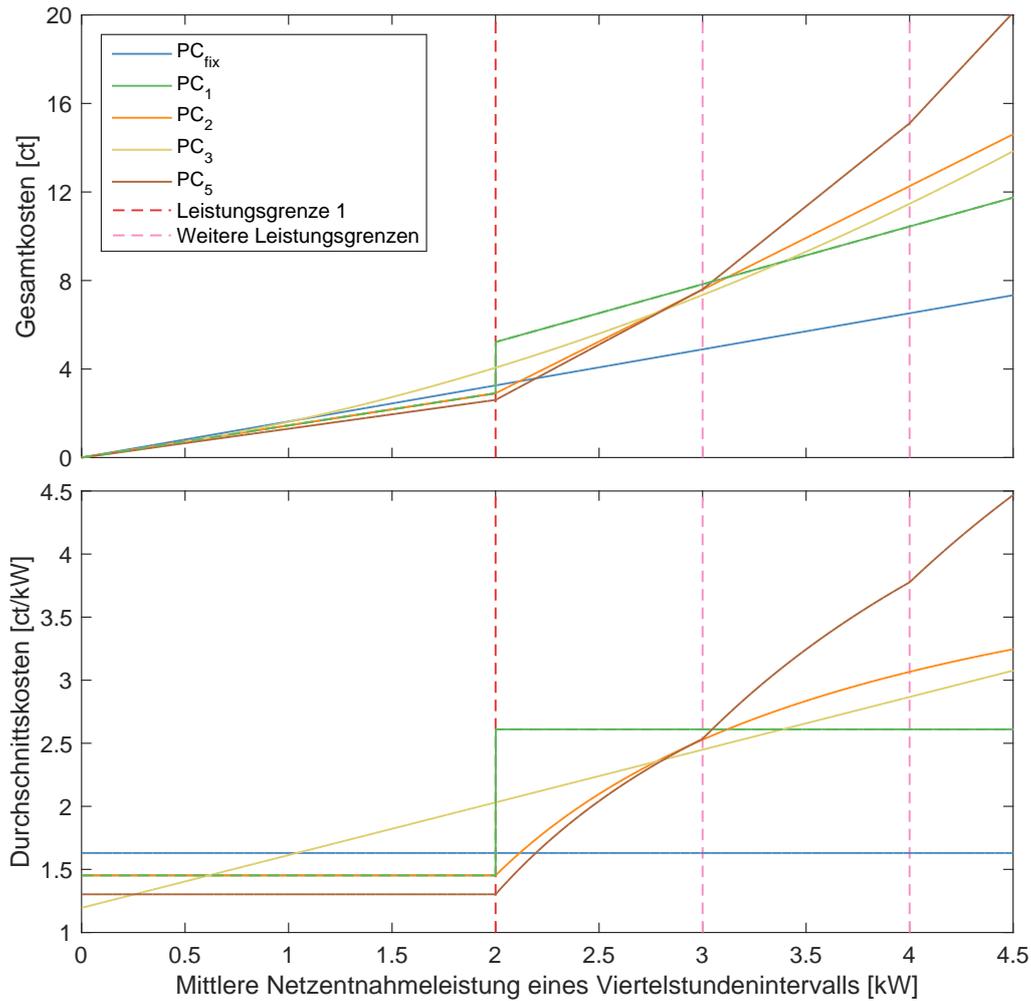


Abbildung 3.2: Design der flexiblen Leistungspreiskomponenten: Darstellung der Gesamtkosten und Durchschnittskosten in Abhängigkeit der durchschnittlichen Netzentnahmeleistung eines Viertelstundenintervalls

Beschreibung der Leistungspreiskomponenten:

- PC_{fix} : Die durchschnittlichen Kosten sind konstant, wodurch die Gesamtkosten linear mit der Leistung ansteigen. Der Tarif entspricht der heutigen Abrechnungsmethode von SLP-Kunden.
- PC_1 : Bis zu einer individuellen Leistungsgrenze wird ein reduziertes und oberhalb derer ein erhöhtes Entgelt berechnet. Die höheren Kosten sind bei der Überschreitung der Leistungsgrenze für die gesamte Leistung zu entrichten, wodurch die Gesamtkosten an der Leistungsgrenze sprunghaft ansteigen. Die Festlegung der Leistungsgrenzen wird in Kapitel 3.1.2 beschrieben.
- PC_2 : Wie auch bei PC_1 wird bis zu einer individuellen Leistungsgrenze ein reduziertes und oberhalb derer ein erhöhtes Entgelt berechnet. Die höheren

Kosten sind jedoch nur für den Anteil der Leistung oberhalb der Leistungsgrenze zu entrichten. Die Gesamtkosten erhöhen sich an der Leistungsgrenze nicht sprunghaft, steigen ab der Leistungsgrenze jedoch stärker an als bei PC_1 .

- PC_3 : 30 % der Leistungskosten steigen quadratisch und 70 % linear mit der Leistung.
- PC_4 : 30 % der täglichen Leistungskosten steigen linear mit der maximalen Leistung des jeweiligen Tages und 70 % steigen linear mit der Leistung.
- PC_5 : Unterhalb einer Leistungsgrenze ist ein reduzierter Leistungspreis zu entrichten. Oberhalb der Leistungsgrenze werden vier weitere Leistungsbänder definiert, von denen die ersten drei mit jeweils 1 kW und das letzte ohne Begrenzung gefüllt werden können. Die spezifischen Kosten steigen mit den Leistungsbändern kontinuierlich an, wobei die Kosten wie bei PC_2 nur für den Anteil der Leistung innerhalb des jeweiligen Leistungsbands zu entrichten sind.
- PC_6 : Das Design entspricht dem von PC_5 , jedoch wird die Höhe der untersten Leistungsgrenze in Schwachlastzeiten erhöht. Als Schwachlastzeiten sind jene Zeiträume definiert, in denen das auf eins normierte SLP unter einen Wert von 0,5 fällt. Die Leistungsgrenzen werden in diesem Fall verdoppelt, jedoch mindestens auf einen Wert leicht oberhalb der minimalen Ladeleistung der EKFZ erhöht.

Die Leistungspreisdesigns PC_2 , PC_5 und PC_6 sind *IBR*-Tarife gemäß der Klassifizierung in Kapitel 2.4.3. Bei PC_1 sind die Gesamtkosten an der Leistungsgrenze unstetig, sodass die Grenzkosten nicht stufenweise steigen. Bei PC_3 steigen die Grenzkosten kontinuierlich und bei PC_4 werden die täglichen Kosten gemäß des höchsten viertelstündigen Energieverbrauchs des Tages festgelegt.

3.1.1.2 Parametrisierung der variablen Leistungspreiskomponenten

Die Kosten der fixen Leistungspreiskomponente PC_{fix} sind gegeben durch:

$$C_{h,t}^{pow,fix} = c^{pow,fix} \cdot P_{h,t}^{nl+}, \quad (3.2)$$

mit dem spezifischen Kostenfaktor $c^{pow,fix} = 6,52 \text{ ct/kW}$ (siehe Tabelle 3.1).

Die variablen Leistungspreiskomponenten PC_1 bis PC_5 werden in Tabelle 3.2 so parametrisiert, dass die mengengewichteten Durchschnittskosten für alle Tarife etwa $6,83 \text{ ct/kWh}$ betragen. Da die Leistungskosten in dieser Arbeit jedoch auf Basis von viertelstündlichen Leistungswerten abgerechnet werden, sind die spezifischen

Tabelle 3.2: Kostenfunktionen der Leistungspreiskomponenten und Parametrisierung der Kostenfunktionen

Design	Kostenfunktion: $C_{h,t}^{pow} \cdot 1h/\Delta_t =$	Parametrisierung
PC_{fix}	$c_1 \cdot P_{h,t}^{nl+}$	$c_1 = 6,52 \text{ ct/kW}$
PC_1	$\begin{cases} c_2 \cdot P_{h,t}^{nl+}, & \text{falls } P_{h,t}^{nl+} \leq p_h^{lg} \\ c_3 \cdot P_{h,t}^{nl+}, & \text{sonst} \end{cases}$	$c_2 = 5,81 \text{ ct/kW}$ $c_3 = 11,44 \text{ ct/kW}$
PC_2	$\begin{cases} c_2 \cdot P_{h,t}^{nl+}, & \text{falls } P_{h,t}^{nl+} \leq p_h^{lg} \\ c_2 \cdot p_h^{lg} + c_4 \cdot (P_{h,t}^{nl+} - p_h^{lg}), & \text{sonst} \end{cases}$	$c_2 = 5,81 \text{ ct/kW}$ $c_4 = 18,72 \text{ ct/kW}$
PC_3	$c_5 \cdot [r \cdot f \cdot (P_{h,t}^{nl+})^2 + (1-r) \cdot P_{h,t}^{nl+}]$	$c_5 = 6,83 \text{ ct/kW}$ $r = 0,3$ $f = 0,0167/\bar{p}_h$
PC_4	$c_6 \cdot r \cdot P_{h,d}^{max} \cdot 1h/\Delta_t + c_5 \cdot (1-r) \cdot P_{h,t}^{nl+}$	$c_5 = 6,83 \text{ ct/kW}$ $c_6 = 22,45 \text{ ct/kW}$ $r = 0,3$
PC_5	$\begin{cases} c_7 \cdot P_{h,t}^{nl+}, & \text{falls } P_{h,t}^{nl+} \leq p_h^{lg1} \\ c_7 \cdot p_h^{lg1} + c_8 \cdot (P_{h,t}^{nl+} - p_h^{lg1}), & \text{falls } p_h^{lg1} < P_{h,t}^{nl+} \leq p_h^{lg2} \\ c_7 \cdot p_h^{lg1} + c_9 \cdot (P_{h,t}^{nl+} - p_h^{lg2}) + c_8, & \text{falls } p_h^{lg2} < P_{h,t}^{nl+} \leq p_h^{lg3} \\ c_7 \cdot p_h^{lg1} + c_{10} \cdot (P_{h,t}^{nl+} - p_h^{lg3}) + c_8 + c_9, & \text{falls } p_h^{lg3} < P_{h,t}^{nl+} \leq p_h^{lg4} \\ c_7 \cdot p_h^{lg1} + c_{11} \cdot (P_{h,t}^{nl+} - p_h^{lg4}) + c_8 + c_9 + c_{10}, & \text{sonst} \end{cases}$	
		$c_7 = 5,21 \text{ ct/kW}$ $c_8 = 20,00 \text{ ct/kW}$ $c_9 = 30,00 \text{ ct/kW}$ $c_{10} = 40,00 \text{ ct/kW}$ $c_{11} = 50,00 \text{ ct/kW}$

Kosten jeweils mit dem Faktor $\Delta_t/1h = 0,25$ zu multiplizieren³. Anstatt diese Multiplikation durchzuführen wird in Tabelle 3.2 nicht die Kostenfunktion $C_{h,t}^{pow}$, sondern $C_{h,t}^{pow} \cdot 1h/\Delta_t$ dargestellt.

Die Parametrisierung der variablen Leistungspreiskomponenten PC_1 bis PC_5 in Tabelle 3.2 erfolgt für Haushalte, die wie in (Schreiber et al., 2015) über unflexible Verbraucher und PV-Anlagen verfügen. Ohne die Verfügbarkeit von flexiblen Verbrauchern oder Speichern ist die Residuallast determiniert und die Höhe der Kostenparameter in Tabelle 3.2 kann analytisch so festgelegt werden, dass sich für die Leistungspreiskomponenten identische mengengewichtete Durchschnittskosten einstellen.

Beschreibung der Parametrisierung der Leistungspreiskomponenten in Tabelle 3.2:

- PC_1 : Die Reduktion der Leistungskosten unterhalb der Leistungsgrenze auf $5,81 \text{ ct/kW}$ entspricht einem Nachlass von 15% in Bezug auf die durchschnitt-

³Eine Ausnahme bildet der erste Summand der Kostenfunktion von PC_4 , da bei diesem Tarifdesign die Kosten von der maximalen Leistung des Tages abhängen und damit unabhängig von der Intervalllänge sind. Dieser Summand der Kostenfunktion von PC_4 wird deshalb in Tabelle 3.2 ebenso mit $1h/\Delta_t$ multipliziert, um gekürzt werden zu können.

lichen Leistungskosten. Die Leistungskosten bei einer Überschreitung der Leistungsgrenze werden mit $11,44 \text{ ct/kWh}$ so gewählt, dass sich die gewünschten Durchschnittskosten von $6,83 \text{ ct/kWh}$ einstellen.

- PC_2 : Die Reduktion der Leistungskosten unterhalb der Leistungsgrenze entspricht der von PC_1 . Da die höheren Leistungskosten nur für den Anteil der Leistung oberhalb der Leistungsgrenze zu entrichten sind, wird c_4 mit $18,72 \text{ ct/kWh}$ höher als c_3 gewählt, um identische Durchschnittskosten zu verursachen.
- PC_3 : Der Parameter r der Kostenfunktion legt fest, dass 30 % der Kosten über den quadratischen Anteil und 70 % über den linearen Anteil bemessen werden. Diese Verhältnis ist frei gewählt und basiert auf folgender Überlegung: Bei PC_1 und PC_2 sind für die Leistungskomponente mindestens $5,81 \text{ ct/kWh}$ zu entrichten, sodass 85 % der Kosten linear mit der Leistung festgelegt werden. Die übrigen 15 % der Gesamtkosten werden durch die vergleichsweise wenigen Überschreitungen der Leistungsgrenzen verursacht⁴. Bei PC_3 werden durch die Festlegung von $r = 0,3$ zwar 30 % der Kosten durch den quadratischen Anteil verursacht, jedoch tragen nicht nur die besonders hohen Leistungen zu diesem Anteil bei, sondern sämtliche Netzentnahmeleistungen. Der Faktor f dient als Normierungsfaktor des quadratischen Kostenanteils. Die reziproke Proportionalität zu der durchschnittlichen Leistung des Haushalts bewirkt, dass ein Haushalt, der zu jedem Zeitpunkt doppelt so viel Leistung wie ein anderer bezieht, identische Kosten pro kWh und damit doppelt so hohe Gesamtkosten wie der andere Haushalt zu tragen hat.
- PC_4 : Die Anteile von 30 % und 70 % werden entsprechend der Argumentation von PC_3 festgelegt. Damit die mittleren Leistungskosten denen der übrigen Leistungspreiskomponenten entsprechen, werden täglich $22,45 \text{ ct/kWh}$ für die maximale Leistung des jeweiligen Tages berechnet.
- PC_5 : Die Reduktion der Leistungskosten unterhalb der Leistungsgrenze entspricht einem Nachlass von 20 %. Aufgrund der stärkeren Reduktion im Vergleich zu PC_2 werden die spezifischen Kosten, insbesondere für die hohen Leistungsbänder, gegenüber c_4 des Leistungspreisdesigns PC_2 deutlich erhöht, um identische Durchschnittskosten zu bewirken.
- PC_6 : Die Tarifkomponente wird wie PC_5 parametrisiert, wobei jedoch die Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten erhöht werden. Durch diese Festlegung

⁴Im Jahresdurchschnitt aller Haushalte überschreitet 7,9 % der Gesamtleistung die Leistungsgrenzen. Für den Tarif PC_2 folgt: $0,079 \cdot (c_4 - c_2) = 0,15 \cdot 6,83 \text{ ct/kWh}$, sodass rund 15 % der durchschnittlichen Kosten durch die Überschreitungen verursacht werden.

stimmen die mengengewichteten Durchschnittskosten dieses Leistungspreisdesigns, die $6,35 \text{ ct/kWh}$ betragen, nicht mit denen der übrigen überein.

3.1.2 Festlegung der Leistungsgrenzen

Bei den Leistungspreisdesigns PC_1 und PC_2 wird eine Leistungsgrenze festgelegt, wohingegen bei den Leistungspreisdesigns PC_5 und PC_6 vier Leistungsgrenzen definiert werden. Zunächst wird die Festlegung der ersten Leistungsgrenze beschrieben, die für alle Leistungspreiskomponenten gleichermaßen erfolgt.

Die Leistungsgrenzen werden so festgelegt, dass die Summe aller Leistungsgrenzen der Höhe der ursprünglichen Jahreshöchstleistung der Haushaltskunden ohne flexible Verbraucher ($P^{max,unflex}$) entspricht, welche $44,5 \text{ kW}$ beträgt⁵. Unter Berücksichtigung dieser Nebenbedingung wird die individuelle Höhe der Leistungsgrenze jedes Haushalts so festgelegt, dass sie linear mit dem Jahresenergieverbrauch des Haushalts steigt⁶. Es gilt:

$$p_h^{lg} = P^{max,unflex} \cdot \frac{\sum_{t \in T} E_{h,t}^{nl+}}{\sum_{h \in H} \sum_{t \in T} E_{h,t}^{nl+}}. \quad (3.3)$$

Unter dem Jahresenergieverbrauch eines Haushalts wird die Summe des unsteuerbaren Verbrauchs und dem des EKFZ unter Berücksichtigung der Wirkungsgradverluste beim Ladevorgang verstanden (Haushaltskonfiguration H_{ekfz} , siehe Kapitel 3.5.1). Die Höhe der Leistungsgrenzen zeigt Tabelle A.1.

Bei den Leistungspreisdesigns PC_5 und PC_6 werden drei weitere Leistungsgrenzen festgelegt. Für diese gilt:

$$p_h^{lg4} = p_h^{lg3} + 1 \text{ kW} = p_h^{lg2} + 2 \text{ kW} = p_h^{lg1} + 3 \text{ kW}, \quad (3.4)$$

wobei die Höhe von p_h^{lg1} dem Wert von p_h^{lg} aus Gleichung 3.3 entspricht. Die Leistungsgrenzen spannen mit dieser Festlegung fünf Leistungsbänder auf, von denen das erste mit einer Leistung von p_h^{lg1} , das zweite bis vierte mit einer Leistung von 1 kW und das fünfte ohne Beschränkung mit Leistung gefüllt werden kann.

⁵Durch die Festlegung wird beabsichtigt, die ursprüngliche Jahreshöchstleistung der unsteuerbaren Verbraucher nicht durch die steuerbaren Verbraucher zu erhöhen.

⁶Die lineare Abhängigkeit der Leistungsgrenze von dem Jahresenergieverbrauch bewirkt, dass ein Haushalt, der zu jedem Zeitpunkt doppelt so viel Leistung wie ein anderer bezieht, identische Kosten pro kWh und damit doppelt so hohe jährliche Gesamtkosten wie der andere Haushalt zu tragen hat.

Bei dem Leistungspreisdesign PC_6 wird im Vergleich zu PC_5 die unterste Leistungsgrenze in Schwachlastzeiten verdoppelt bzw. mindestens auf einen Wert von $2,2 kW$ erhöht. Durch diese Erhöhung können die EKFZ mit einer minimalen Ladeleistung von $2 kW$ bei einem geringfügigen unsteuerbaren Verbrauch geladen werden, ohne die Leistungsgrenze überschreiten zu müssen. Als Schwachlastzeiten sind jene Zeiträume definiert, in denen das auf eins normierte SLP unter einen Wert von $0,5$ sinkt (vergleiche Kapitel 3.1.1).

In Kapitel 4.4.3 wird eine alternative Festlegung der untersten Leistungsgrenze des Designs PC_6 untersucht. Dabei legen die Haushalte die Leistungsgrenzen in Schritten von $0,25 kW$ gegen Zahlung eines Entgelts in Höhe von $100 Euro/kW/Jahr$ (zzgl. Mehrwertsteuer) eigenständig fest. Die Leistungskosten unterhalb dieser Leistungsgrenze werden gegenüber dem ursprünglichen Niveau halbiert. Die Haushalte legen die Leistungsgrenzen optimal, also zu minimalen Gesamtkosten, fest. Die optimale Höhe der Leistungsgrenze wird jedoch nicht direkt während der Einsatzoptimierung bestimmt. Stattdessen wird das kostenminimierende Energiemanagement für alle infrage kommenden Leistungsgrenzen berechnet und im Anschluss an die Optimierung die kostengünstigste Lösung ausgewählt.

3.1.3 Variable Energiepreiskomponente

Die Kosten der Energiepreiskomponente werden im Gegensatz zu denen der Leistungskomponente nicht in Abhängigkeit der mittleren Leistung, sondern in Abhängigkeit des Energiebedarfs angegeben. Die Kosten der fixen Energiepreiskomponente ergeben sich zu:

$$C_{h,t}^{eng,fix} = c^{eng,fix} \cdot E_{h,t}^{nl+}, \quad (3.5)$$

wobei für den spezifischen Kostenfaktor gilt $c^{eng,fix} = 8,46 ct/kWh$ (siehe Tabelle 3.1). Der Faktor $c^{eng,fix}$ lässt sich in die Bruttomarge des Versorgers nach Abzug der Energiebeschaffungskosten (gm , Abkürzung von *Gross Margin*) und die mengenewichteten Energiebeschaffungskosten am Day-ahead-Spotmarkt⁷ (\overline{mp} , Abkürzung von *Average Market Price*) unterteilen. Es folgt:

$$C_{h,t}^{eng,fix} = c^{eng,fix} \cdot E_{h,t}^{nl+} = (\overline{mp} + gm) \cdot E_{h,t}^{nl+}, \quad (3.6)$$

⁷Die Marktpreise des durch *EPEX SPOT* betriebenen Day-Ahead-Strommarkts für Deutschland und Österreich werden verwendet.

wobei für den unflexiblen Verbrauch der untersuchten Haushaltskunden für \overline{mp} gilt:

$$\overline{mp} = \frac{\sum_{h \in H} \sum_{t \in T} mp_t \cdot E_{h,t}^{nl+}}{\sum_{h \in H} \sum_{t \in T} E_{h,t}^{nl+}} = 4,96 \text{ ct/kWh} . \quad (3.7)$$

Damit folgt aus Gleichung 3.6 für gm ein Wert von $3,50 \text{ ct/kWh}$. Für den variablen Stromtarif wird diese Bruttomarge des Versorgers pro kWh konstant gehalten und der Marktpreis gemäß der tatsächlichen Marktpreise abgerechnet. Es gilt:

$$C_{h,t}^{eng} = c_t^{eng} \cdot E_{h,t}^{nl+} = (mp_t + gm) \cdot E_{h,t}^{nl+} . \quad (3.8)$$

Durch die Abhängigkeit der Stromkosten von den Marktpreisen werden Einsparungen bei der Energiebeschaffung durch einen optimierten Energieverbrauch direkt an die Kunden weitergegeben. Die Marktpreise werden am Day-Ahead-Spotmarkt für stündliche Intervalle festgelegt. Da die gemessenen Verbrauchszeitreihen und die simulierten PV-Erzeugungszeitreihen in viertelstündigen Zeitreihen vorliegen, wird die Möglichkeit der Beschaffung von Viertelstunden-Kontrakten unterstellt. Dazu wird der Marktpreis der vier viertelstündigen Kontrakte innerhalb einer Stunde einheitlich auf die Höhe des Preises des Stundenprodukts festgelegt. Ein vortäglicher Handel von 96 Viertelstunden-Kontrakten ist durch die Eröffnungsauktion des Intraday-Handels seit dem 09.12.2014 möglich. Die Einhaltung von Mindest-Kontraktvolumina wird bei der Optimierung nicht berücksichtigt.

Werden die variablen Leistungspreiskomponenten PC_1 bis PC_4 mit einem variablen Energiepreis kombiniert, so ist der Marktpreis wie in (Schreiber et al., 2015) für die gesamte Energie zu entrichten. Für die Leistungspreiskomponenten PC_5 und PC_6 wird hingegen angenommen, dass der variable Energiepreis nur für den Anteil der Energie unterhalb der ersten Leistungsgrenze bezahlt wird. Oberhalb der ersten Leistungsgrenze gilt für den spezifischen Kostenfaktor $c_t^{eng} = 10 \text{ ct/kWh}$, also ein höherer Wert als $\overline{mp} + gm = 8,46 \text{ ct/kWh}$. Durch den konstanten Kostenfaktor soll erreicht werden, dass in dem Zeitraum einer hohen Nachfrage mehrerer Haushalte kein äußeres Signal besteht, die Leistungsgrenzen mehrerer Haushalte zum selben Zeitpunkt zu überschreiten.

3.1.4 Steuern- und Abgabenkomponente

Der spezifische Kostenfaktor der Steuern und Abgaben beträgt $9,71 \text{ ct/kWh}$ (siehe Tabelle 3.1) und wird bei dem fixen und dem variablen Stromtarif als fixe Tarifkom-

ponente erhoben. Der Mehrwertsteuersatz als prozentualer Aufschlag auf jede der Tarifkomponenten ist nicht Bestandteil von c^{ltc} (ltc , Abkürzung von *Levy And Tax Component*). Die Kostenfunktion der Steuer- und Abgabenkomponente lautet:

$$C_{h,t}^{ltc} = c^{ltc} \cdot E_{h,t}^{nl+} . \quad (3.9)$$

Eine Ausnahme bei der fixen Abrechnung der ltc -Komponente bildet die dynamische Abrechnung der EEG-Umlage. Dabei wird die EEG-Umlage in Höhe von $5,28 \text{ ct/kWh}$ im Jahr 2013 in Anlehnung an (Agora Energiewende (Hrsg.), 2014a) dynamisiert. Dazu wird der Day-Ahead-Marktpreis mit einem jährlich festgelegten Faktor multipliziert (hier: 1,1). Der Minimalwert dieser Zeitreihe wird auf null und der Maximalwert auf das Doppelte der fixen Umlage begrenzt. Es gilt:

$$C_{h,t}^{ltc} = (c^{ltc} - 5,28 \text{ ct/kWh} + c_t^{dynEEG}) \cdot E_{h,t}^{nl+}$$

$$c_t^{dynEEG} = \begin{cases} 0 & , \text{ falls } mp_t < 0 \\ 2 \cdot 5,28 \text{ ct/kWh} & , \text{ falls } mp_t > 2/1,1 \cdot 5,28 \text{ ct/kWh} \\ 1,1 \cdot mp_t & , \text{ sonst} \end{cases} . \quad (3.10)$$

Für den unflexiblen Verbrauch folgt daraus für den Optimierungszeitraum eine durchschnittliche Umlagenhöhe von $5,43 \text{ ct/kWh}$.

3.1.5 Kombiniertes Stromtarif

Die Abbildung 3.3 zeigt einen variablen Stromtarif, der aus einer zeitlich variablen Energiepreiskomponente, der variablen Leistungspreiskomponente PC_6 und der fixen Tarifkomponente der Steuern und Abgaben konstruiert wird. Die Kombination dieser Tarifkomponenten wird im Folgenden auch als T_{flex} bezeichnet.

3.1.6 EEG-Einspeisevergütung

Die Höhe der Einspeisevergütung für Strom aus PV-Anlagen ist gegeben durch:

$$C_{h,t}^{pv} = c^{pv} \cdot E_{h,t}^{nl-} , \quad (3.11)$$

wobei die rückgespeiste Energiemenge $E_{h,t}^{nl-}$ nur aus den PV-Anlagen und nicht aus den Batteriespeichern entstammen darf. Da in dieser Arbeit ein Zukunftsszenario mit einer hohen Durchdringung von EKFZ und PV-Anlagen unterstellt wird, wird

Dazu werden die Nettolast des VK und dessen Leistungsgrenze definiert. Die Nettolast des virtuellen Kraftwerks $P_{h,t}^{nl,vk}$ sei die Summe der mittleren Wirkleistung sämtlicher Verbraucher abzüglich der mittleren Wirkleistung sämtlicher Erzeuger aller Haushalte. Die Höhe der Leistungsgrenze $p^{lg1,vk}$ entspricht der Summe der Leistungsgrenzen der Haushalte und damit der ursprünglichen Jahreshöchstleistung der Haushaltskunden von $P^{max,unflex} = 44,5 \text{ kW}$ (siehe Gleichung 3.3). Die Höhe der drei Leistungsbänder oberhalb der Leistungsgrenze beträgt 5 kW , woraus folgt:

$$p^{lg4,vk} = p^{lg3,vk} + 5 = p^{lg2,vk} + 10 = p^{lg1,vk} + 15 . \quad (3.12)$$

Mit diesen Definitionen gilt für die Kostenfunktion des VK:

$$C_{h,t}^{pow} \cdot 1h / \Delta_t = \begin{cases} c'_1 \cdot P_t^{nl+,vk}, & \text{falls } P_t^{nl+,vk} \leq p^{lg1,vk} \\ c'_1 \cdot p^{lg1,vk} + c'_2 \cdot (P_t^{nl+,vk} - p^{lg1,vk}), & \text{falls } p^{lg1,vk} < P_t^{nl+,vk} \leq p^{lg2,vk} \\ c'_1 \cdot p^{lg1,vk} + c'_3 \cdot (P_t^{nl+,vk} - p^{lg2,vk}) + 5 \cdot c'_2, & \text{falls } p^{lg2,vk} < P_t^{nl+,vk} \leq p^{lg3,vk} \\ c'_1 \cdot p^{lg1,vk} + c'_4 \cdot (P_t^{nl+,vk} - p^{lg3,vk}) + 5 \cdot (c'_2 + c'_3), & \text{falls } p^{lg3,vk} < P_t^{nl+,vk} \leq p^{lg4,vk} \\ c'_1 \cdot p^{lg1,vk} + c'_5 \cdot (P_t^{nl+,vk} - p^{lg4,vk}) + 5 \cdot (c'_2 + c'_3 + c'_4), & \text{sonst} \end{cases}$$

mit $c'_1 = 5,21 \text{ ct/kW}$ $c'_2 = 200,00 \text{ ct/kW}$ $c'_3 = 300,00 \text{ ct/kW}$ $c'_4 = 400,00 \text{ ct/kW}$
 $c'_5 = 500,00 \text{ ct/kW}$. (3.13)

Beträgt $P_t^{nl+,vk}$ beispielsweise 52 kW , so sind die ersten beiden Leistungsbänder vollständig und das dritte Leistungsband mit $2,5 \text{ kW}$ teilweise gefüllt. Daraus ergeben sich Leistungskosten in Höhe von:

$$C_{h,t}^{pow} = (c'_1 \cdot 44,5 \text{ kW} + c'_3 \cdot 2,5 \text{ kW} + 5 \text{ kW} \cdot c'_2) \cdot \Delta_t / 1h = 4,95 \text{ €} .$$

Die Höhe der Kostenfaktoren c'_2 bis c'_5 ist zehn Mal so hoch gewählt wie die der Leistungspreiskomponenten PC_5 und PC_6 des variablen Stromtarifs. Die Festlegung ist beliebig und basiert auf der Annahme, dass die gemeinsame Leistungsgrenze des VK seltener überschritten wird als die individuellen Leistungsgrenzen der einzelnen Haushalte beim variablen Stromtarif, wodurch die Einnahmen des Netzbetreibers beim VK bei identischer Parametrisierung deutlich geringer ausfallen würden.

3.3 Modellierung der Zielfunktionen

3.3.1 Leistungsbänder

Grundsätzlich werden bei allen Stromtarifen sogenannte Leistungsbänder für die Netzentnahme und die Netzzurückspeisung definiert, die bis zu einer festgelegten Grenze mit Leistung gefüllt werden können. Die Füllstände dieser Leistungsbänder, die nachfolgend auch als Segmente (s) bezeichnet werden, werden in Abhängigkeit des Stromtarifdesigns mit individuellen Kostenfaktoren multipliziert.

Die positiven und negativen Nettolasten entsprechen der Summe der Füllstände der positiven bzw. negativen Leistungsbänder (siehe Gleichungen 3.14 und 3.15)⁸. Die beiden Hilfsvariablen $P_{h,t}^{aux-}$ und $P_{h,t}^{aux+}$ (*aux*, Abkürzung von *Auxiliary*), die keinen Einfluss auf die Zielfunktion haben, werden eingeführt, um die Lösbarkeit für Nettolasten ungleich Null zu ermöglichen.

$$P_{h,t}^{nl} = \sum_{s \in S^+} P_{h,s,t}^{nl+} - P_{h,t}^{aux-} \quad \text{mit } P_{h,s,t}^{nl+}, P_{h,t}^{aux-} \in \mathbb{R}_{\geq 0} \quad (3.14)$$

$$-P_{h,t}^{nl} = \sum_{s \in S^-} P_{h,s,t}^{nl-} - P_{h,t}^{aux+} \quad \text{mit } P_{h,s,t}^{nl-}, P_{h,t}^{aux+} \in \mathbb{R}_{\geq 0} \quad (3.15)$$

Da die Höhe der Kostenfaktoren, mit denen die Füllstände der Segmente multipliziert werden, mit s ansteigt (siehe Kapitel 3.3.2), wird ein Leistungsband durch den kostenminimierenden Optimierer nur dann befüllt, wenn das darunterliegende Leistungsband vollständig gefüllt ist. Um zu verhindern, dass die Hilfsvariablen in den Gleichungen 3.14 und 3.15 dazu genutzt werden, die Segmente zu füllen, ohne die tatsächliche Nettolast zu verändern, werden die Gleichungen 3.16 bis 3.19 eingeführt. Durch Gleichung 3.16 und 3.17 kann nur eine der Hilfsvariablen einen Wert ungleich Null annehmen. Die Gleichungen 3.18 und 3.19 sorgen dafür, dass $P_{h,t}^{aux+}$ der Summe der positiven Segmente entspricht und $P_{h,t}^{aux-}$ der der negativen.

$$P_{h,t}^{aux-} + B_{h,t}^{aux} \cdot p_h^{nl,min} \leq 0 \quad (3.16)$$

$$P_{h,t}^{aux+} + B_{h,t}^{aux} \cdot p_h^{nl,max} \leq p_h^{nl,max} \quad (3.17)$$

$$\sum_{s \in S^+} P_{h,s,t}^{nl+} = P_{h,t}^{aux+} \quad (3.18)$$

$$\sum_{s \in S^-} P_{h,s,t}^{nl-} = P_{h,t}^{aux-} \quad (3.19)$$

⁸Für $P_{h,t}^{nl+}$ und $P_{h,t}^{nl-}$ aus Kapitel 3.1 gilt: $P_{h,t}^{nl+} = \sum_{s \in S^+} P_{h,s,t}^{nl+}$ und $P_{h,t}^{nl-} = - \sum_{s \in S^-} P_{h,s,t}^{nl-}$.

Dabei bezeichnet $p_h^{nl,max}$ die maximal mögliche Nettolast, die auftritt, wenn alle Verbraucher ein- und alle Erzeuger ausgeschaltet sind. Die minimal mögliche Nettolast wird durch $p_h^{nl,min}$ abgekürzt.

3.3.2 Zielfunktionen der Stromtarifdesigns

Die Zielfunktion der Optimierung unterscheidet sich für die Leistungspreisdesigns.

Es gilt:

$$Z_h^{PC_{fix}} = \sum_{t \in T} \left[P_{h,s=1,t}^{nl+} \cdot C_{s=1,t}^{nl+} \cdot vat + \sum_{s=1}^2 P_{h,s,t}^{nl-} \cdot C_{s,t}^{nl-} \right] \quad (3.20)$$

$$Z_h^{PC_1} = \sum_{t \in T} \left[\sum_{s=1}^2 (P_{h,s,t}^{nl+} \cdot C_{s,t}^{nl+}) \cdot vat + B_t^{add} \cdot c^{add} \cdot vat + \sum_{s=1}^2 P_{h,s,t}^{nl-} \cdot C_{s,t}^{nl-} \right] \quad (3.21)$$

$$Z_h^{PC_2} = \sum_{t \in T} \left[\sum_{s=1}^2 P_{h,s,t}^{nl+} \cdot C_{s,t}^{nl+} \cdot vat + \sum_{s=1}^2 P_{h,s,t}^{nl-} \cdot C_{s,t}^{nl-} \right] \quad (3.22)$$

$$Z_h^{PC_3} = \sum_{t \in T} \left[\sum_{s=1}^{s^{max}} P_{h,s,t}^{nl+} \cdot C_{s,t}^{nl+} \cdot vat + \sum_{s=1}^2 P_{h,s,t}^{nl-} \cdot C_{s,t}^{nl-} \right] \quad (3.23)$$

$$Z_h^{PC_4} = \sum_{t \in T} \left[P_{h,s=1,t}^{nl+} \cdot C_{s=1,t}^{nl+} \cdot vat + \sum_{s=1}^2 P_{h,s,t}^{nl-} \cdot C_{s,t}^{nl-} \right] + \sum_{d \in D} P_d^{max} \cdot c^{peak} \cdot vat \quad (3.24)$$

$$Z_h^{PC_5} = Z_h^{PC_6} = \sum_{t \in T} \left[\sum_{s=1}^5 P_{h,s,t}^{nl+} \cdot C_{s,t}^{nl+} \cdot vat + \sum_{s=1}^2 P_{h,s,t}^{nl-} \cdot C_{s,t}^{nl-} \right]. \quad (3.25)$$

Die Variable $P_{h,s,t}^{nl+}$ der Zielfunktionen beschreibt die Höhe der positiven Leistung des Segments s und $P_{h,s,t}^{nl-}$ die Höhe der negativen Leistung. Bei den Zielfunktionen $Z_h^{PC_1}$ und $Z_h^{PC_4}$ sind zusätzliche Terme nötig, um die Kostenfunktionen der Tabelle 3.2 durch ein gemischt-ganzzahliges lineares Problem abzubilden. Der Mehrwertsteuersatz vat (vat , Abkürzung von *Value Added Tax*) beträgt 19%.

Der Term $\sum_{s=1}^2 P_{h,s,t}^{nl-} \cdot C_{s,t}^{nl-}$ ist für alle Zielfunktionen identisch und beschreibt die Erträge durch die PV-Rückspeisung. Es gilt:

$$\sum_{s=1}^2 P_{h,s,t}^{nl-} \cdot C_{s,t}^{nl-} = -c^{pv} \cdot P_{h,s=1,t}^{nl-} + 0 \cdot P_{h,s=2,t}^{nl-}, \quad (3.26)$$

wobei $P_{h,s=1,t}^{nl-}$ auf 60 bzw. 70 % der Nennleistung der PV-Anlagen begrenzt ist und zusätzliche Rückspeisung nicht vergütet wird (siehe Kapitel 3.1.6). Die Höhe der Rückspeisung wird durch Gleichung 3.27 auf die Erzeugerleistung der PV-Anlagen

begrenzt, sodass eine Rückspeisung der Batteriespeicher in das öffentliche Netz unterbunden wird.

$$\sum_{s=1}^2 P_{h,s,t}^{nl-} \leq P_{h,t}^{PV,gen} \quad (3.27)$$

Für die Kosten der Netzentnahme gilt für sämtliche Zielfunktionen:

$$C_{h,s,t}^{nl+} = \Delta_t \cdot c_t^{eng} + \frac{\Delta_t}{1h} \cdot c_s^{pow} + \Delta_t \cdot c^{ltc}, \quad (3.28)$$

wobei c_t^{eng} in Kapitel 3.1.3 und c^{ltc} in Kapitel 3.1.4 definiert werden. In den Kapiteln 3.3.2.1 bis 3.3.2.6 wird c_s^{pow} für die verschiedenen Leistungspreisdesigns beschrieben und es werden die verbleibenden Terme der Zielfunktionen 3.20 bis 3.25 definiert.

3.3.2.1 Stromtarif mit PC_{fix}

Die Höhe der Stromkosten verhält sich unabhängig von der Leistung, sodass nur ein Leistungsband ($s=1$) definiert wird. Für die Spotmarkt-Optimierung, die auch mit T_{RTP} bezeichnet wird (RTP , Abkürzung von *Real Time Pricing*), gilt $c_{s=1}^{pow} = c_1$ (siehe Tabelle 3.2). Bei dem BAU -Stromtarif (BAU , Abkürzung von *Business As Usual*) gilt darüber hinaus für die Kosten der Energiekomponente c_t^{eng} in Gleichung 3.28 die Beziehung $c_t^{eng} = c^{eng,fix}$ (siehe Kapitel 3.1.3).

3.3.2.2 Stromtarif mit PC_1

Für die spezifischen Stromkosten gilt $c_{s=1}^{pow} = c_2$ und $c_{s=2}^{pow} = c_3$ (siehe Tabelle 3.2). Das erste Leistungsband wird durch die Höhe der Leistungsgrenze limitiert ($P_{h,s=1,t}^{nl+} \leq p_h^{lg}$). Da die höheren Kosten für die gesamte Leistung zu entrichten sind, sobald die Leistungsgrenze überschritten wird, werden in der Zielfunktion 3.21 die zusätzlichen Kosten $B_t^{add} \cdot c^{add}$ eingeführt. Diese werden aktiviert, sobald die Leistungsgrenze überschritten wird. Mit der Festlegung $c^{add} = (c_3 - c_2) \cdot p_h^{lg}$ ergeben sich für eine Netzentnahme $P_t^{nl} > p_h^{lg}$ die Leistungskosten zu:

$$\sum_{s=1}^2 \left(P_{h,s,t}^{nl+} \cdot C_{s,t}^{nl+} \right) + B_t^{add} \cdot c^{add} = p_h^{lg} \cdot c_2 + (P_t^{nl} - p_h^{lg}) \cdot c_3 + (c_3 - c_2) \cdot p_h^{lg} = P_t^{nl} \cdot c_3.$$

Die erhöhten Kosten sind somit für die gesamte Leistung zu entrichten. Die Gleichung 3.29 wird eingeführt, um sicherzustellen, dass die Binärvariable B_t^{add} den

Wert 1 annimmt und damit die zusätzlichen Kosten aktiviert, sobald das zweite Leistungsband nicht leer ist.

$$-(p^{nl,max} - p^{bar}) \cdot B_t^{add} + P_{s=2,t}^{nl+} \leq 0 \quad (3.29)$$

3.3.2.3 Stromtarif mit PC_2

Für die spezifischen Stromkosten gilt $c_{s=1}^{pow} = c_2$ und $c_{s=2}^{pow} = c_4$ (siehe Tabelle 3.2). Das erste Leistungsband ist durch die Höhe der Leistungsgrenze limitiert ($P_{h,s=1,t}^{nl+} \leq p_h^{lg}$).

3.3.2.4 Stromtarif mit PC_3

Die quadratische Kostenfunktion wird durch eine lineare Funktion approximiert. Dazu werden s^{max} Leistungsbänder definiert, der Kostenanstieg innerhalb der Bänder als linear angenommen und die Breite der Segmente w^{seg} jeweils auf $0,25 \text{ kW}$ festgelegt. Die Approximation wird detailliert in (Schreiber/Hochloff, 2013) beschrieben. Die Leistungskosten der Segmente sind gegeben durch:

$$c_s^{pow} = c^{quad} \cdot w^{seg} \cdot (s^2 - (s-1)^2) + c^{lin}, \quad (3.30)$$

mit den spezifischen Kosten des quadratischen Anteils $c^{quad} = c_5 \cdot r \cdot f$ und denen des linearen Anteils von $c^{lin} = c_5 \cdot (1-r)$ (siehe Tabelle 3.2).

3.3.2.5 Stromtarif mit PC_4

Für die spezifischen Stromkosten gilt $c_{s=1}^{pow} = c_5 \cdot (1-r)$ (siehe Tabelle 3.2). Die Zielfunktion 3.24 enthält den zusätzlichen Summanden $\sum_{d \in D} P_d^{max} \cdot c^{peak}$, der die Leistungskosten für die tägliche maximale Netzentnahmeleistung beschreibt. Das tägliche Maximum P_d^{max} ist gegeben durch:

$$P_{s=1,t}^{nl+} \leq P_d^{max}, \forall d \in D, t \in \left[(d-1) \cdot \frac{24}{\Delta_t} + 1, d \cdot \frac{24}{\Delta_t} \right]. \quad (3.31)$$

Der Wert von P_d^{max} wird vom Optimierer möglichst klein gewählt, um die Kosten zu minimieren. Für c^{peak} in Gleichung 3.24 gilt $c^{peak} = c_6 \cdot r$ (siehe Tabelle 3.2).

3.3.2.6 Stromtarif mit PC_5 und PC_6

Für die spezifischen Stromkosten gilt $c_{s=1}^{pow} = c_7$, $c_{s=2}^{pow} = c_8$, $c_{s=3}^{pow} = c_9$, $c_{s=4}^{pow} = c_{10}$ und $c_{s=5}^{pow} = c_{11}$ (siehe Tabelle 3.2). Die Leistungsbänder sind beschränkt durch die Höhe der Leistungsgrenzen:

$$0 \leq P_{h,s,t}^{nl+} \leq \begin{cases} p_h^{lg} \cdot k_{h,t}^{multi} & , \text{ falls } s = 1 \\ 1 & , \text{ falls } s \in \{2, 3, 4\} \\ \infty & , \text{ falls } s = 5 \end{cases} \quad (3.32)$$

Für die variable Leistungspreiskomponente PC_5 gilt $k_{h,t}^{multi} = 1$ und für PC_6 gilt:

$$k_{h,t}^{multi} = \begin{cases} 1 & , \text{ falls } P_t^{SLP} \geq 0,5 \\ \text{Maximum}(2, \frac{2,2}{p_h^{lg}}) & , \text{ sonst} \end{cases} \quad (3.33)$$

3.3.3 Zielfunktion des virtuellen Kraftwerks

Die Zielfunktion des virtuellen Kraftwerks ist gegeben durch:

$$Z^{vk} = \sum_{t \in T} \left(\sum_{s=1}^5 P_{s,t}^{nl+,vk} \cdot C_{s,t}^{nl+} \cdot vat + \sum_{h=1}^{33} \sum_{s=1}^2 P_{h,s,t}^{nl-} \cdot C_{s,t}^{nl-} \right) \quad (3.34)$$

Für die Kosten der Netzentnahme gilt:

$$C_{s,t}^{nl+} = \Delta_t \cdot c_t^{eng} + \frac{\Delta_t}{1h} \cdot c_s^{pow} + \Delta_t \cdot c^{ltc} \quad (3.35)$$

wobei c_t^{eng} und c^{ltc} analog zu Gleichung 3.28 in den Kapiteln 3.1.3 und 3.1.4 definiert wird. Für die spezifischen Stromkosten der Leistungspreiskomponente gilt $c_{s=1}^{pow} = c'_1$, $c_{s=2}^{pow} = c'_2$, $c_{s=3}^{pow} = c'_3$, $c_{s=4}^{pow} = c'_4$ und $c_{s=5}^{pow} = c'_5$ (siehe Gleichung 3.13). Die Leistungsbänder sind beschränkt durch die Höhe der Leistungsgrenzen:

$$0 \leq P_{h,s,t}^{nl+,vk} \leq \begin{cases} p_h^{lg,vk} & , \text{ falls } s = 1 \\ 5 & , \text{ falls } s \in \{2, 3, 4\} \\ \infty & , \text{ falls } s = 5 \end{cases} \quad (3.36)$$

Die Höhe der EEG-Vergütung wird wie in Gleichung 3.26 für jeden Haushalt einzeln bestimmt, um die 60% bzw. 70%-Grenze für jeden Haushalt berücksichtigen zu können (siehe Kapitel 3.1.6).

3.4 Modellierung der Flexibilitätsoptionen

Die Gleichungen der nachfolgenden Unterkapitel gelten gleichermaßen für jeden Haushalt $h \in H$. Auf eine Indexierung der Variablen und Parameter mit dem Index h wird verzichtet.

3.4.1 Elektrofahrzeuge

Die Modellierung der EKFZ wird unter Annahme einer rollierenden Einsatzplanung mit einem Optimierungshorizont von 48 Stunden bei einer viertelstündlichen Auflösung beschrieben ($T = \{1, 2, \dots, 192\}$). Die zweiten 24 Stunden des Optimierungshorizonts werden am Folgetag re-optimiert (siehe Kapitel 2.6.1).

Für die EKFZ wird entweder ein täglicher Anschluss an das Stromnetz angenommen oder ein unregelmäßiges Ladeverhalten in jeder, jeder zweiten oder jeder dritten Nacht. Zunächst wird die Modellierung bei einer täglichen Verfügbarkeit beschrieben. Dabei wird die tägliche Fahrleistung auf 39 km festgelegt. Die EKFZ werden zwischen 18 und 6 Uhr mit dem Stromnetz verbunden (vergleiche *Average Joe* in Fraunhofer IWES (2013)). Ferner wird während der Fahrt ein Energieverbrauch von 20 kWh/100 km unterstellt, zuzüglich eines Ladewirkungsgrads $\eta^{ekfz,charge}$ von 90 %⁹.

Der Speicherfüllstand L_t^{ekfz} des EKFZ zum Zeitpunkt t beträgt:

$$L_t^{ekfz} = L_{t-1}^{ekfz} + \Delta t \left(P_t^{ekfz,in} - P_t^{ekfz,out} \right), \quad (3.37)$$

wobei $P_t^{ekfz,in}$ die Ladeleistung nach Wirkungsgradverlusten und $P_t^{ekfz,out}$ die Entladeleistung beschreibt. Der Ladestrom verursacht beim Haushalt eine Verbraucherleistung $P_t^{ekfz,con}$ in Höhe von:

$$P_t^{ekfz,con} = \frac{1}{\eta^{ekfz,charge}} \cdot P_t^{ekfz,in}. \quad (3.38)$$

Die Verbraucherleistung ist limitiert durch

$$P_t^{ekfz,min} \cdot B_t^{ekfz,charge} \leq P_t^{ekfz,con} \leq P_t^{ekfz,max}, \quad (3.39)$$

⁹Der Energieverbrauch der EKFZ wird als vergleichsweise hoch angenommen. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die maximalen Netzentnahmeleistungen vornehmlich im Winter auftreten, da die Haushalte in dieser Saison einen erhöhten Energiebedarf aufweisen. Im Winter ist durch den elektrischen Heizbedarf typischerweise auch der tatsächliche Energieverbrauch der EKFZ in der Realität höher, auch wenn dieser im jährlichen Durchschnitt unterhalb von 20 kWh/100 km liegt.

wobei $P_t^{ekfz,min}$ und $P_t^{ekfz,max}$ zwischen 6 und 18 Uhr stets 0 kW betragen. Zwischen 18 und 6 Uhr wird in Abhängigkeit des Szenarios für $P_t^{ekfz,min}$ ein Wert größer oder gleich null angenommen. Für den Fall $P_t^{ekfz,min} \neq 0$ ermöglicht die Binärvariable $B_t^{ekfz,charge}$ die Unterbrechung des Ladevorgangs. Die Höhe von $P_t^{ekfz,max}$ beträgt zwischen 18 und 6 Uhr für alle Szenarien 10 kW . Beträgt die minimale Ladeleistung beispielsweise 2 kW so gilt:

$$P_t^{ekfz,min} = \begin{cases} 2, & \text{falls } t \in T^{charge} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad P_t^{ekfz,max} = \begin{cases} 10, & \text{falls } t \in T^{charge} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$$

$$T^{charge} = \{1, 2, \dots, 24, 73, 74, \dots, 120, 169, 170, \dots, 192\}. \quad (3.40)$$

Um die tägliche Fahrtstrecke von 39 km zu simulieren, wird für $P_t^{ekfz,out}$ zwischen 12 und 13 Uhr stets ein Wert von $7,80\text{ kW}$ angenommen:

$$P_t^{ekfz,out} = \begin{cases} 7,8, & \text{falls } t \in \{49, 50, 51, 52, 145, 146, 147, 148\} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}. \quad (3.41)$$

Für den maximalen Speicherfüllstand $L_t^{ekfz,max}$ gilt:

$$0 \leq L_t^{ekfz} \leq L_t^{ekfz,max}, \quad (3.42)$$

wobei $L_t^{ekfz,max} = 7,80\text{ kWk}$, damit die EKFZ täglich um die verbrauchte Energiemenge nachgeladen werden.

Wird das EKFZ in einer oder in zwei aufeinanderfolgenden Nächten nicht zum Laden an das Netz angeschlossen (siehe Nebenbedingung N_{unr} in Kapitel 3.5.1), so wird $L_t^{ekfz,max}$ zwischen dem Zeitpunkt des letztmaligen Ladens bis zum Zeitpunkt der Fahrt auf den doppelten bzw. dreifachen Wert erhöht¹⁰. Ohne weitere Anpassungen kann das unregelmäßige Ladeverhalten jedoch aufgrund der rollierenden Einsatzplanung bei einem Optimierungshorizont von 48 Stunden zu einem unlösbaren Optimierungsproblem führen. Denn im Falle positiver Stromkosten wird das EKFZ nur so weit geladen, wie es der Energieverbrauch während des Optimierungshorizonts erfordert. Wird das EKFZ jedoch in zwei aufeinanderfolgenden Nächten nicht zum Laden angeschlossen, so liegt der Energieverbrauch des dritten Tages zum Zeitpunkt

¹⁰Da die EKFZ spätestens am dritten Tag nachgeladen werden, verfügen sie mindestens über eine nutzbare Speicherkapazität von $23,40\text{ kWh}$.

der Optimierung außerhalb des Optimierungshorizonts. Für den beschriebenen Fall gilt:

$$\begin{aligned}
 P_t^{ekfz,out} &= \begin{cases} 7,8, & \text{falls } t \in \{49, 50, 51, 52, 145, 146, 147, 148, 241, 242, 243, 244\} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \\
 P_t^{ekfz,max} &= \begin{cases} 10, & \text{falls } t \in \{1, 2, \dots, 24, 265, 266, \dots\} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}, \quad (3.43)
 \end{aligned}$$

wodurch der Energiebedarf der Zeitintervalle 241 bis 244 zum Zeitpunkt der Optimierung nicht berücksichtigt wird, da der Optimierungshorizont der rollierenden Einsatzplanung nur 48 Stunden, also 192 Zeitintervalle, umfasst. Sobald der Energiebedarf in den Optimierungshorizont fällt, ist ein Nachladen nicht mehr möglich und das Optimierungsproblem wird unlösbar. Deshalb wird $P_t^{ekfz,out}$ für den Fall, dass das EKFZ in der Folgenacht oder den beiden Folgenächten nicht an das Netz angeschlossen wird, zwischen 12 und 13 Uhr auf den doppelten oder dreifachen Wert erhöht, um an Tagen ohne vorheriger Lademöglichkeit auf null reduziert zu werden. Für den beschriebenen Fall gilt dann:

$$\begin{aligned}
 P_t^{ekfz,out} &= \begin{cases} 23,4, & \text{falls } t \in \{49, 50, 51, 52\} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \\
 P_t^{ekfz,max} &= \begin{cases} 10, & \text{falls } t \in \{1, 2, \dots, 24, 265, 266, \dots\} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}. \quad (3.44)
 \end{aligned}$$

Bei dem Szenario des unregelmäßigen Ladeverhaltens wird also nicht nur der Anschluss an das Netz, sondern auch die tägliche Fahrtstrecke mit 0, 39, 78 oder 117 km als unregelmäßig angenommen, damit eine Lösbarkeit sichergestellt werden kann. Alternativ ließe sich auch der Optimierungshorizont der Einsatzoptimierung verlängern, was jedoch zu einem höheren Rechenaufwand führen würde.

3.4.2 Batteriespeicher

Der Speicherfüllstand L_t^{bat} der Batteriespeicher ist gegeben durch:

$$L_t^{bat} = L_{t-1}^{bat} + \Delta_t \cdot (B_t^{bat,in} \cdot P_t^{bat,in} - B_t^{bat,out} \cdot P_t^{bat,out}) . \quad (3.45)$$

Dabei entspricht $\Delta_t \cdot P_t^{bat,in}$ der Energiemenge, mit der der Speicher nach Wirkungsgradverlusten gefüllt wird und $\Delta_t \cdot P_t^{bat,out}$ der Energiemenge, die dem Speicher

entnommen wird. Der Speicher ist zu Beginn der Simulation entleert (Gleichung 3.46). Die nutzbare Speicherkapazität wird so gewählt, dass sie Nennleistung der jeweiligen PV-Anlage multipliziert mit 2 Stunden entspricht (Gleichung 3.47). Die Gleichung 3.48 stellt sicher, dass die Batterie nicht gleichzeitig ge- und entladen wird, um zu Zeiten negativer Marktpreise durch die Wirkungsgradverluste Energie zu vernichten.

$$L_{t=0}^{bat} = 0 \quad (3.46)$$

$$0 \leq L_t^{bat} \leq l^{bat,max} = 2h \cdot p^{pv,nom} \quad (3.47)$$

$$B_t^{bat,in} + B_t^{bat,out} \leq 1 \quad (3.48)$$

Das Speichermodell wird aus (Schreiber et al., 2015) übernommen und bildet im Vergleich zu dem Modell der EKFZ auch Teillastverluste ab. Aufgrund der zusätzlichen Binärvariablen wird der Optimierungsaufwand dadurch deutlich erhöht. Die Batteriespeicher werden im Gegensatz zu den EKFZ jedoch nur bei wenigen Szenarien eingesetzt (siehe Kapitel 3.5.1), sodass der Optimierungsaufwand vertretbar bleibt.

Das Batteriespeichersystem besteht aus einem Gleichrichter, einem Wechselrichter und Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Für die Akkumulatoren wird beim Laden und Entladen ein Wirkungsgrad von 96 % unterstellt (Saft, 2014). Der Wirkungsgrad der Gleich- und Wechselrichter leitet sich aus dem Datenblatt des Produkts *SUNNY ISLAND 8.0H* der Firma *SMA* ab (SMA, 2014). Dabei wird angenommen, dass sich die Wirkungsgradverluste gleichmäßig über den Gleich- und den Wechselrichter verteilen. Diese Annahmen führen zu den Wirkungsgrad- und Leistungskennlinien der Abbildung 3.4.

Die Variablen $P_t^{bat,in}$ und $P_t^{bat,out}$ aus Gleichung 3.45 werden durch die Gleichungen 3.49 und 3.50 bestimmt zu:

$$P_t^{bat,in} = \sum_{s \in S^{rec}} \left(b_s^{rec} \cdot B_{s,t}^{rec} + m_s^{rec} \cdot P_{s,t}^{rec} \right) \quad (3.49)$$

$$P_t^{bat,out} = \sum_{s \in S^{inv}} \left(b_s^{inv} \cdot B_{s,t}^{inv} + m_s^{inv} \cdot P_{s,t}^{inv} \right), \quad (3.50)$$

wobei die Steigungen m_s^{inv} und m_s^{rec} sowie die y-Achsenabschnitte b_s^{inv} und b_s^{rec} den Kennlinien der Abbildung 3.4 entsprechen. Die Höhe des Verbrauchs und die der

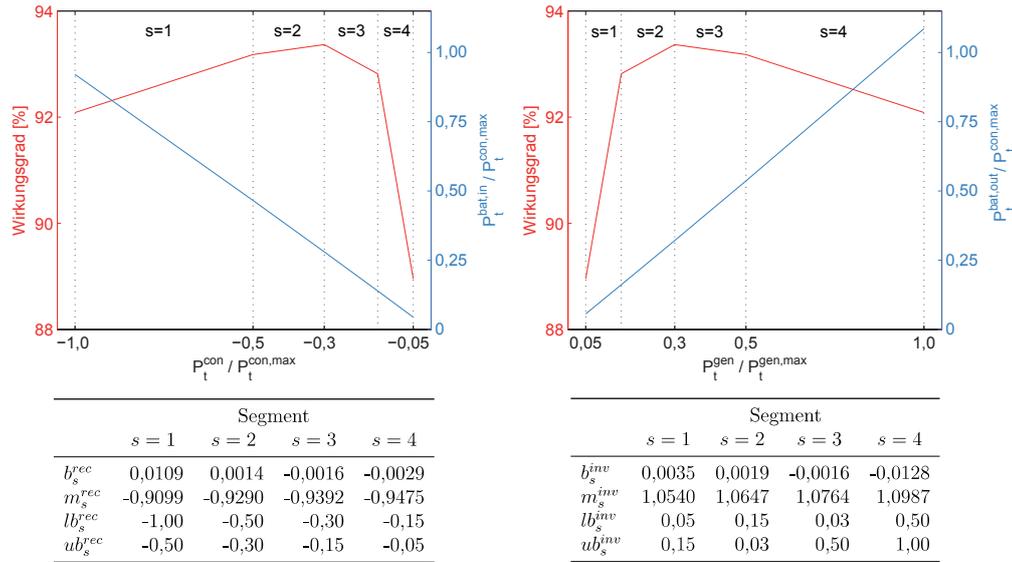


Abbildung 3.4: Wirkungsgrad- und Leistungskennlinie bei Ein- und Ausspeicherung der Batteriespeichersysteme, approximiert durch vier abschnittsweise definierte Funktionen (oben). Steigungen, y-Achsenabschnitte und Grenzen der abschnittsweise definierten Leistungskennlinien (unten)

Erzeugung ergeben sich aus der Summe der Leistungssegmente der Gleichungen 3.49 und 3.50 zu:

$$P_t^{gen} = \sum_{s \in S^{inv}} P_{s,t}^{inv} \quad (3.51)$$

$$P_t^{con} = \sum_{s \in S^{rec}} P_{s,t}^{rec} . \quad (3.52)$$

Die nachfolgenden Gleichungen werden nur für den Wechselrichter aufgeschrieben, gelten aber gleichermaßen für den Gleichrichter. Nur eines der Leistungssegmente darf befüllt werden (Gleichung 3.53). Die Leistung kann entweder null betragen oder zwischen einem minimalen und maximalen Wert liegen (Gleichung 3.54 und 3.55). Bei der Befüllung eines Leistungssegments müssen obere und untere Grenzen eingehalten werden, die sich aus Abbildung 3.4 ergeben (Gleichung 3.56 und 3.57).

$$\sum_{s \in S^i} B_{s,t}^{inv} \leq 1 \quad (3.53)$$

$$P_t^{gen} \geq p^{inv,min} \cdot \sum_{s \in S^i} B_{s,t}^{inv} \quad (3.54)$$

$$P_t^{gen} \leq p^{inv,max} \cdot \sum_{s \in S^i} B_{s,t}^{inv} \quad (3.55)$$

$$P_{s,t}^{inv} \geq lb_s^{inv} \cdot B_{s,t}^{inv} \quad (3.56)$$

$$P_{s,t}^{inv} \leq ub_s^{inv} \cdot B_{s,t}^{inv} \quad (3.57)$$

3.4.3 Weitere steuerbare Verbraucher

Eine Matrix der flexibilisierten Verbraucherleistung $P_{i,j}^{shift}$ sei definiert als:

$$P_{i,j}^{shift} \begin{cases} \leq \infty, & \text{wenn } i \leq j \text{ und } i + \frac{\Delta_{shift,max}}{\Delta_t} \geq j \\ = 0, & \text{sonst} \end{cases}, \quad (3.58)$$

wobei $i, j \in T$. Ferner wird unterstellt, dass die flexible Leistung um maximal zwei Stunden verschoben werden darf ($\Delta_{shift,max} = 2h$). Würde die zeitliche Auflösung der Optimierung nicht 15 Minuten betragen, sondern beispielsweise $\Delta_t = 1h$ gelten, so ergäbe sich für die Matrix der flexibilisierten Verbraucherleistung:

$$P_{i,j}^{shift} = \begin{pmatrix} x & x & x & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & x & x & x & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & x & x & x & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & x \end{pmatrix}, \quad (3.59)$$

mit $0 \leq x \leq \infty$. Die ursprüngliche Verbraucherleistung $P_t^{con'}$ ist eine Eingangsgröße der Optimierung und beträgt 20% der gemessenen Leistung der unflexiblen Verbraucher, die im Gegenzug entsprechend verringert wird. Es gilt Gleichung 3.60, wobei der Faktor $1/1,001$ einen geringen Standby-Verbrauch simuliert, sodass Leistung nur dann verschoben wird, wenn sich aus der Verschiebung ein finanzieller Vorteil ergibt. Für die Höhe der verschobenen Leistung zum Zeitpunkt t gilt Gleichung 3.61.

$$P_t^{con'} = P_{t,t}^{shift} + \sum_{j=t+1}^T P_{t,j}^{shift} \cdot \frac{1}{1,001^{j-t}} \quad (3.60)$$

$$P_t^{con} = \sum_{i=1}^T P_{i,t}^{shift} \quad (3.61)$$

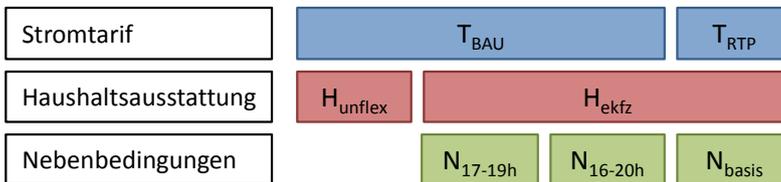
3.5 Szenariorahmen

3.5.1 Bezeichnung der Szenarien

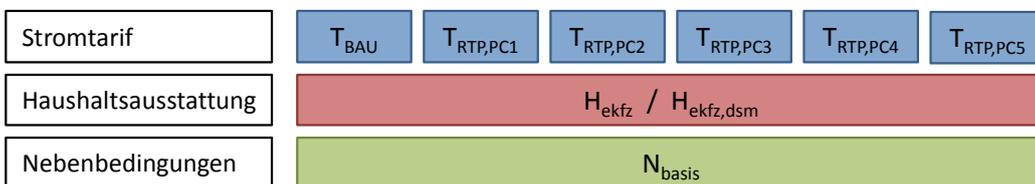
Bei den Simulationen werden sowohl die Designs der variablen Stromtarife als auch die Ausstattungen der Haushalte mit Flexibilitätsoptionen wie auch die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems variiert. Eine Übersicht der untersuchten Szenarien liefern die Abbildungen 3.5 und 3.6. Nachfolgend wird zunächst die generelle Vorge-

hensweise zur Identifikation eines geeigneten variablen Stromtarifs beschrieben, um im Anschluss die in den beiden Abbildungen verwendeten Akronyme zu erläutern.

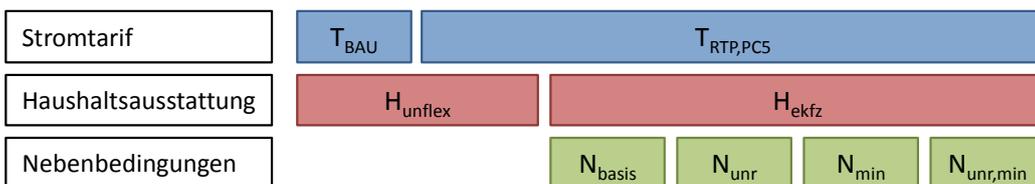
Untersuchte Stromtarifdesigns in Kapitel 4.1: Herkömmlicher Stromtarif und variable Energiepreise bei konstantem Leistungspreis



Untersuchte Stromtarifdesigns in Kapitel 4.2: Qualitative Bewertung verschiedener variabler Leistungspreiskomponenten



Untersuchte Stromtarifdesigns in Kapitel 4.3.1: Der variable Stromtarif ohne erhöhte Leistungsgrenze in Schwachlastzeiten ($T_{RTP,PC5}$)



Untersuchte Stromtarifdesigns in Kapitel 4.3.2: Der variable Stromtarif mit erhöhte Leistungsgrenze in Schwachlastzeiten (T_{flex})

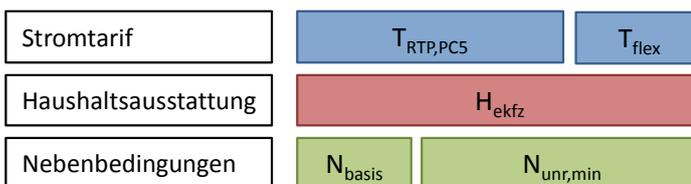
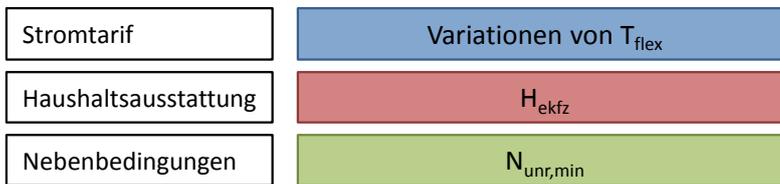


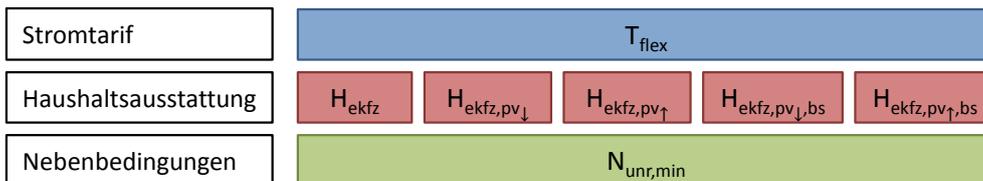
Abbildung 3.5: Übersicht der in Kapitel 4.1 bis 4.3 untersuchten Stromtarife, Haushaltsausstattungen und Nebenbedingungen der Optimierung. Die Kapitel dienen der Motivation einer Notwendigkeit von Leistungspreismechanismen, der Auswahl eines geeigneten Stromtarifs und einer ersten Bewertung dessen Wirkungsweise

Wie in Abbildungen 3.5 veranschaulicht, werden in Kapitel 4.1 die Auswirkungen verschiedener Ladestrategien der EKFZ unter dem herkömmlichen Stromtarif ohne variable Tarifbestandteile untersucht und denen eines Stromtarifs mit einem variablen Energiepreis und konstantem Leistungspreis gegenübergestellt. Aus dem starken Anstieg der maximalen Netzentnahmeleistung wird die Notwendigkeit von leistungs-

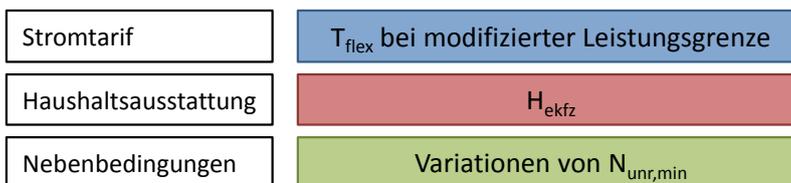
Untersuchte Stromtarifdesigns in Kapitel 4.4.1: Variation der Parametrisierung des variablen Stromtarifs



Untersuchte Stromtarifdesigns in Kapitel 4.4.2: PV-Eigenerzeugung mit und ohne Speicher



Untersuchte Stromtarifdesigns in Kapitel 4.4.3: Erhöhte minimale Ladeleistung und dynamische Festlegung der Leistungsgrenzen



Untersuchte Stromtarifdesigns in Kapitel 4.4.4: Veränderte Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge und Flexibilität der Haushaltskunden

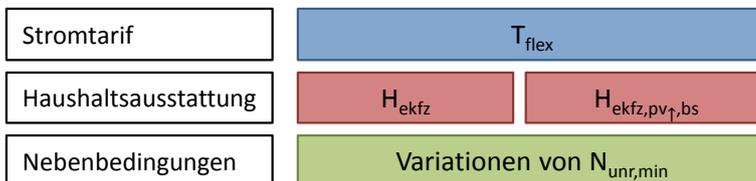


Abbildung 3.6: Übersicht der in Kapitel 4.4 untersuchten Stromtarife, Haushaltsausstattungen und Nebenbedingungen der Optimierung. Die Kapitel dienen dem Test der Robustheit des Stromtarifs T_{flex} bei veränderten Randbedingungen

reduzierenden Tarifkomponenten abgeleitet. In Kapitel 4.2 werden die Auswirkungen der in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Leistungspreiskomponenten getestet und deren Wirkungsweisen anhand eines beispielhaften Tages für einen Haushalt erläutert. Auf Grundlage der Ergebnisse werden zwei der Leistungspreiskomponenten ausgewählt und im Anschluss detailliert untersucht. Das kostenminimierende Energiemanagement unter dem Stromtarif $T_{RTP,PC5}$ wird in Kapitel 4.3.1 bei verschiedenen Verfügbarkeiten und technischen Randbedingungen der EKFZ analysiert und mit dem von Haushalten ohne EKFZ verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass der Stromtarif zu

einer starken Reduktion der maximalen Netzentnahmeleistung führt, aber auch zu hohen Stromkosten der Haushaltskunden. In Kapitel 4.3.2 werden die Untersuchungen für den Stromtarif $T_{RTP,PC6}$ durchgeführt, der auch als T_{flex} bezeichnet wird. Dieser Stromtarif führt zu einer reduzierten maximalen Netzentnahmeleistung sowie zu einer Kostenreduktion bei den Haushaltskunden.

In Kapitel 4.4 wird die Robustheit des Tarifdesigns getestet. Die untersuchten Szenarien zeigt die Abbildung 3.6. Zunächst wird in Kapitel 4.4.1 die Parametrisierung des Stromtarifs variiert, indem beispielsweise die Preiszeitreihen anderer Jahre oder veränderte Margen der Versorger und Netzbetreiber zugrunde gelegt werden. In Kapitel 4.4.2 wird das kostenminimierende Energiemanagement für Haushaltskunden mit Eigenerzeugung und zusätzlicher Flexibilität durch Batteriespeicher untersucht. In Kapitel 4.4.3 wird die minimale Ladeleistung der EKFZ variiert, wodurch sich die Stromkosten für die Haushalte stark erhöhen. Um diese Kosten zu senken wird eine alternative Festlegung der Höhe der Leistungsgrenzen getestet. In Kapitel 4.4.4 werden die Verfügbarkeiten der EKFZ für 25 Optimierungsdurchläufe variiert und die Ergebnisse statistisch ausgewertet.

In den nachfolgenden Unterkapiteln werden die in Abbildung 3.5 und 3.6 verwendeten Akronyme beschrieben.

3.5.1.1 Stromtarife

- T_{BAU} : Bei dem herkömmlichen Stromtarif (*Business As Usual*, im Folgenden: T_{BAU}) verhalten sich die Stromkosten proportional zu der verbrauchten Energiemenge (siehe Kapitel 3.3.2.1).
- T_{RTP} : Bei der Spotmarkt-Optimierung (*RTP*, Abkürzung von *Real Time Pricing*) bemessen sich die Kosten der Energiekomponente anhand der Marktpreise am Day-Ahead-Spotmarkt. Die Kosten der übrigen Tarifbestandteile verhalten sich proportional zu der verbrauchten Energiemenge (siehe Kapitel 3.3.2.1).
- $T_{RTP,PC1} - T_{RTP,PC6}$: Bei den Stromtarifen wird die variable Energiekomponente gemäß der Marktpreise am Day-Ahead-Spotmarkt abgerechnet und mit den variablen Leistungspreiskomponenten kombiniert (siehe Kapitel 3.1.1 sowie Kapitel 3.3.2.2 bis 3.3.2.6).
- T_{flex} : Der Stromtarif entspricht der Kombination $T_{RTP,PC6}$. Die Kosten der Leistungspreiskomponente erhöhen sich stufenweise mit der mittleren Leistung jedes Viertelstundenintervalls. In Schwachlastzeiten werden die Leistungsgrenzen gegenüber den übrigen Zeitpunkten erhöht (siehe Kapitel 3.1.5).

3.5.1.2 Haushaltsausstattung

In jeder der nachfolgenden Varianten verfügen die Haushalte über unsteuerbare Verbraucher, die sich aus den gemessenen Verbrauchsprofilen ergeben.

- H_{unflex} : Die Haushalte verfügen ausschließlich über unsteuerbare Verbraucher.
- H_{ekfz} : Die Haushalte verfügen über Elektrofahrzeuge (siehe Kapitel 3.4.1).
- $H_{ekfz,dsm}$: Zusätzlich zu den Elektrofahrzeugen können 20 % des unsteuerbaren Verbrauchs flexibilisiert werden (siehe Kapitel 3.4.3).
- $H_{ekfz,pv\downarrow}$: Zusätzlich zu den Elektrofahrzeugen verfügen die Haushalte über PV-Anlagen mit geringer Nennleistung (siehe Kapitel 3.5.2.2).
- $H_{ekfz,pv\uparrow}$: Zusätzlich zu den Elektrofahrzeugen verfügen die Haushalte über PV-Anlagen mit hoher Nennleistung (siehe Kapitel 3.5.2.2).
- $H_{ekfz,pv\downarrow,bs}$: Zusätzlich zu den Elektrofahrzeugen und den PV-Anlagen mit geringer Leistung verfügen die Haushalte über Batteriespeicher (siehe Kapitel 3.4.2).
- $H_{ekfz,pv\uparrow,bs}$: Zusätzlich zu den Elektrofahrzeugen und den PV-Anlagen mit hoher Leistung verfügen die Haushalte über Batteriespeicher (siehe Kapitel 3.4.2).

3.5.1.3 Nebenbedingungen

Der tägliche Energiebedarf jedes EKFZ beträgt unter Berücksichtigung der Wirkungsgradverluste beim Ladevorgang $8,67 kWh$. Die zulässige Ladeleistung liegt, soweit nicht anders gekennzeichnet, im Intervall $[0..10] kW$ (siehe Kapitel 3.4.1 für Modellierung der EKFZ).

- N_{17-19h} : Jeder Haushalt verfügt über ein EKFZ, das bei Ankunft unverzüglich geladen wird. Die Ankunftszeit ist für jeden Tag zufällig und mit gleicher Wahrscheinlichkeit auf die Viertelstundenintervalle zwischen 17 und 19 Uhr verteilt.
- N_{16-20h} : Jeder Haushalt verfügt über ein EKFZ, das bei Ankunft unverzüglich geladen wird. Die Ankunftszeit ist für jeden Tag zufällig und mit gleicher Wahrscheinlichkeit auf die Viertelstundenintervalle zwischen 16 und 20 Uhr verteilt.
- N_{basis} : Im Basisszenario werden die EKFZ jede Nacht zwischen 18 und 6 Uhr mit dem Stromnetz verbunden und kostenminimierend geladen.

- N_{unr} : Das EKFZ jedes Haushalts wird zufällig und mit gleicher Wahrscheinlichkeit jede, jede zweite oder jede dritte Nacht zwischen 18 und 6 Uhr mit dem Stromnetz verbunden und kostenminimierend geladen.
- N_{min} : Die EKFZ werden jede Nacht zwischen 18 und 6 Uhr mit dem Stromnetz verbunden und kostenminimierend geladen. Die zulässige Ladeleistung liegt entweder im Intervall $[2..10]$ kW oder beträgt 0 kW.
- $N_{unr,min}$: Das EKFZ jedes Haushalts wird zufällig und mit gleicher Wahrscheinlichkeit jede, jede zweite oder jede dritte Nacht zwischen 18 und 6 Uhr mit dem Stromnetz verbunden und kostenminimierend geladen. Die zulässige Ladeleistung liegt entweder im Intervall $[2..10]$ kW oder beträgt 0 kW.

3.5.2 Eingangsdaten der Simulation

3.5.2.1 Energieverbrauchsprofile von Haushaltskunden

Im Rahmen des Projekts Regenerative Modellregion Harz, eines von sechs Modellprojekten der E-Energy-Initiative, wurde der Energieverbrauch von 39 Haushaltskunden mit einer 15-minütigen Auflösung gemessen (Fraunhofer IWES, 2012). Die Daten von 33 Haushaltskunden des Zeitraums vom 01.06.2011 bis 31.05.2012 werden als Eingangsdaten für die Simulationen verwendet¹¹. Die gemessenen Lastprofile werden auch als unsteuerbarer Verbrauch bezeichnet. Den Jahresenergieverbrauch der 33 Haushaltskunden zeigt die Tabelle A.1.

3.5.2.2 Einspeisezeitreihen von Photovoltaikanlagen

Innerhalb des Projekts Regenerative Modellregion Harz wurden die Einspeisezeitreihen von PV-Anlagen für die Stadt Dardesheim simuliert. Der Zeitraum und die zeitliche Auflösung der Simulation stimmen mit den gemessenen Verbrauchszeitreihen (siehe Kapitel 3.5.2.1) überein. Die Zeitreihen wurden für westlich, südlich und östlich ausgerichtete Module mit einer Neigung von 40 Grad bestimmt.

In der Arbeit wird zwischen zwei Szenarien mit PV-Eigenerzeugung unterschieden. Das Szenario mit geringer Nennleistung der PV-Anlagen ($pv \downarrow$) entspricht (Schreiber et al., 2015). Dabei wird angenommen, dass 22 zufällig ausgewählte Haushalte über südlich ausgerichtete Module verfügen und die übrigen elf über Module, die

¹¹Bei den verbleibenden sechs Haushalten wurde das Netzentnahmeprofil entweder durch die Eigenerzeugung von Energie mithilfe von PV-Anlagen verfälscht oder die Zeitreihen wurden nicht für den gesamten Zeitraum erfasst.

zu 50 % östlich und zu 50 % westlich ausgerichtet sind¹². Die Nennleistung der PV-Anlagen $p_h^{pv,nom}$ wird so skaliert, dass jeweils elf Haushalte ein Verhältnis der Jahresenergieerzeugung zum Jahresenergieverbrauch von 2:3, 1:1 und 4:3 aufweisen. Bei dem Jahresenergieverbrauch wird nur der unsteuerbare Verbrauch berücksichtigt und nicht der der EKFZ (siehe Tabelle A.2).

Bei dem Szenario mit hoher Nennleistung der PV-Anlagen ($pv \uparrow$) wird die Ausrichtung der Module aus $pv \downarrow$ übernommen. Die Nennleistung der PV-Anlagen $p_h^{pv,nom}$ wird so skaliert, dass die Jahresenergieerzeugung mit dem Jahresenergieverbrauch übereinstimmt (siehe Tabelle A.2). Der Jahresenergieverbrauch bemisst sich aus dem unsteuerbaren Verbrauch zuzüglich des Verbrauchs der EKFZ ohne Berücksichtigung der Wirkungsgradverluste beim Ladevorgang.

3.5.2.3 Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

Bei einer Haushaltsausstattung mit Elektrofahrzeugen (H_{ekfz}) ist jedes EKFZ unter den Nebenbedingungen N_{unr} und $N_{unr,min}$ zufällig und mit gleicher Wahrscheinlichkeit in jeder, jeder zweiten oder jeder dritten Nacht zwischen 18 und 6 Uhr mit dem Stromnetz verbunden (siehe Kapitel 3.5.1). Im Falle der Verfügbarkeit gilt für die maximale Ladeleistung zwischen 18 und 6 Uhr $P_{h,t}^{ekfz,max} = 10 \text{ kW}$, die andernfalls 0 kW beträgt. Die Zeitreihe der maximalen Ladeleistung (Verfügbarkeit des EKFZ) wird für jeden Haushalt einzeln bestimmt. Dazu wird mit gleicher Wahrscheinlichkeit eine Zufallszahl aus der Menge $\{1,2,3\}$ gezogen, die festlegt, ob das EKFZ in der nächsten, der übernächsten oder der darauffolgenden Nacht wieder zum Laden an das Netz angeschlossen wird. Die auf diese Weise gewonnenen Zeitreihen dienen als Eingangsgröße der Einsatzoptimierung.

Die jährlichen Zeitreihen der maximalen Ladeleistung der 33 Haushalte werden 25 Mal bestimmt. Das kostenminimierende Energiemanagement der 25 Ausprägungen der Verfügbarkeit wird für den variablen Stromtarif in Kapitel 4.4.4 und für das virtuelle Kraftwerk in Kapitel 5.1.5 untersucht. Für die übrigen Szenarien wird aus den 25 Ausprägungen der Verfügbarkeit eine typische Ausprägung ausgewählt. Dazu wird zunächst die Wahrscheinlichkeitsverteilung des Energieverbrauchs zwischen 18 und 6 Uhr bestimmt¹³. Für die Wahrscheinlichkeitsverteilung wird eine Schrittweite des Energieverbrauchs von 25 kW gewählt. Anschließend wird für jede Stützstelle und jede

¹²Die Ost/West-Ausrichtung reduziert die Erzeugungsspitzen und die maximalen Gradienten der Residuallast (Agora Energiewende (Hrsg.), 2014b).

¹³Der Energieverbrauch setzt sich aus dem unflexiblen Verbrauch der Haushalte und dem Verbrauch der EKFZ zusammen.

Ausprägung die Differenz zu den übrigen Ausprägungen bestimmt. Die Ausprägung, die im Mittel aller Stützstellen den geringsten Abstand aufweist, wird als typische Ausprägung ausgewählt. Die Abbildung 3.7 zeigt die Wahrscheinlichkeitsverteilung des täglichen Energieverbrauchs und die ausgewählte Ausprägung.

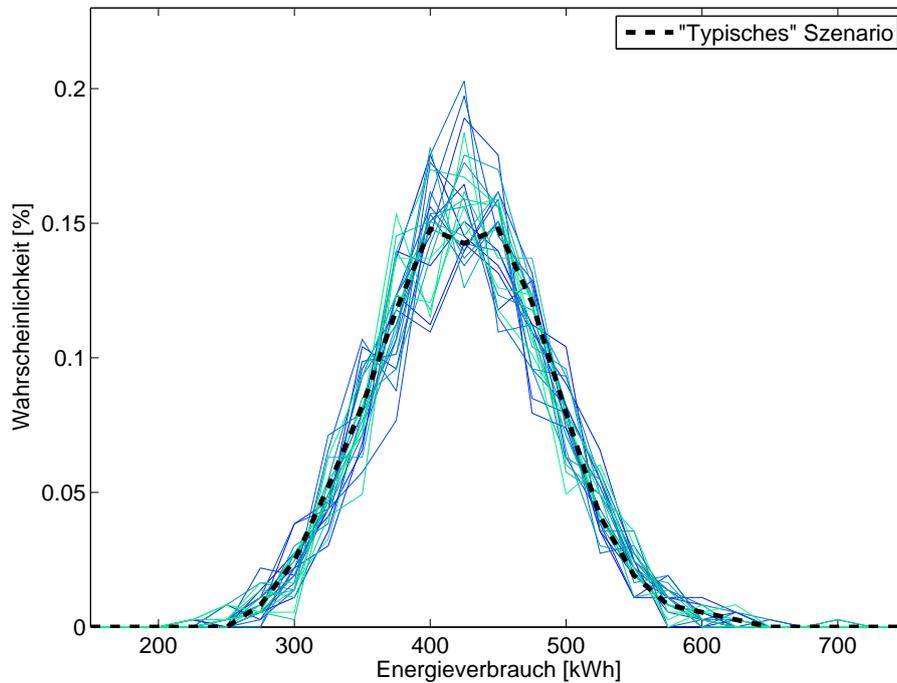


Abbildung 3.7: Wahrscheinlichkeitsverteilung des Energieverbrauchs der unsteuerbaren Verbraucher und der EKFZ zwischen 18 und 6 Uhr bei einer angenommenen Schrittweite von 25 kWh

4 Kundenverhalten bei dezentraler Optimierung unter variablen Stromtarifen

In Kapitel 4.1 werden die Auswirkungen einer Spotmarkt-Optimierung und die ungesteuerter Ladestrategien von EKFZ bestimmt. Aus den Ergebnissen begründet sich die Notwendigkeit von variablen Leistungsentgelten einerseits, andererseits erfolgt eine Ableitung von Referenzkennzahlen für die weiteren Berechnungen. In Kapitel 4.2 werden verschiedene Leistungspreisdesigns in Verbindung mit konstanten und variablen Energiepreisen qualitativ bewertet und eine Vorauswahl für geeignete Stromtarifdesigns getroffen.

Die Auswirkungen eines variablen Stromtarifs sowie einer Abwandlung des Tarifdesigns werden für 33 Haushaltskunden über einen Zeitraum von einem Jahr für verschiedene Nebenbedingungen der Optimierung in Kapitel 4.3 bestimmt. Die Abwandlung des Designs wird als möglicher Kandidat für einen geeigneten Stromtarif ausgewählt. Dessen Robustheit wird bei einer steigenden Komplexität der Szenarien, beispielsweise durch Hinzunahme von PV-Eigenerzeugung, Flexibilitätsoptionen oder einschränkenden Nebenbedingungen der Optimierung, in Kapitel 4.4 getestet.

In den nachfolgenden Unterkapiteln werden insbesondere die Jahresdauerlinien (JDL), die maximalen Netzentnahmeleistungen pro Haushalt ($\varnothing P^{max}$), die mengengewichteten Stromkosten ($\varnothing C^{strom}$) und die Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt (C^{besch}) verschiedener Szenarien ausgewertet und verglichen. Unterscheidet sich der Jahresenergiebedarf der Szenarien innerhalb eines Kapitels, so wird zusätzlich die JDL der Netzentnahmeleistung durch die mittlere Leistung des jeweiligen Szenarios geteilt¹ sowie die durchschnittlichen Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt ($\varnothing C^{besch}$) angegeben (siehe Kapitel 2.1 für Definition der Kennzahlen).

¹Diese alternative Form der Darstellung wird gewählt, da sich die Integrale der JDL durch die Skalierung vereinheitlichen. Liegt das Maximum einer skalierten JDL unterhalb von dem einer anderen, so erhöht sich $\varnothing P^{max}$ weniger stark als der Jahresenergieverbrauch.

4.1 Herkömmlicher Stromtarif und Erweiterung um variablen Energiepreis bei konstantem Leistungspreis

Wie stark sich $\varnothing P^{max}$ und C^{besch} durch die Einsatzoptimierung flexibler Verbraucher ändern, hängt maßgeblich von der Zielfunktion der Optimierung ab. In (Mohsenian-Rad/Leon-Garcia, 2010; Ramchurn et al., 2011; Li/Trayer, 2012; Steen et al., 2016; Zhao et al., 2013) wird eine Erhöhung von $\varnothing P^{max}$ durch die Synchronisation von Verbrauchsspitzen bei einer Minimierung von C^{besch} am Strommarkt nachgewiesen. Der Anstieg wird nachfolgend unter den Annahmen dieser Arbeit bestätigt und die Höhe von $\varnothing P^{max}$ als Referenz für weitere Simulationen bestimmt. Ferner werden die Auswirkungen zweier ungesteuerter Ladestrategien von EKFZ unter dem gegenwärtig üblichen Stromtarif mit einem konstanten Strompreis pro kWh untersucht. Ohne das Mobilitätsverhalten der Kunden möglichst exakt nachzubilden, verdeutlichen diese Ergebnisse, dass die EKFZ auch ohne eine Änderung des herkömmlichen Tarifdesigns die Höhe von $\varnothing P^{max}$ und $\varnothing C^{besch}$ signifikant beeinflussen.

In Abbildung 4.1 werden die JDL und die $\varnothing C^{strom}$ der Szenarien $[T_{BAU}, H_{unflex}]$, $[T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{16-20h}]$, $[T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{17-19h}]$ und $[T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{basis}]$ dargestellt. Die Beschriftung der Abbildung enthält eine Zusammenfassung der Szenarioannahmen, die detailliert in Kapitel 3.5.1 erläutert werden. Der obere Teil der Abbildung zeigt die JDL der Netzentnahmeleistung. Im mittleren Teil werden die Zeitreihen der Netzentnahmeleistung durch die mittlere Leistung des jeweiligen Szenarios geteilt. Der untere Teil der Abbildung zeigt die Höhe von $\varnothing C^{strom}$. Dabei wird zwischen den Kostenkomponenten für Energie und Leistung sowie der Mehrwertsteuerbelastung und der Belastung durch weitere Steuern und Abgaben differenziert. Die Tabelle 4.1 zeigt die Maximalwerte der JDL und die Höhe von $\varnothing C^{strom}$ sowie die Änderung der Größen im Vergleich zu denen des Szenarios $[T_{BAU}, H_{unflex}]$.

Tabelle 4.1: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$), P^{max} im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung (P^{mean}) und mengengewichtete Durchschnittskosten ($\varnothing C^{strom}$) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[T_{BAU}, H_{unflex}]$. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 4.1

Szenario	$\varnothing P^{max}$		P^{max} / P^{mean}		$\varnothing C^{strom}$	
	Wert [kW]	Änderung [%]	Wert	Änderung [%]	Wert [ct/kWh]	Änderung [%]
T_{BAU}, H_{unflex}	1,35		3,49		29,38	
$T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{16-20h}$	5,34	+ 296 %	7,14	+ 105 %	29,38	± 0,0 %
$T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{17-19h}$	7,41	+ 450 %	9,91	+ 184 %	29,38	± 0,0 %
$T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{basis}$	10,45	+ 675 %	13,98	+ 301 %	28,26	- 3,8 %

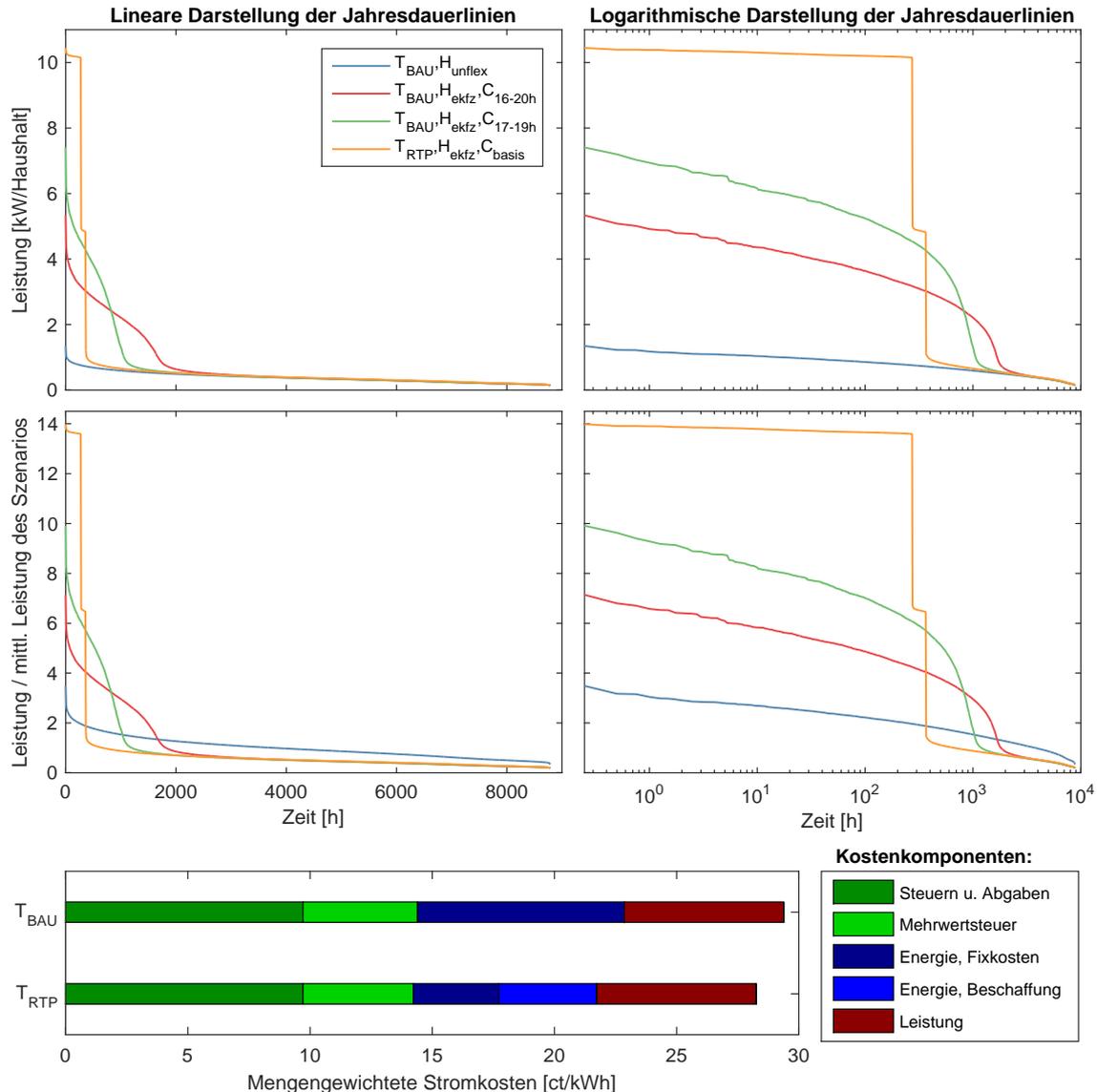


Abbildung 4.1: Mittlere und skalierte Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung (oben) sowie mengengewichtete Stromkosten (unten). **Szenarien der Abb.:**

$[T_{BAU}, H_{unflex}]$: Herkömmlicher Tarif, ausschließlich unsteuerbarer Verbrauch;

$[T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{16-20h}]$: Herkömmlicher Tarif, EKFZ, laden bei Ankunft zwischen 16 und 20 Uhr;

$[T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{17-19h}]$: Herkömmlicher Tarif, EKFZ, laden bei Ankunft zwischen 17 und 19 Uhr;

$[T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{basis}]$: Spotmarkt-Optimierung, EKFZ, tägliche Verfügbarkeit

4.1.1 Beschreibung der Auswirkungen der Stromtarife

In dem Szenario $[T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{basis}]$ werden in jeder Nacht sämtliche EKFZ simultan in der Stunde mit dem niedrigsten Marktpreis geladen. Da bei der Optimierung keine Wirkungsgradverluste oder Alterungserscheinungen der Zellen bei hohen Leistungen berücksichtigt werden, liefert ein Ladevorgang innerhalb der günstigsten Stunde identische Kosten, unabhängig davon, wann und mit welcher Leistung dieser

vorgenommen wird. Der Optimierer wählt eine Lösung, bei der in drei Viertelstundenintervallen mit maximaler (10,00 kW) und in einem Intervall mit reduzierter (4,67 kW) Leistung geladen wird, wobei sich die Leistung für jeden Haushalt in derselben Viertelstunde reduziert. Aus dieser Ladestrategie resultiert durch die EKFZ ein $\varnothing P^{max}$ von 10,00 kW, zuzüglich des unsteuerbaren Verbrauchs, der im Maximum 0,45 kW beträgt. Im Vergleich zu $[T_{BAU}, H_{unflex}]$ steigt $\varnothing P^{max}$ um 675 %. Damit steigt $\varnothing P^{max}$ deutlich stärker als der zusätzliche Energiebedarf durch die EKFZ von +93 %. Das Verhältnis von P^{max} zu P^{mean} erhöht sich um 301 %.

Für T_{BAU} wird unter den Nebenbedingungen N_{16-20h} und N_{17-19h} angenommen, dass die EKFZ bei Ankunft sofort angeschlossen und mit der maximal möglichen Ladeleistung aufgeladen werden. Durch diese Annahme beträgt die Netzentnahme in den ersten drei Viertelstundenintervallen 10,00 kW und im vierten 4,67 kW. Die Ankunftszeit ist mit gleicher Wahrscheinlichkeit zufällig auf die Viertelstundenintervalle zwischen 16 und 20 Uhr bzw. 17 und 19 Uhr verteilt. Bei einfacher Ausführung der Zufallsexperimente ergeben sich die in Abbildung 4.1 dargestellten JDL mit einem $\varnothing P^{max}$ in Höhe von 5,34 bzw. 7,41 kW, was einem Anstieg von 296 % bzw. 450 % im Vergleich zu $[T_{BAU}, H_{unflex}]$ entspricht. Auch für diese beiden Szenarien steigt $\varnothing P^{max}$ stärker als der zusätzliche Energiebedarf durch die EKFZ. Das Verhältnis von P^{max} zu P^{mean} erhöht sich um 105 % bzw. 184 %.

Im unteren Teil der Abbildung 4.1 ist die Höhe von $\varnothing C^{strom}$ in Abhängigkeit des Szenarios dargestellt. Bei der Darstellungsform wird zwischen den Kosten, die durch die Energiekomponente (blau), die Leistungskomponente (rot) und die Steuern- und Abgabekomponente (grün) des Stromtarifs verursacht werden, differenziert. Die Höhe der $\varnothing C^{strom}$ ist für alle Szenarien unter T_{BAU} identisch. Unter T_{RTP} werden den Kunden stattdessen die tatsächlichen Beschaffungskosten zuzüglich eines fixen Entgelts pro kWh berechnet, wodurch sich $\varnothing C^{strom}$ um 3,8 % reduziert.

Die absoluten und durchschnittlichen Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt sowie deren Änderung im Vergleich zu denen des Szenarios $[T_{BAU}, H_{unflex}]$ sind in Tabelle 4.2 zusammengestellt. Für T_{BAU} und die Nebenbedingungen N_{16-20h} und N_{17-19h} erhöhen sich die $\varnothing C^{besch}$ um 7,5 % und 10,3 %, während sie für T_{RTP} um 19,2 % sinken. Bei diesen Veränderungen der mittleren Kosten ist zu berücksichtigen, dass der unsteuerbare Verbrauch in jedem Szenario für 5.556 € zu beschaffen ist und die verbrauchte Energiemenge der unsteuerbaren Verbraucher etwa der der EKFZ entspricht. Um die durchschnittlichen Strombeschaffungskosten um 1 ct/kWh zu senken, ist die Energie für den Ladevorgang der EKFZ folglich um 2 ct/kWh günstiger zu beschaffen als die für die Versorgung der unsteuerbaren Verbraucher.

Tabelle 4.2: Beschaffungskosten (C^{besch}) und durchschnittliche Beschaffungskosten ($\varnothing C^{besch}$) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[T_{BAU}, H_{unflex}]$. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 4.1

Szenario	C^{besch}		$\varnothing C^{besch}$	
	Wert [€]	Änderung [%]	Wert [ct/kWh]	Änderung [%]
T_{BAU}, H_{unflex}	5.556		4,96	
$T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{16-20h}$	11.543	+ 107,8 %	5,33	+ 7,5 %
$T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{17-19}$	11.852	+ 113,3 %	5,47	+ 10,3 %
$T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{basis}$	8.691	+ 56,4 %	4,01	- 19,2 %

Obwohl der zusätzliche Energiebedarf durch die EKFZ um 93 % steigt, erhöhen sich die Energiebeschaffungskosten unter T_{RTP} lediglich um 56,4 %.

4.1.2 Variation der Durchdringung von Elektrofahrzeugen

Die Abbildung 4.1 unterliegt der Annahme, jeder Haushalt verfüge über genau ein EKFZ. In der Abbildung 4.2 wird die Durchdringung der EKFZ von null bis 33 EKFZ pro 33 Haushalte variiert. Der linke Teil der Abbildung 4.2 zeigt $\varnothing P^{max}$ in Abhängigkeit der Durchdringung der EKFZ, wogegen die JDL im rechten Teil der Abbildung mit P^{mean} skaliert werden.

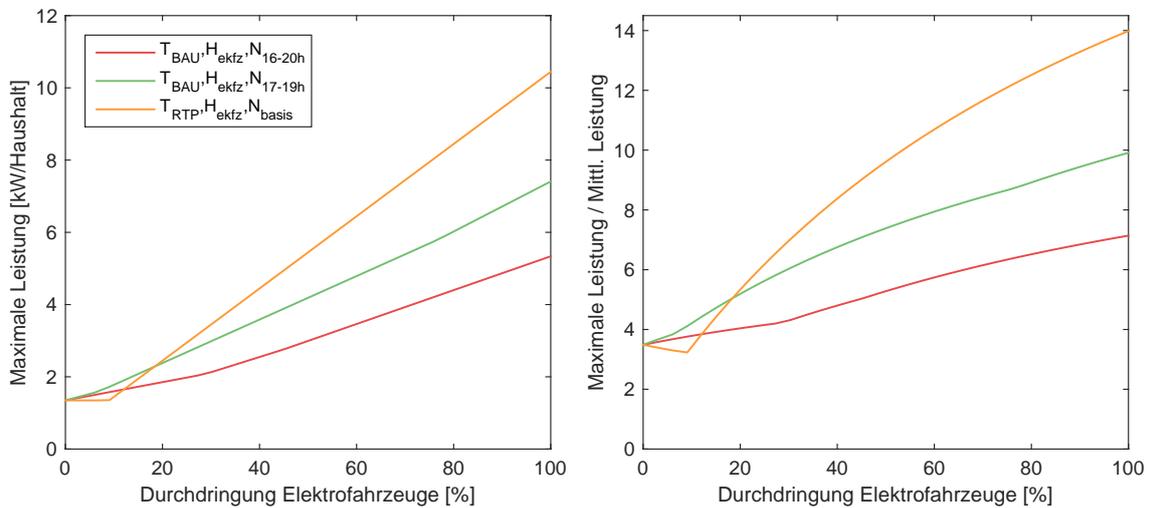


Abbildung 4.2: Absolute (links) und skalierte (rechts) maximale Netzentnahmeleistung in Abhängigkeit der Ladestrategie und Durchdringung der Elektrofahrzeuge **Szenarien der Abb.:** Analog zu Abb. 4.1

Verfügen höchstens drei der 33 Haushalte über EKFZ, so sinkt bei der Spotmarkt-Optimierung sowohl $\varnothing P^{max}$ als auch das skalierte p^{max} mit der Durchdringung der EKFZ, um bei höheren Durchdringungen deutlich anzusteigen. Für die beiden

anderen Ladestrategien steigen die Werte bereits ab dem ersten EKFZ an, jedoch weniger stark als für die Spotmarkt-Optimierung.

4.1.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Der Wert von $\varnothing P^{max}$ steigt durch die EKFZ an, wobei die Höhe des Anstiegs von der jeweiligen Ladestrategie abhängt. Am stärksten ist die Erhöhung bei der Spotmarkt-Optimierung, bei der $\varnothing C^{besch}$ jedoch minimal ausfällt. Da P^{max} durch die EKFZ wesentlich stärker steigt als P^{mean} , ergeben sich deutlich höhere Netzkosten pro kWh , insofern linear mit $\varnothing P^{max}$ steigende Netzkosten unterstellt werden. Ein Stromtarif, der sich neben einer zeitlich variablen Energiepreiskomponente ausschließlich aus fixen Tarifbestandteilen zusammensetzt, ist unter den getroffenen Annahmen (Hohe Durchdringung von EKFZ und keine Berücksichtigung von Rückkopplungseffekten der Kundenverbräuche auf den Marktpreis) nicht zu empfehlen.

Werden die EKFZ direkt bei der Ankunft der Fahrer geladen, so steigt $\varnothing P^{max}$ in Abhängigkeit der angenommenen Verteilung der Ankunftszeiten an, aber weniger stark als bei der Spotmarkt-Optimierung. Die exakte Höhe von $\varnothing P^{max}$ und $\varnothing C^{besch}$ in einem realen System kann unter den einfachen Annahmen dieser Simulationen nicht bestimmt werden. Andere Forschungsarbeiten (siehe beispielsweise Mohsenian-Rad/Leon-Garcia (2010); Ramchurn et al. (2011); Li/Trayer (2012); Steen et al. (2016); Zhao et al. (2013)) zeigen jedoch ebenfalls auf, dass $\varnothing P^{max}$ durch das ungesteuerte Ladeverhalten von EKFZ weiter erhöht wird. Neben weiteren Vorteilen einer flexiblen Nachfrage (siehe Kapitel 2.3) ist auch aus diesem Grund ein Beibehalten des herkömmlichen Tarifdesigns bei einer hohen Durchdringung von EKFZ nicht zu empfehlen.

4.2 Qualitative Bewertung variabler Leistungspreiskomponenten

Eine ausschließlich durch variable Energiepreise angereizte Ladestrategie von EKFZ reduziert die Energiebeschaffungskosten auf das technisch mögliche Minimum, führt jedoch zu einem hohen Anstieg von $\varnothing P^{max}$. Verschiedene Leistungspreismechanismen werden in Kapitel 4.2.1 bei konstantem Energiepreis auf ihre lastglättende Eigenschaft hin untersucht, um sie in Kapitel 4.2.2 mit einer variablen Energiepreiskomponente zu kombinieren.

4.2.1 Variable Leistungspreise bei konstantem Energiepreis

Für die variablen Leistungspreiskomponenten in Kombination mit einem konstanten Energiepreis ist das kostenminimierende Energiemanagement in Abbildung 4.3 dargestellt (siehe Kapitel 3.1.1 für eine Beschreibung der Leistungspreisdesigns).

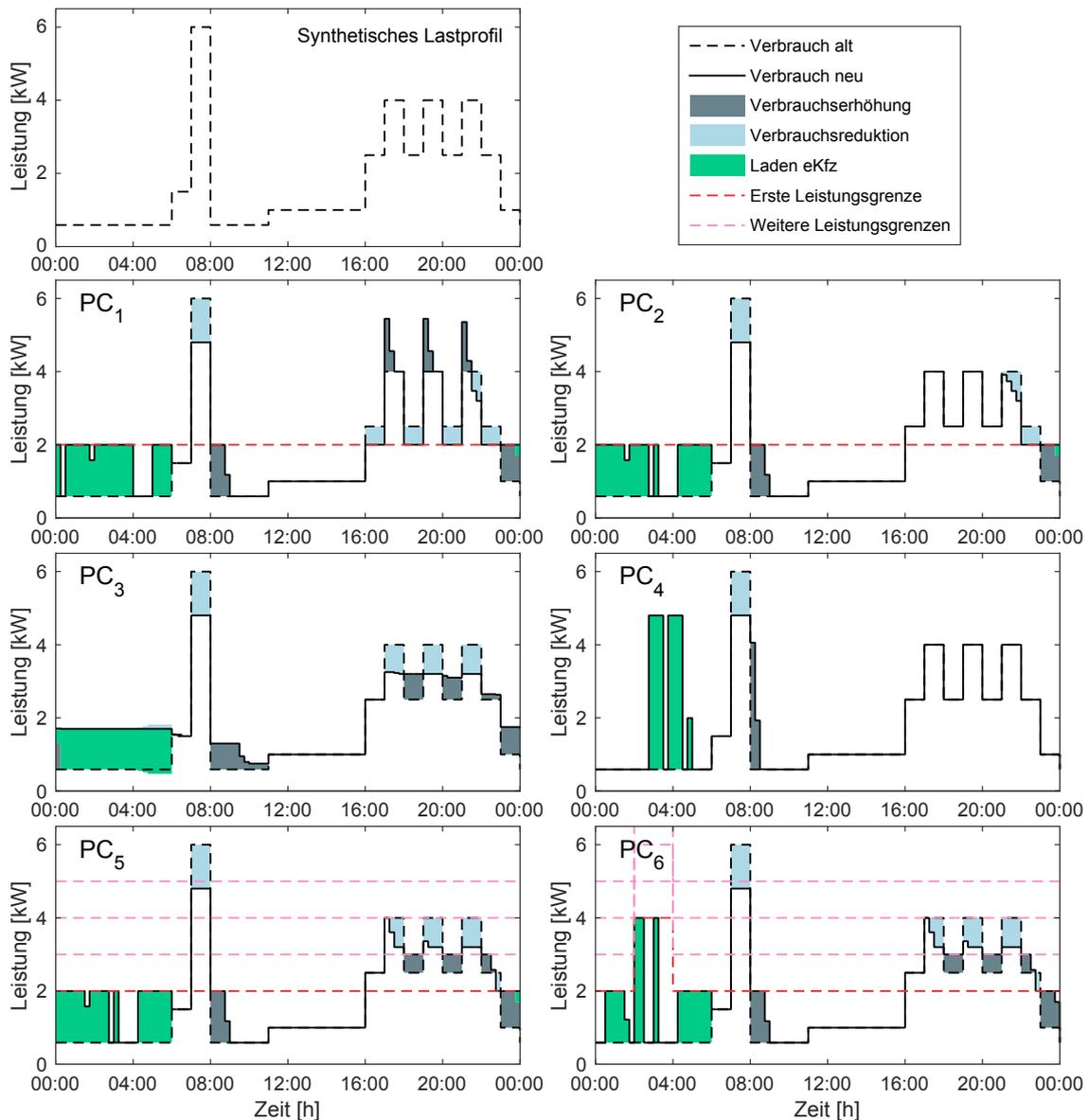


Abbildung 4.3: Kostenminimierendes Energiemanagement für variable Leistungspreisdesigns bei konstantem Energiepreis für ein synthetisches Lastprofil. **Leistungspreisdesigns der Abb.:**
 $[PC_1]$: Erhöhte Kosten für die gesamte Leistung bei Überschreitung der Leistungsgrenze;
 $[PC_2]$: Erhöhte Kosten für den Anteil der Leistung oberhalb der Leistungsgrenze;
 $[PC_3]$: Quadratisch ansteigende Kosten;
 $[PC_4]$: Linear mit der täglichen maximalen Netzentnahme ansteigende Kosten;
 $[PC_5]$: Erhöhte Kosten für den Anteil der Leistung oberhalb der Leistungsgrenzen;
 $[PC_6]$: Wie PC_5 , aber erhöhte Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten (hier: zwischen 2 und 4 Uhr)

Nachfolgend werden die Wirkungsweisen der variablen Leistungspreiskomponenten qualitativ bewertet:

- PC_1 : Das EKFZ wird zu beliebigen Zeitpunkten zwischen 18 und 6 Uhr unter der Bedingung aufgeladen, dass die Netzentnahmeleistung des Haushalts die Leistungsgrenze nicht übersteigt. Für den Tarif ist der erhöhte Leistungspreis für die gesamte Leistung zu entrichten, sobald die Leistungsgrenze überschritten wird und somit für das ursprünglichen Verbrauchsprofil während des gesamten Zeitraums zwischen 16 und 23 Uhr. Durch das Lastmanagement wird die Leistung abwechselnd von $2,5\text{ kW}$ auf die Höhe der Leistungsgrenze von $2,0\text{ kW}$ abgesenkt, um im Anschluss erhöht zu werden. Der höhere Leistungspreis ist durch diese Betriebsweise nur jede zweite Stunde für die gesamte Leistung zu entrichten, was die bereits bestehenden Leistungsspitzen weiter ansteigen lässt.
- PC_2 : Das EKFZ wird zu beliebigen Zeitpunkten zwischen 18 und 6 Uhr unter der Bedingung aufgeladen, dass die Netzentnahmeleistung des Haushalts die Leistungsgrenze nicht übersteigt. Für den Tarif ist der erhöhte Leistungspreis lediglich für den Anteil der Leistung oberhalb der Leistungsgrenze zu entrichten, wodurch im Gegensatz zu PC_1 bei einer länger anhaltenden Überschreitung der Leistungsgrenze kein Anreiz dazu besteht, innerhalb dieses Zeitraums Lasten zu verschieben. Aus diesem Grund wird zwischen 16 und 23 Uhr nur die letzte der Verbrauchsspitzen durch das Lastmanagement geglättet, die übrigen bleiben unverändert bestehen.
- PC_3 : Durch die quadratisch ansteigende Kostenfunktion wird die Varianz des Verbrauchsprofils minimiert. Im Rahmen der technischen Möglichkeiten wird versucht, über den Tag hinweg Energie mit konstanter Leistung zu beziehen, wodurch alle Leistungspeaks erheblich geglättet werden.
- PC_4 : Die maximale Netzentnahmeleistung zwischen 7 und 8 Uhr legt den Leistungspreis des gesamten Tages fest und wird in dem Maße, in dem dies technisch möglich ist, reduziert. Zu den übrigen Zeiten besteht kein Anreiz, den Verbrauch zu glätten. Ein gleichmäßiges Ladeverhalten der EKFZ bietet keinen Vorteil gegenüber einer Aufladung mit hoher Leistung, solange die Maximallast des Tages dadurch nicht erhöht wird.
- PC_5 : Das EKFZ wird zu beliebigen Zeitpunkten zwischen 18 und 6 Uhr unter der Bedingung aufgeladen, dass die Netzentnahmeleistung des Haushalts die erste Leistungsgrenze nicht übersteigt. Im Rahmen der technischen Möglichkeiten wird die Leistung in den Abendstunden auf die Höhe der ersten bzw. der

zweiten Leistungsgrenze abgesenkt. Innerhalb der Leistungsbänder besteht aufgrund der konstanten Kosten kein finanzieller Anreiz für eine Lastglättung.

- PC_6 : Das Energiemanagement unter PC_5 würde auch bei PC_6 minimale Kosten verursachen. Stattdessen wird jedoch eine alternative Lösung gewählt, bei der in Schwachlastzeiten das EKFZ mit einer erhöhten Leistung geladen wird, was zu identischen Kosten führt.

Die vier variablen Leistungspreiskomponenten mit einer oder mehreren Leistungsgrenzen bewirken, dass die unterste Grenze durch das Ladeverhalten des EKFZ nicht überschritten wird. Unter PC_5 und PC_6 werden durch die zusätzlichen Leistungsgrenzen die Leistungsspitzen am Abend stärker geglättet als bei PC_1 und PC_2 . Für PC_1 und PC_4 kann bereits bei einem konstantem Energiepreis ein unerwünschtes, in Kombination mit anderen Haushalten möglicherweise systemschädigendes, Verhalten aufgezeigt werden. Die bezogene Leistung wird unter der variablen Leistungspreiskomponente PC_3 am deutlichsten geglättet.

4.2.2 Variable Leistungspreise bei variablem Energiepreis

Das kostenminimierende Energiemanagement ist für die variablen Leistungspreiskomponenten in Kombination mit einer variablen Energiepreiskomponente in Abbildung 4.4 dargestellt.

- PC_1 : Das EKFZ wird unter den gleichen Bedingungen wie bei konstanten Energiepreisen geladen, wobei die Netzentnahmeleistung zwischen 1 und 4 Uhr stets $2,0\text{ kW}$ beträgt, da die Marktpreise während dieses Zeitraums geringer ausfallen als zu den übrigen Zeiten. Wie auch bei konstanten Energiepreisen wird die Leistungsspitze zwischen 7 und 8 Uhr möglichst stark reduziert und die Leistungsspitzen am Abend werden weiter erhöht.
- PC_2 : Das EKFZ wird unter den gleichen Bedingungen wie bei konstanten Energiepreisen geladen, wobei die Netzentnahmeleistung zwischen 1 und 4 Uhr stets $2,0\text{ kW}$ beträgt, da die Marktpreise während dieses Zeitraums geringer ausfallen als zu den übrigen Zeiten. Die Leistungsspitze zwischen 7 und 8 Uhr wird möglichst stark reduziert, dagegen werden die Leistungsspitzen in den Abendstunden teilweise erhöht. Letzteres wird dadurch verursacht, dass ohnehin Leistung oberhalb der Leistungsgrenze bezogen werden muss, um den hohen Energiebedarf zu decken, und der Bezug zu niedrigeren Marktpreisen die Kosten minimiert.

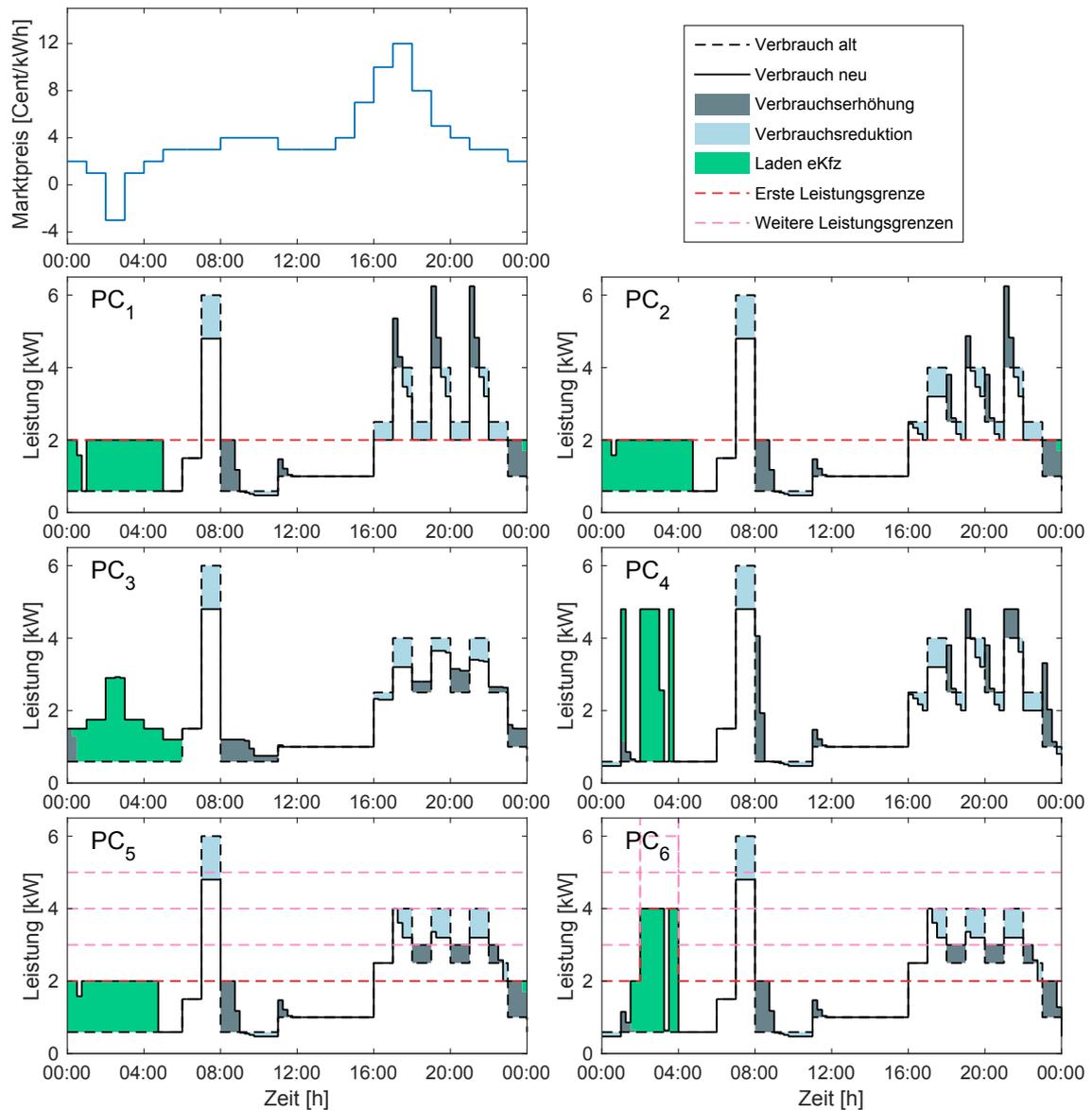


Abbildung 4.4: Kostenminimierendes Energiemanagement für variable Leistungspreisdesigns bei variablem Energiepreis für ein synthetisches Lastprofil. **Leistungspreisdesigns der Abb.:** Analog zu Abb. 4.3

Dieser Nachteil des Stromtarifs wird in (Schreiber et al., 2015) nicht identifiziert und PC_2 daher als Design für einen Stromtarif empfohlen. Denn der Effekt tritt nur auf, wenn über einen längeren Zeitraum die Netzentnahmeleistung oberhalb der Leistungsgrenze liegt und kann in der Regel nur dann systemschädigend wirken, wenn diese Überschreitung über einen längeren Zeitraum bei zahlreichen Haushalten simultan stattfindet. Diese Bedingungen sind unter den Annahmen von (Schreiber et al., 2015) nicht erfüllt, treten jedoch unter Berücksichtigung der EKFZ auf, die den Bedarf an elektrischer Energie der

Haushalte stark ansteigen lassen. Auch in (Mohsenian-Rad/Leon-Garcia, 2010; Khomami/Javidi, 2013; Zhao et al., 2013) wird das Design PC_2 vorgeschlagen und die glättende Wirkung der Tarifkomponente festgestellt, aber auch ein seltener Anstieg von Leistungsspitzen nachgewiesen.

In Kapitel A.2 wird für ein System aus 33 Haushalten bei einem Optimierungszeitraum von einem Jahr gezeigt, dass sich der Wert von $\varnothing P^{max}$ unter variablen Energiepreisen und der variablen Leistungspreiskomponente PC_2 durch die EKFZ um 158 % erhöht und damit deutlich stärker ansteigt als der zusätzliche Energiebedarf.

- PC_3 : Die Leistungsspitzen am Vormittag und am Abend werden geglättet. Die Ladephase des EKFZ wird über den technisch möglichen Zeitraum gestreckt, jedoch variiert die Ladeleistung mit der Höhe des Marktpreises. Entscheidend für das Ladeverhalten ist dabei, ob für den jeweiligen Zeitpunkt die höheren Energie- oder Leistungspreise minimale Gesamtkosten verursachen. Verschiedene Haushalte würden aufgrund des identischen Spotmarktpreis-Signals simultane Leistungsspitzen ausbilden, was die Erhöhung der gemeinsamen Netzentnahmeleistung zur Folge hätte. Des Weiteren fällt der Optimierungsaufwand für das Tarifsysteem vergleichsweise hoch aus, da die Linearisierung der quadratischen Kostenfunktion in feinen Leistungsschritten von 250 *Watt* erfolgt und somit eine Vielzahl von binären Nebenbedingungen berücksichtigt werden muss.
- PC_4 : Der Leistungspreis wird durch die Leistungsspitze zwischen 7 und 8 Uhr festgelegt, die im Rahmen der technischen Möglichkeiten möglichst stark reduziert wird. Sowohl in den Morgenstunden als auch am Abend bilden sich Leistungsspitzen in Höhe der Netzentnahmeleistung zwischen 7 und 8 Uhr aus, da Energiebeschaffungskosten dadurch reduziert, die Leistungskosten jedoch nicht erhöht werden.
- PC_5 : Das EKFZ wird unter den gleichen Bedingungen wie bei konstanten Energiepreisen geladen, wobei die Netzentnahmeleistung zwischen 1 und 4 Uhr stets 2,0 *kW* beträgt, da die Marktpreise während dieses Zeitraums geringer ausfallen als zu den übrigen Zeiten. Die Leistungsspitze zwischen 17 und 17:15 Uhr wird nicht reduziert, da im Bereich von 3 und 4 *kW* identische Leistungskosten pro *kW* anfallen und der Verbrauch für einen längeren Zeitraum nicht unter 3 *kW* reduziert werden kann².

²Durch eine feinere Abstufung der Leistungsbänder, wie beispielsweise entsprechend der Linearisierungsschritte von PC_3 in 250 *Watt* Abständen, ließe sich dieser Effekt abschwächen, jedoch unter starker Erhöhung des Optimierungsaufwands. Durch den konstanten Energiepreis oberhalb der

- PC_6 : Durch die erhöhte Leistungsgrenze in Schwachlastzeiten zwischen 2 und 4 Uhr wird das EKFZ in dem Zeitraum der minimalen Marktpreise zwischen 2 und 3 Uhr mit einer höheren Leistung als bei PC_5 geladen. Ferner findet die Ladephase vollständig im Zeitraum zwischen 1 und 4 Uhr statt. Darüber hinaus entspricht das Energiemanagement dem von PC_5 .

Für PC_1 und PC_4 ergeben sich die bereits bei konstanten Energiepreisen identifizierten Nachteile des Kapitels 4.2.1. Im Rahmen der technischen Möglichkeiten begrenzt PC_2 die Netzentnahmeleistung auf die Höhe der Leistungsgrenze. Ist eine Überschreitung der Leistungsgrenze aufgrund des Energiebedarfs jedoch unvermeidbar, so können vorhandene Leistungsspitzen durch den variablen Energiepreis zusätzlich erhöht werden. Die Leistungspreiskomponente PC_3 minimiert die Varianz der Netzentnahmeleistung. In Verbindung mit einem variablen Energiepreis stellt sich für das Design jedoch keine harte Grenze für die Netzentnahmeleistung ein. Vielmehr ist für jeden Zeitpunkt entscheidend, bis zu welcher Leistung der begrenzende Effekt der höheren Leistungspreise oder der erhöhende Effekt niedriger Marktpreise überwiegt.

Das Design PC_5 bewirkt ein vergleichbares Ladeverhalten der EKFZ wie unter PC_2 , bei dem die unterste Leistungsgrenze nicht überschritten wird. Die Leistungsspitzen am Nachmittag werden ähnlich wie bei PC_3 geglättet. Durch PC_6 wird eine höhere Netzentnahmeleistung in den Morgenstunden stimuliert, die durch die Festlegung der Schwachlastzeiten gesteuert werden kann. Darüber hinaus entspricht das Energiemanagement dem von PC_5 . Die qualitative Bewertung von PC_5 und PC_6 offenbart zunächst keine offensichtlichen Nachteile der Leistungspreisdesigns.

4.3 Quantitative Bewertung variabler Stromtarife

Nachfolgend wird der Stromtarif mit variablen Energiepreisen und der Leistungspreiskomponente PC_5 als T_{RTP,PC_5} bezeichnet, während die Kombination mit PC_6 durch T_{flex} abgekürzt wird. Die Auswirkungen des Tarifdesigns T_{RTP,PC_5} auf das kostenminimierende Energiemanagement wird in Kapitel 4.3.1 untersucht, die des Tarifdesigns T_{flex} in Kapitel 4.3.2. Die Zahlungsströme zwischen den Stakeholdern und die Höhe der Energiebeschaffungskosten werden in Kapitel 4.3.3 ausgewertet. Die Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse erfolgt in Kapitel 4.3.4.

ersten Leistungsgrenze besteht kein Anreiz für ein simultanes Verhalten mehrerer Haushalte (siehe Kapitel 4.3 und 4.4), sodass dieser Aufwand vermieden werden kann.

4.3.1 Variabler Stromtarif ohne erhöhte Leistungsgrenze in Schwachlastzeiten

In Abbildung 4.5 werden die JDL der Netzentnahmeleistung, die mit der mittleren Leistung des Szenarios skalierten JDL der Netzentnahmeleistung sowie die Höhe von $\varnothing C^{strom}$ sechs verschiedener Szenarien dargestellt. Bei zwei der Szenarien werden Kunden mit ausschließlich unsteuerbaren Verbrauchern (H_{unflex}) gemäß des herkömmlichen Stromtarifs (T_{BAU}) und des variablen Stromtarifs ($T_{RTP,PC5}$) abgerechnet. Aufgrund der unterschiedlichen Abrechnungsmethoden unterscheiden sich die Stromkosten trotz identischer JDL. In vier der Szenarien werden die Auswirkungen von $T_{RTP,PC5}$ bei Haushaltskunden mit Elektrofahrzeugen (H_{ekfz}) unter den Nebenbedingungen N_{basis} , N_{unr} , N_{min} , $N_{unr,min}$ untersucht. Die Beschriftung der Abbildung enthält eine Zusammenfassung der Szenarioannahmen, die detailliert in Kapitel 3.5.1 erläutert werden. Die Tabelle 4.3 zeigt die Maximalwerte der JDL und die Höhe von $\varnothing C^{strom}$ sowie die Änderung der Größen im Vergleich zu denen des Szenarios [T_{BAU} , H_{unflex}].

Tabelle 4.3: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$), P^{max} im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung (P^{mean}) und mengengewichtete Durchschnittskosten ($\varnothing C^{strom}$) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario [T_{BAU} , H_{unflex}]. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 4.5

Szenario	$\varnothing P^{max}$		P^{max} / P^{mean}		$\varnothing C^{strom}$	
	Wert [kW]	Änderung [%]	Wert	Änderung [%]	Wert [ct/kWh]	Änderung [%]
T_{BAU}, H_{unflex}	1,35		3,49		29,38	
$T_{RTP,PC5}, H_{unflex}$	1,35		3,49		30,08	+ 2,4 %
$T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{basis}$	1,75	+ 30,1 %	2,34	- 32,8 %	28,28	- 3,7 %
$T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{unr}$	1,90	+ 41,2 %	2,55	- 27,0 %	33,08	+ 12,6 %
$T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{min}$	2,25	+ 67,0 %	3,01	- 13,7 %	33,28	+ 13,3 %
$T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{unr,min}$	1,88	+ 39,7 %	2,52	- 27,8 %	34,54	+ 17,6 %

Durch die EKFZ erhöht sich $\varnothing P^{max}$ für sämtliche Szenarien, jedoch in Abhängigkeit der unterstellten Nebenbedingungen unterschiedlich stark. So wird $\varnothing P^{max}$ bei N_{basis} im Vergleich zu [T_{BAU} , H_{unflex}] von 1,35 kW um 30,1 % auf 1,75 kW erhöht. Der Anstieg resultiert daraus, dass der unsteuerbare Verbrauch des Haushalts Nr. 4 am 18.12.2011 zwischen 21:30 und 21:45 Uhr mit 14,53 kW sein absolutes Jahresmaximum erreicht. Zu diesem Zeitpunkt sind die Marktpreise gering und alle anderen Haushalte beziehen Leistung in Höhe ihrer individuellen Leistungsgrenze, sodass $\varnothing P^{max}$ auf den genannten Wert ansteigt.

Für N_{unr} erhöht sich $\varnothing P^{max}$ um 41,2 % auf 1,90 kW. Verantwortlich für den größeren Anstieg im Vergleich zu N_{basis} ist der Energiebedarf in der Nacht vom 08.03.2012

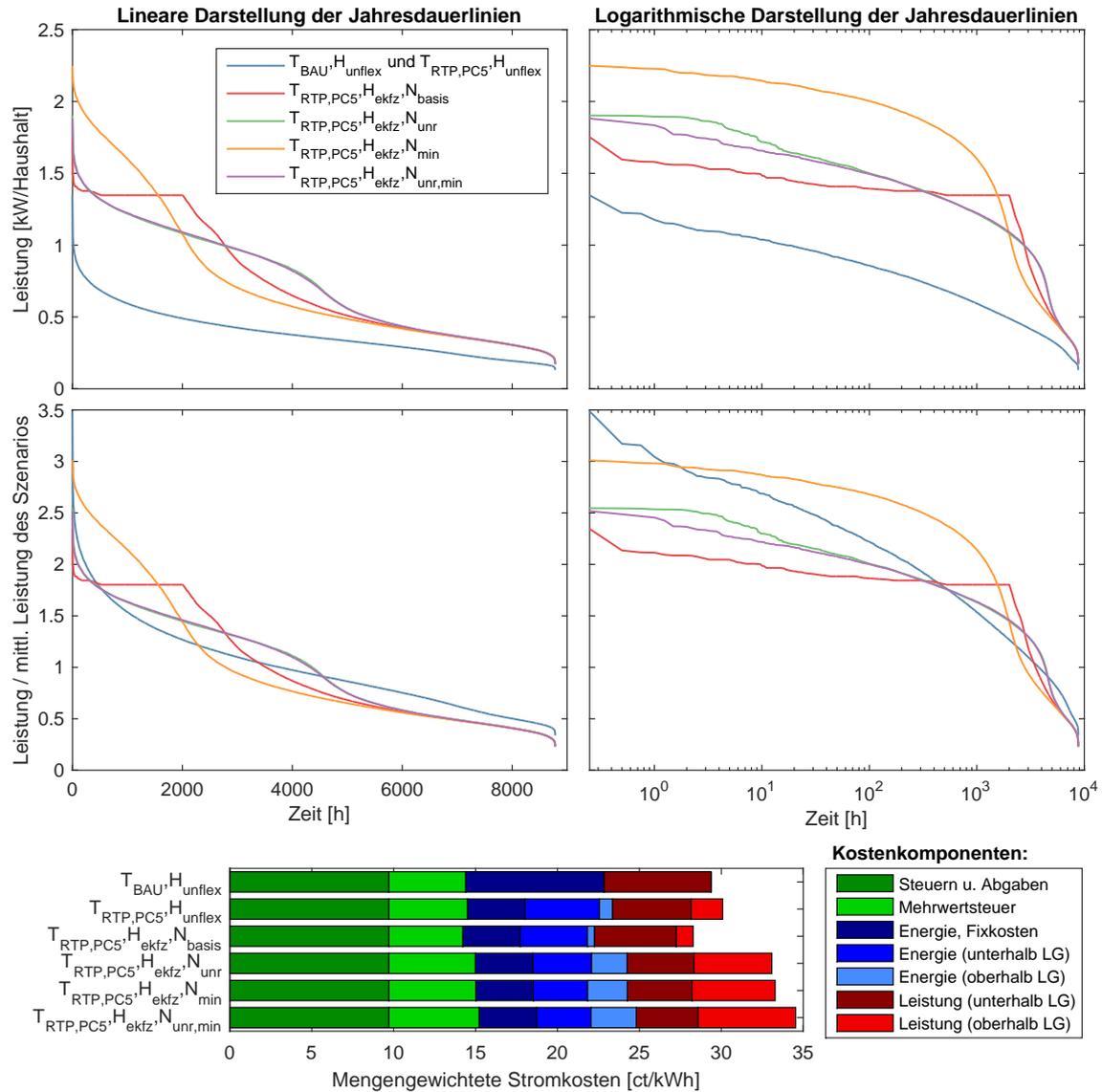


Abbildung 4.5: Mittlere und skalierte Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung (oben) sowie mengengewichtete Stromkosten (unten). **Szenarien der Abb.:**

- $[T_{BAU}, H_{unflex}]$: Herkömmlicher Stromtarif, ausschließlich unsteuerbarer Verbrauch;
- $[T_{RTP,PC5}, H_{unflex}]$: Variabler Stromtarif, ausschließlich unsteuerbarer Verbrauch;
- $[T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{basis}]$: Variabler Stromtarif, EKFZ, tägliche Verfügbarkeit;
- $[T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{unr}]$: Variabler Stromtarif, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit;
- $[T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{min}]$: Variabler Stromtarif, EKFZ, tägliche Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW ;
- $[T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$: Variabler Stromtarif, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW

auf den 09.03.2012. In dieser Nacht wird der Speicherfüllstand von drei EKFZ um $7,80\text{ kWh}$, bei elf EKFZ um $15,60\text{ kWh}$ und bei neun EKFZ um $23,40\text{ kWh}$ erhöht³.

³Zuzüglich der Wirkungsgradverluste beträgt der Energiebedarf der EKFZ in dieser Nacht 450 kWh und liegt damit deutlich über dem durchschnittlichen Energiebedarf von $7,8\text{ kWh} \cdot 33/0.9 = 286\text{ kWh}$.

Durch den hohen Energieverbrauch der EKFZ liegt die durchschnittliche Netzentnahmeleistung stets zwischen 1,33 und 1,90 kW . Insbesondere bei den Haushalten, deren EKFZ am Folgetag nicht geladen wird, ist neben dem ersten Leistungsband unterhalb der ersten Leistungsgrenze auch das zweite und dritte Leistungsband gefüllt. Für $N_{unr,min}$ erhöht sich $\varnothing P^{max}$ nahezu identisch zu N_{unr} auf 1,88 kW . Die minimale Ladeleistung von 2,00 kW als zusätzliche Nebenbedingung beeinflusst die Rechnung kaum. Denn insbesondere für die EKFZ, die für zwei oder drei Tage geladen werden, liegt die Ladeleistung ohnehin oberhalb von 2,00 kW , um den hohen Energiebedarf innerhalb der Nacht zu decken.

Unter N_{min} steigt $\varnothing P^{max}$ gegenüber N_{basis} um 67,0% auf 2,25 kW . Der Anstieg ist darin begründet, dass bei jedem Haushalt die Leistungsgrenze unterhalb von 2,00 kW liegt und diese somit bei einem Ladevorgang stets überschritten werden muss, unabhängig davon, ob andere unsteuerbare Verbraucher zusätzliche Energie benötigen oder nicht. Am 12.09.2011 sind zwischen 2 und 2:15 Uhr die Marktpreise gering und der unsteuerbare Verbrauch sämtlicher Haushalte mit 50 bis 400 $Watt$ verhältnismäßig niedrig, sodass alle EKFZ in dem Zeitintervall gleichzeitig mit einer Leistung von 2,05 bis 2,85 kW geladen werden.

Der mittlere Teil der Abbildung 4.5 und die Tabelle 4.3 zeigen, dass das Verhältnis aus der Netzentnahmeleistung und der mittleren Leistung im Maximum für sämtliche Szenarien mit EKFZ kleiner ist als für $[T_{BAU}, H_{unflex}]$. Die zuvor beschriebenen Anstiege von $\varnothing P^{max}$ fallen demnach geringer aus als der durch die EKFZ verursachte, zusätzliche Energiebedarf in Höhe von +93%.

Im unteren Teil der Abbildung 4.5 ist die Höhe von $\varnothing C^{strom}$ in Abhängigkeit des Szenarios dargestellt. Bei der Darstellungsform wird wie in Abbildung 4.1 zwischen den Kosten, die durch die Energiekomponente (blau), die Leistungskomponente (rot) und die Steuern- und Abgabenkomponente (grün) des Stromtarifs verursacht werden, differenziert. Diese Kostenkomponenten werden jedoch weiter untergliedert: Die Höhe der Mehrwertsteuer wird durch die hellgrüne Fläche symbolisiert und die der weiteren Steuern und Abgaben durch die dunkelgrüne. Der fixe Bestandteil der Energiekomponente ist dunkelblau eingezeichnet. Die beiden weiteren Blautöne zeigen, welcher Anteil der Kosten für Energie zu entrichten ist, während die Leistungsgrenze über- oder unterschritten wird. In den beiden Rottönen ist dies für den Anteil der Stromkosten, der durch die Leistungskomponente verursacht wird, dargestellt. Die Tabelle 4.3 fasst zudem die Höhe von $\varnothing C^{strom}$ in Abhängigkeit des Szenarios und deren Änderung im Verhältnis zu $[T_{BAU}, H_{unflex}]$ zusammen.

Für die Konfiguration H_{unflex} erhöhen sich $\varnothing C^{strom}$ unter $T_{RTP,PC5}$ um 2,4 % gegenüber T_{BAU} , wogegen sich $\varnothing C^{strom}$ für $[T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{basis}]$ um 3,7 % reduziert. Für die Nebenbedingungen N_{unr} , N_{min} und $N_{unr,min}$ steigt $\varnothing C^{strom}$ deutlich um 12,6 %, 13,3 % und 17,6 % an. Verursacht wird der Anstieg durch die häufigen Überschreitungen der Leistungsgrenzen, was sich in den stark vergrößerten hellblauen und hellroten Flächen der Stromkosten sowie der hellgrünen Mehrwertsteuerbelastung widerspiegelt.

Der variable Stromtarif ohne erhöhte Leistungsgrenze in Schwachlastzeiten ($T_{RTP,PC5}$) bewirkt bei den Haushaltskunden im Vergleich zu einer ausschließlichen Optimierung nach Spotmarkt-Preisen ein leistungsreduzierendes Energiemanagement. So steigt $\varnothing P^{max}$ zwar durch die EKFZ an, jedoch weniger stark als der zusätzliche Energiebedarf. Werden linear mit $\varnothing P^{max}$ steigende Netznutzungskosten unterstellt, so ergibt sich eine Reduktion der Kosten pro kWh , die anteilig an den Kunden weitergegeben werden könnte. Unter den gutmütigen Nebenbedingungen N_{basis} reduzieren sich auch die Stromkosten der Kunden, wenn auch vergleichsweise moderat um 3,7 %.

Durch die zusätzlichen Einschränkungen der Verfügbarkeit der EKFZ und der minimalen Ladeleistungen erhöhen sich die Stromkosten deutlich. Dies könnte als Anreiz gesehen werden, die EKFZ täglich zu laden. Ein tägliches Laden könnte den Kostenanstieg unter realistischen Bedingungen jedoch nicht vollständig verhindern. Denn bei der durchgeführten Simulation wird angenommen, der tägliche Energiebedarf der EKFZ betrage gleichmäßig $7,8 kWh$. Die Unregelmäßigkeit der Energienachfrage wird dadurch simuliert, dass die EKFZ nicht in jeder Nacht an das Netz angeschlossen werden, sondern zufällig verteilt jede, jede zweite oder jede dritte Nacht. Unter realen Bedingungen werden die täglichen Fahrtstrecken jedoch variieren und somit auch der tägliche Energiebedarf der EKFZ, unabhängig von der Häufigkeit des Ladevorgangs. Eine praktische Umsetzbarkeit des Tarifansatzes $T_{RTP,PC5}$ erscheint durch die deutliche Verteuerung der elektrischen Energie für den Endkunden unrealistisch.

4.3.2 Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten

Die Abbildung 4.6 zeigt die JDL und die Höhe von $\varnothing C^{strom}$ der Szenarien $[T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{basis}]$, $[T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ und $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$. Die Beschreibung der Abbildung enthält eine Zusammenfassung der Szenarioannahmen, die detailliert in Kapitel 3.5.1 ausgeführt werden. Auf eine skalierte Darstellung der JDL, wie beispielsweise in Abbildung 4.5, wird verzichtet, da die Jahresenergieverbräuche

sämtlicher Szenarien in Abbildung 4.6 identisch sind und somit die JDL mit dem selben Wert skaliert würden. Die Maximalwerte der JDL und die Höhe von $\varnothing C^{strom}$ sowie die Änderung der Größen im Vergleich zu denen des Szenarios $[T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{basis}]$ sind in Tabelle 4.4 zusammengefasst.

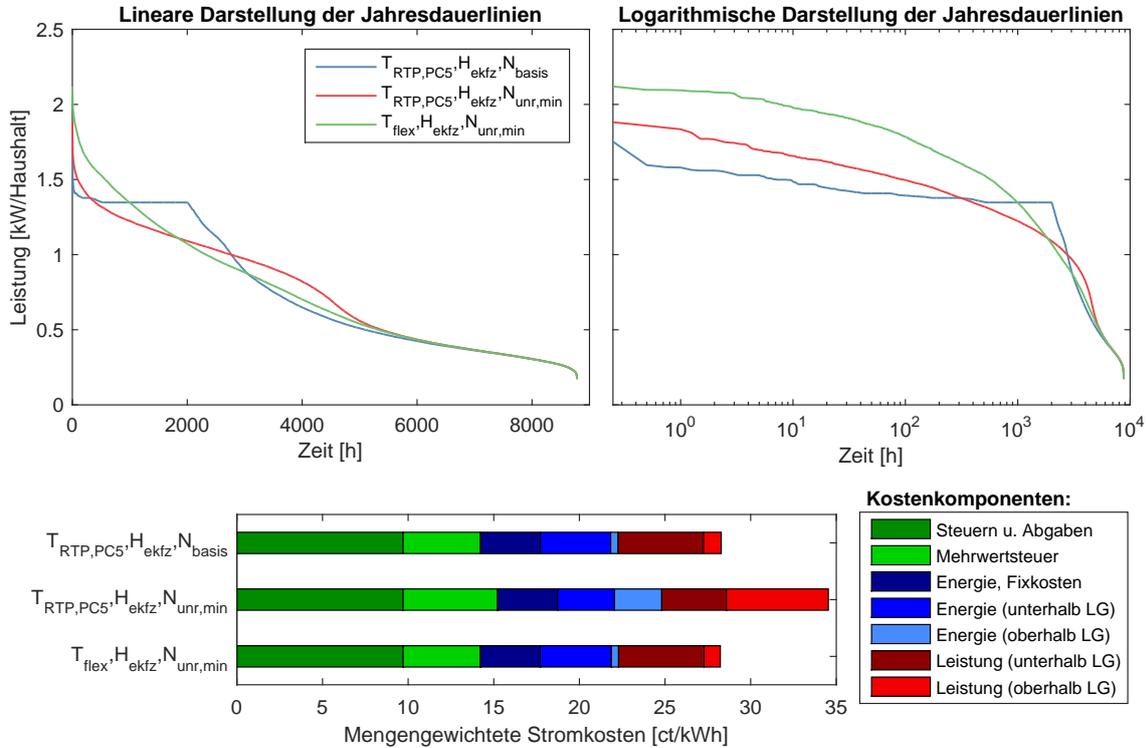


Abbildung 4.6: Mittlere Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung (oben) sowie mengengewichtete Stromkosten (unten). **Szenarien der Abb.:**

$[T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{basis}]$: Variabler Stromtarif, EKFZ, tägliche Verfügbarkeit;

$[T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$: Variabler Stromtarif, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW;

$[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$: Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW

Tabelle 4.4: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$), P^{max} im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung (P^{mean}) und mengengewichtete Durchschnittskosten ($\varnothing C^{strom}$) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{basis}]$. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 4.6

Szenario	$\varnothing P^{max}$		P^{max} / P^{mean}		$\varnothing C^{strom}$	
	Wert [kW]	Änderung [%]	Wert	Änderung [%]	Wert [ct/kWh]	Änderung [%]
$T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{basis}$	1,75		2,34		28,28	
$T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{unr,min}$	1,88	+ 7,4 %	2,52	+ 7,4 %	34,54	+ 22,1 %
$T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}$	2,12	+ 21,0 %	2,84	+ 21,0 %	28,23	- 0,2 %

Durch T_{flex} erhöht sich $\varnothing P^{max}$ auf 2,12 kW und steigt damit um 13,6 % stärker an als für $T_{RTP,PC5}$. Die Erhöhung von $\varnothing P^{max}$ fällt weniger stark aus als die des zusätzlichen

Energiebedarfs, wodurch das Verhältnis von P^{max} zu P^{mean} deutlich gegenüber dem von H_{unflex} sinkt. Aufgrund der erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten verbleiben die durchschnittlichen Stromkosten jedoch trotz des unregelmäßigen Ladeverhaltens und der minimalen Ladeleistung von $2,00\text{ kW}$ auf dem Niveau von $[T_{RTP,PC5}, H_{ekfz}, N_{basis}]$.

Das sich aus der Optimierung ergebende Verbrauchsprofil für T_{flex} aus Abbildung 4.6 wird mit dem von 0, 11, 33 und 66 SLP-Kunden kombiniert. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Verbrauch eines SLP-Kunden dem Jahresenergieverbrauch des durchschnittlichen Kunden mit variablem Stromtarif in Höhe von 6.565 kWh entspräche⁴. Die sich aus den Berechnungen ergebenden JDL zeigt die Abbildung 4.7. Die Tabelle 4.4 zeigt $\varnothing P^{max}$ und dessen Änderung im Vergleich zu dem Szenario ohne SLP-Kunden.

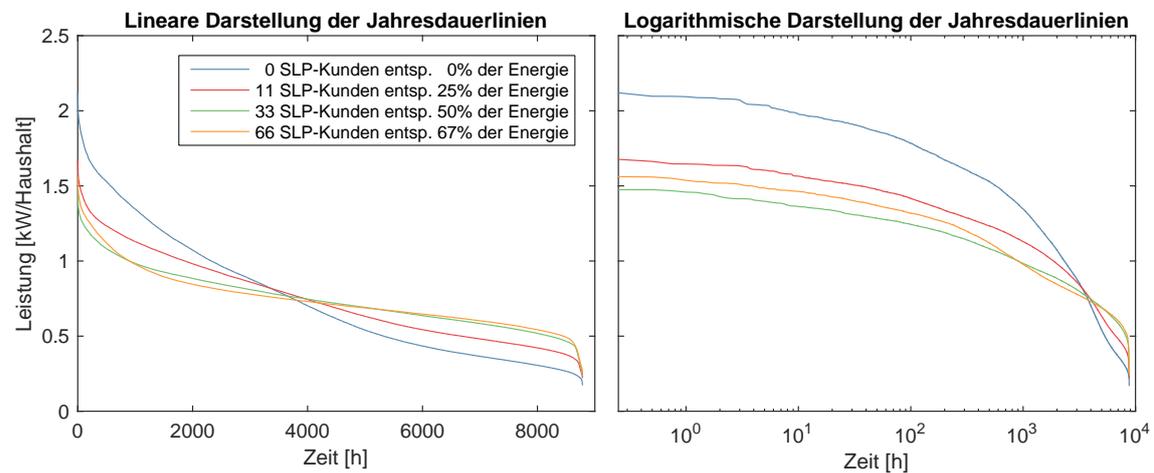


Abbildung 4.7: Mittlere Jahresdauerlinie der Netzentnahmeleistung des Szenarios $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ in Kombination mit 0, 11, 33, und 66 SLP-Kunden

Szenario der Abb.: $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$: Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW

Tabelle 4.5: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$) und deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 4.7

	$\varnothing P^{max}$ [kW]	Änderung [%]
$T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}$	2,12	
$T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}, 11$ SLP-Kunden	1,68	- 20,9 %
$T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}, 33$ SLP-Kunden	1,47	- 30,4 %
$T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}, 66$ SLP-Kunden	1,56	- 26,3 %

⁴Die Kombination der Verbrauchsprofile mit denen von perfekten SLP-Kunden stellt eine starke Idealisierung dar, da üblicherweise erst ab einer Stichprobengröße von etwa 100-150 Haushalten von einem Verbrauch gemäß SLP ausgegangen werden kann (Sternner/Stadler, 2014).

Durch die Kombination von Kunden mit flexiblem Stromtarif und SLP-Kunden sinkt $\varnothing P^{max}$ von $2,12 kW$ bei 0 SLP-Kunden, über $1,68 kW$ bei 11 SLP-Kunden, auf $1,47 kW$ bei 33 SLP-Kunden. Für 66 SLP-Kunden steigt $\varnothing P^{max}$ auf $1,56 kW$ an.

4.3.3 Zahlungsströme zwischen Stakeholdern und Energiebeschaffungskosten

In Abbildung 4.8 werden die Zahlungsströme der Szenarien $[T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{16-20h}]$, $[T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ und $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ mit dem des Szenarios $[T_{BAU}, H_{unflex}]$ verglichen⁵. Dabei wird zwischen den Einnahmen des Netzbetreibers, den Einnahmen des Energieversorgers abzüglich der Kosten der Energiebeschaffung am

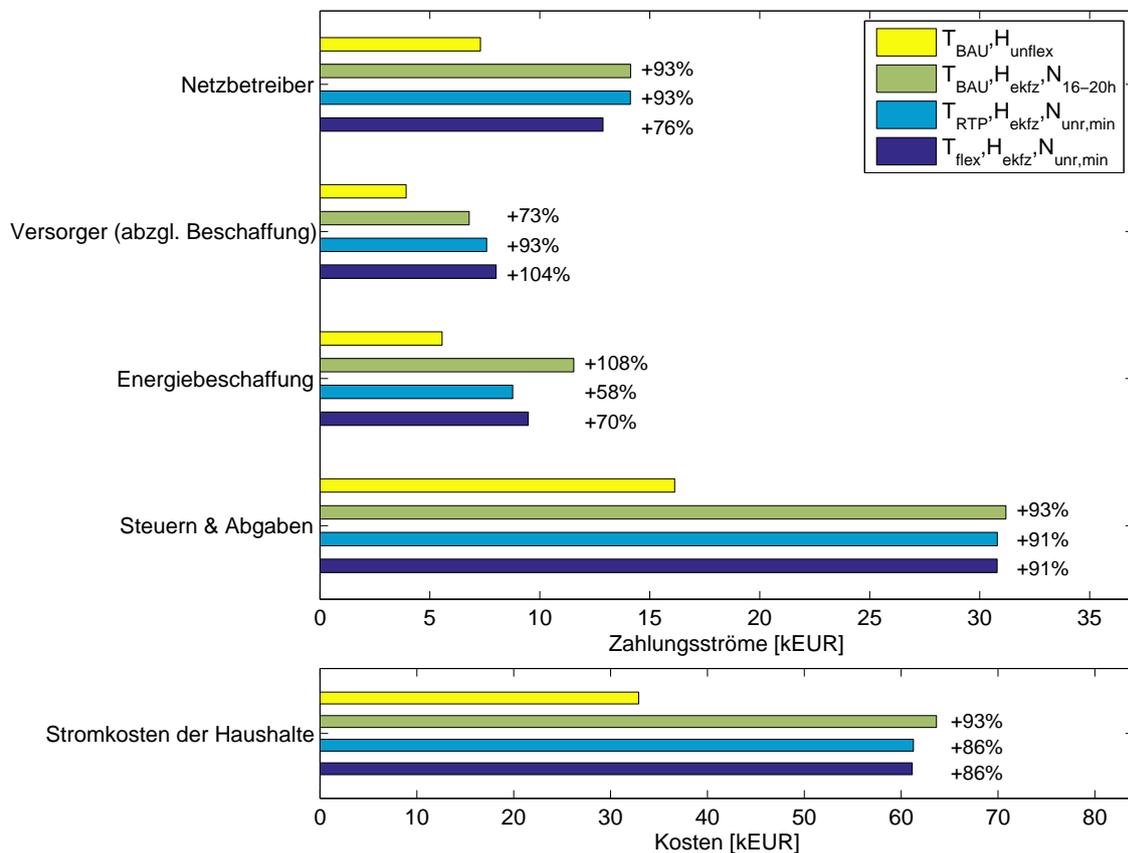


Abbildung 4.8: Kumulierte Zahlungsflüsse der Haushalte zwischen den Stakeholdern. **Szenarien der Abb.:** $[T_{BAU}, H_{unflex}]$: Herkömmlicher Stromtarif, ausschließlich unsteuerbarer Verbrauch; $[T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{16-20h}]$: Herkömmlicher Stromtarif, EKFZ, laden bei Ankunft zwischen 16 u. 20 Uhr; $[T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{basis}]$: Spotmarkt-Optimierung, EKFZ, tägliche Verfügbarkeit; $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$: Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von $2 kW$

⁵Die JDL und die $\varnothing C^{strom}$ von $[T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ sind in Abbildung A.1 dargestellt.

Spotmarkt, den Energiebeschaffungskosten und dem Aufkommen an Steuern und Abgaben unterschieden. Der Stromtarif T_{BAU} wird für den Vergleich herangezogen, da Besitzer von EKFZ unter den gegenwärtigen Bedingungen gemäß dieses Tarifs abgerechnet werden. Die anderen beiden Tarifsysteme (T_{RTP} und T_{flex}) stellen zwei Alternativen für eine marktpreisgekoppelte Abrechnungsmethode dar. Dabei führt T_{RTP} zu niedrigeren Energiebeschaffungskosten und T_{flex} zu geringeren Verbrauchsspitzen wie in den Kapiteln 4.1 und 4.3 gezeigt wird.

Sowohl der zusätzliche Energiebedarf der EKFZ als auch die Stromkosten der Haushalte erhöhen sich für das Szenario $[T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{16-20h}]$ aufgrund der identischen Stromkosten pro kWh um 93 % gegenüber $[T_{BAU}, H_{unflex}]$. Für die beiden Szenarien $[T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{basis}]$ und $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ steigen die Gesamtkosten der Haushalte lediglich um 86 %, wobei sich die Kostenersparnis für die beiden Tarife unterschiedlich auf die Zahlungsströme zwischen den Stakeholdern verteilen. Wie auch in der Abb. 4.8 beziehen sich bei der nachfolgenden Beschreibung die prozentualen Veränderungen auf das Szenario $[T_{BAU}, H_{unflex}]$:

- **Netzbetreiber:** Aufgrund der konstanten und identischen Preise für Leistung bei den Tarifen T_{BAU} und T_{RTP} erhöhen sich die Einnahmen des Netzbetreibers mit dem Energiebedarf um 93 %. Da die EKFZ vornehmlich mit Leistung unterhalb der Leistungsgrenzen geladen werden, steigen die Einnahmen für T_{flex} unterproportional stark im Vergleich zum Energiebedarf um 76 % an.
- **Versorger (Bruttomarge):** Die Bruttomarge sei definiert als die Einnahmen des Versorgers abzüglich der Energiebeschaffungskosten. In dem Szenario $[T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{16-20h}]$ erhöht sich die Bruttomarge weniger stark als der Energiebedarf, da die durchschnittlichen Beschaffungskosten unter der Nebenbedingung N_{16-20h} ansteigen und so die Marge des Versorgers schmälern (vergleiche Kapitel 4.1). Für T_{RTP} ist die Marge des Versorgers pro kWh hingegen auf den Wert des Szenarios $[T_{BAU}, H_{unflex}]$ in Höhe von $3,50 \text{ ct}/kWh$ festgesetzt, wodurch die Bruttomarge mit dem Energiebedarf um 93 % steigt. Unterhalb der Leistungsgrenze ist die Marge pro kWh auch für T_{flex} gültig, für Energie oberhalb der Leistungsgrenze werden jedoch pauschal $10 \text{ ct}/kWh$ berechnet. Da der Teil der Energie oberhalb der Leistungsgrenzen zu geringeren Beschaffungskosten als zu $10 - 3,50 = 6,50 \text{ ct}/kWh$ führt, erhöht sich die Bruttomarge im Vergleich zum Energiebedarf überproportional stark um 104 %.
- **Energiebeschaffung:** Die absoluten und durchschnittlichen Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt sowie deren Änderung im Vergleich zu denen des Szenarios $[T_{BAU}, H_{unflex}]$ sind in Tabelle 4.6 zusammengestellt.

Die Beschaffungskosten des Szenarios $[T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{16-20h}]$ erhöhen sich im Vergleich zum Energiebedarf überproportional stark um 107,8 %. Da die EKFZ unter T_{RTP} in jeder Nacht in der Stunde mit den niedrigsten Marktpreisen geladen werden, steigen die Kosten für den Tarif mit +57,8 % am wenigsten stark an. Unter T_{flex} , bei dem neben der marktpreisgekoppelten Optimierung die maximalen Netzentnahmeleistungen begrenzt werden, steigen die Energiebeschaffungskosten um 70,4 % an.

Tabelle 4.6: Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) und durchschnittliche Energiebeschaffungskosten ($\emptyset C^{besch}$) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[T_{BAU}, H_{unflex}]$. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 4.1

Szenario	C^{besch}		$\emptyset C^{besch}$	
	Wert [€]	Änderung [%]	Wert [ct/kWh]	Änderung [%]
T_{BAU}, H_{unflex}	5.556		4,96	
$T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{16-20h}$	11.543	+ 107,8 %	5,33	+ 7,5 %
$T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{unr, min}$	8.769	+ 57,8 %	4,05	- 18,3 %
$T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}$	9.469	+ 70,4 %	4,37	- 11,9 %

- **Steuern und Abgaben:** Mit Ausnahme der Mehrwertsteuer, als ein prozentualer Aufschlag auf die Nettostromkosten, ist die Belastung durch Steuern und Abgaben für jeden der Tarife pro kWh identisch. Für die Tarife T_{RTP} und T_{flex} sind die summierten Zahlungsströme an Netzbetreiber und Versorger gleich hoch, wodurch sich auch die Mehrwertsteuerbelastungen beider Szenarien entsprechen. Die Steuern und Abgaben erhöhen sich um 91 %, während sie in dem Szenario $[T_{BAU}, H_{ekfz}, N_{16-20h}]$ um 93 % ansteigen.

Die Stromkosten der Haushalte steigen für beide marktpreisgekoppelten Stromtarife T_{RTP} und T_{flex} genauso stark an, jedoch weniger stark als der zusätzliche Energieverbrauch durch den Bedarf der EKFZ, wodurch die Strompreise pro kWh für beide Tarife gleichermaßen sinken. Im Falle von T_{RTP} ist sowohl der Ertrag des Netzbetreibers als auch der des Versorgers abzüglich der Beschaffungskosten identisch zu dem Szenario $[T_{BAU}, H_{unflex}]$. Der finanzielle Vorteil ergibt sich aus den reduzierten Energiebeschaffungskosten und der verringerten Mehrwertsteuerbelastung. Für T_{flex} sinken beim Netzbetreiber die Einnahmen pro kWh , jedoch kann durch den Tarif das Entstehen hoher Leistungsspitzen verhindert werden. Die Marge des Versorgers pro kWh erhöht sich für T_{flex} überproportional stark und böte Möglichkeiten für eine Reduktion der Stromkosten der Haushaltskunden, wie in Kapitel 4.4.1 diskutiert wird.

4.3.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Sowohl der variable Stromtarif $T_{RTP,PC5}$ als auch dessen Abwandlung mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten T_{flex} lässt die maximale Netzentnahmeleistung durch die EKFZ ansteigen, jedoch weniger stark als der zusätzliche Energieverbrauch durch die EKFZ. Die durchschnittlichen Stromkosten der Haushalte steigen unter $T_{RTP,PC5}$ jedoch deutlich, da die Leistungsgrenzen im Vergleich zu dem zusätzlichen Energiebedarf der EKFZ zu gering dimensioniert sind. Durch die erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten bei T_{flex} können die Stromkosten gesenkt werden.

Die absoluten Einnahmen des Netzbetreibers, die absolute Bruttomarge des Versorgers sowie das absolute Aufkommen an Steuern und Abgaben werden unter T_{flex} durch den zusätzlichen Energiebedarf der EKFZ deutlich erhöht. Bei dem Versorger ergibt sich darüber hinaus eine erhöhte Bruttomarge pro kWh , die durch eine veränderte Parametrisierung des Stromtarifs zugunsten der Haushalte umverteilt werden könnte. Aufgrund des leistungsglättenden Anreizes von T_{flex} erhöhen sich die Energiebeschaffungskosten gegenüber einer ausschließlichen Optimierung nach Spotmarkt-Preisen, verringern sich aber dennoch deutlich gegenüber dem ungesteuerten Ladeverhalten.

Die Ergebnisse des Kapitels zeigen darüber hinaus, dass $\varnothing P^{max}$ weniger stark ansteigt, wenn nicht alle Kunden ihren Energieverbrauch unter dem flexiblen Stromtarif optimieren, sondern ein merklicher Anteil der Netzentnahme gemäß der von SLP-Kunden erfolgt.

4.4 Robustheit des variablen Stromtarifs

Die Robustheit des kostenminimierenden Energiemanagements wird für T_{flex} unter veränderten Randbedingungen getestet. Unter einem robusten Design wird dabei ein Tarifdesign verstanden, das „unempfindlich gegenüber Schwankungen der Eingangsvariablen ist“ (Rhein, 2014). Dazu wird in Kapitel 4.4.1 die Parametrisierung des Stromtarifs modifiziert und in Kapitel 4.4.2 die Flexibilität der Haushaltskunden erhöht, indem ihre Ausstattung mit Flexibilitätsoptionen um Batteriespeicher erweitert wird. Die minimale Ladeleistung der EKFZ wird in Kapitel 4.4.3 variiert und eine alternative Festlegung der Leistungsgrenzen untersucht. In Kapitel 4.4.4 wird die Robustheit des kostenminimierenden Energiemanagements für verschiedene Verfügbarkeiten der EKFZ bewertet.

4.4.1 Variation der Parametrisierung des Tarifdesigns

Der erhöhte Energiebedarf durch die simulierten EKFZ lässt die Einnahmen des Versorgers und des Netzbetreibers sowie das Aufkommen an Steuern und Abgaben stark ansteigen. Einerseits könnten mögliche finanzielle Vorteile, die sich aus T_{flex} ergeben, ungleich auf die Stakeholder verteilt werden, andererseits könnte das Einsparpotential der Haushaltskunden unter T_{flex} zu gering ausfallen, als dass die Kunden zu einem Wechsel ihres Abrechnungssystems bereit wären. Nachfolgend wird die Robustheit der Ergebnisse bei Veränderungen in der Parametrisierung der Stromtarife getestet, welche es ermöglicht, die ökonomische Wohlfahrt unterschiedlich auf die beteiligten Stakeholder aufzuteilen (Kapitel 4.4.1.1). Sodann wird die Robustheit der Ergebnisse bei veränderten Preiszeitreihen und einer dynamischen Abrechnung der EEG-Umlage aufgezeigt (Kapitel 4.4.1.2).

Für sämtliche Szenarien des nachfolgenden Kapitels werden die Annahmen des Szenarios $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ unterstellt und diese wie beschrieben modifiziert.

4.4.1.1 Modifikation der Parametrisierung der Tarifkomponenten

Für T_{flex} sind unterhalb der Leistungsgrenze 80 % der Leistungskosten von T_{BAU} zu entrichten (siehe Kapitel 3.1.1.2). Für die Szenarien *Leistungspreis -10%* und *Leistungspreis -30%* werden die Kosten unterhalb der Leistungsgrenze entsprechend der Benennung um 10 % und 30 % gegenüber T_{BAU} reduziert. Bei T_{flex} erhält der Versorger unterhalb der Leistungsgrenze einen fixen Aufschlag auf den Marktpreis in Höhe von 3,50 ct/kWh. Dieser Aufschlag wird für die Szenarien *Aufschlag Versorger -10%* und *Aufschlag Versorger -20%* entsprechend verringert. Die JDL und die durchschnittlichen Stromkosten der Haushalte der Szenarien zeigt Abbildung 4.9. Die Tabelle 4.7 zeigt die Höhe von $\varnothing P^{max}$ und $\varnothing C^{strom}$ sowie deren Änderung im Vergleich zu denen des Szenarios $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$.

Für alle Szenarien verändert sich $\varnothing P^{max}$ gegenüber $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ um weniger als $\pm 1,5$ %. Für das Szenario *Leistungspreis -10%* erhöhen sich die durchschnittlichen Stromkosten der Kunden, für alle anderen Szenarien verringern sich diese.

In Abbildung 4.10 wird gezeigt, wie die Modifikationen des variablen Stromtarifs die Zahlungsströme zwischen den Stakeholdern beeinflussen. Für den Tarif *Leistungspreis -10%* erhöhen sich die Einnahmen der Netzbetreiber um 6 %, dagegen verringern sich diese bei *Leistungspreis -30%* um 6 %. Für die Szenarien *Aufschlag Versorger -10%* und *Aufschlag Versorger -20%* verringern sich die Einnahmen der Versorger um 9 bzw. 19 %. Eine Verringerung des Versorgeraufschlags unterhalb der Leistungs-

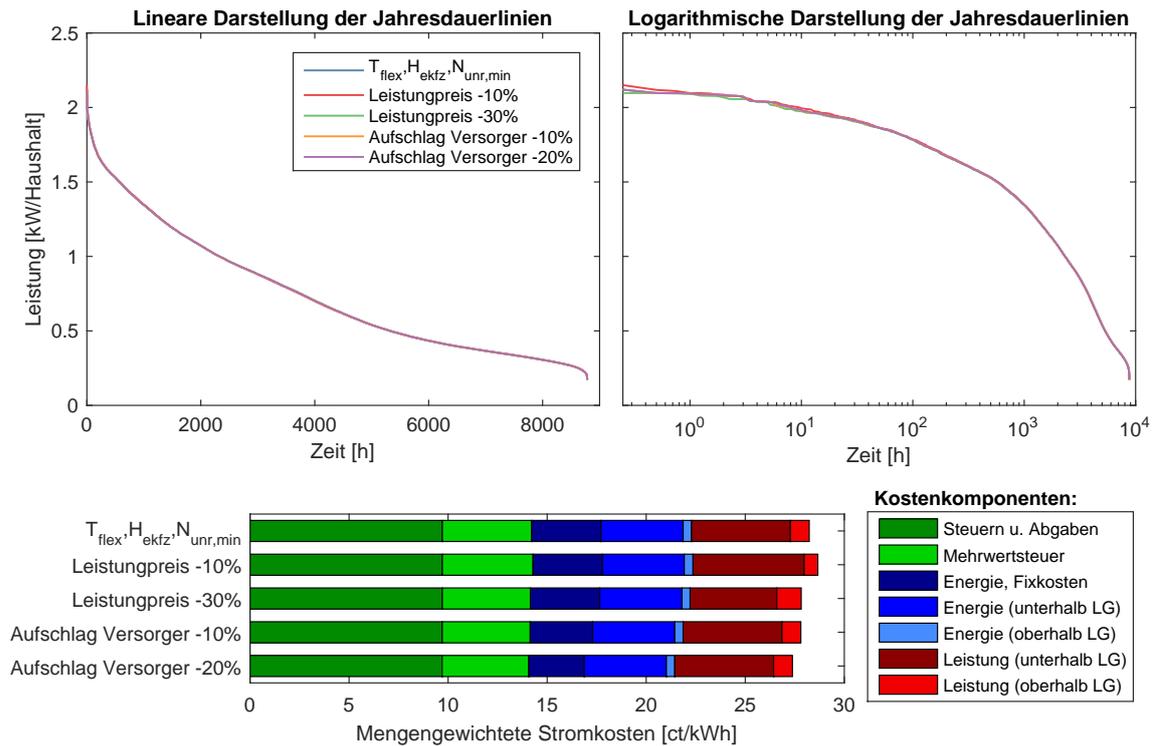


Abbildung 4.9: Mittlere Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung (oben) sowie mengengewichtete Stromkosten (unten). Für das Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ gilt: Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW . **Abwandlungen von T_{flex} :**
 [Leistungspreis -10%]: Kosten unterhalb der Leistungsgrenze werden um 10 anstatt 20 % gesenkt;
 [Leistungspreis -30%]: Kosten unterhalb der Leistungsgrenze werden um 30 anstatt 20 % gesenkt;
 [Aufschlag Versorger -10%]: Um 10 % reduzierte Bruttomarge des Versorgers;
 [Aufschlag Versorger -20%]: Um 20 % reduzierte Bruttomarge des Versorgers

grenze um 10 % führt dabei zu einer leicht abweichenden Einnahmenreduktion, da oberhalb der Leistungsgrenze auch für den modifizierte Tarif 10 ct/kWh zu entrichten sind. Die Steuer- und Abgabenbelastung variiert durch die veränderte Höhe der Mehrwertsteuer im Bereich von 1 %.

Die Höhe der Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt sowie deren Änderung im Vergleich zu dem Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ sind in Tabelle 4.7 zusammengestellt. Die Energiebeschaffungskosten sind für alle Szenarien weitestgehend identisch.

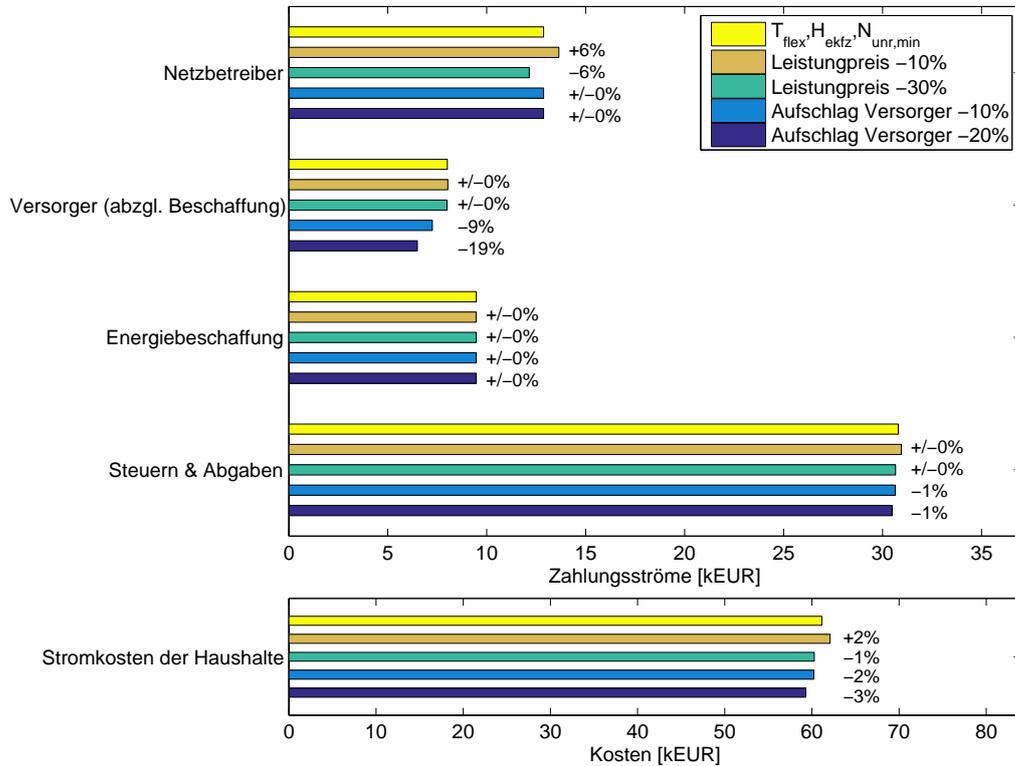


Abbildung 4.10: Kumulierte Zahlungsflüsse der Haushalte zwischen den Stakeholdern. Szenarien der Abb.: Analog zu Abb. 4.9

Tabelle 4.7: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$), mengengewichtete Durchschnittskosten ($\varnothing C^{strom}$) und Beschaffungskosten (C^{besch}) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario [$T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}$]. Szenarien der Tab.: Analog zu Abb. 4.9 und 4.11

Szenario	$\varnothing P^{max}$		$\varnothing C^{strom}$		C^{besch}	
	Wert [kW]	Änderung [%]	Wert [ct/kWh]	Änderung [%]	Wert [€]	Änderung [%]
$T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}$	2,12		28,23		9.469	
Leistungspreis -10 %	2,15	+ 1,4	28,66	+ 1,5	9.463	- 0,1
Leistungspreis -30 %	2,10	- 1,1	27,83	- 1,4	9.473	\pm 0,0
Aufschlag Vers. -10 %	2,12	\pm 0,0	27,81	- 1,5	9.469	\pm 0,0
Aufschlag Ver. -20 %	2,12	\pm 0,0	27,38	- 3,0	9.470	\pm 0,0
Spotmarkt 12/13	2,12	\pm 0,0	27,51	- 2,6	8.107	- 14,4
Spotmarkt 13/14	2,10	- 1,1	26,93	- 4,6	7.021	- 25,9
Spotmarkt 14/15	2,24	+ 5,5	26,64	- 5,6	6.450	- 31,9
Spotmarkt 2025	2,22	+ 4,6	29,56	+ 4,7	11.892	+ 25,6
Dyn. EEG-Umlage	2,26	+ 6,7	27,63	- 2,1	9.432	- 0,4

4.4.1.2 Modifikation der Preiszeitreihen und dynamische Abrechnung der EEG-Umlage

Die Spotmarktpreise der Jahre 2011 und 2012 des Stromtarifs T_{flex} werden durch die Preiszeitreihen der Jahre 2012 und 2013, 2013 und 2014 sowie 2014 und 2015 ersetzt, wie auch durch simulierte Marktpreise für das Jahr 2025⁶. Die Szenarien werden entsprechend der verwendeten Jahre der Preiszeitreihen bezeichnet⁷. Für das Szenario *Dyn. EEG-Umlage* wird die EEG-Umlage in Anlehnung an (Agora Energiewende (Hrsg.), 2014a) flexibilisiert. Die Beschreibung der Methodik erfolgt in Kapitel 3.1.4. Die JDL und die durchschnittlichen Stromkosten der Haushalte sind in Abbildung 4.11 dargestellt. Die Tabelle 4.7 zeigt die Höhe von $\varnothing P^{max}$ und $\varnothing C^{strom}$ sowie deren Änderung im Vergleich zu denen des Szenarios $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$.

Für die Szenarien *Spotmarkt 14/15*, *Spotmarkt 2025* und *Dynamische EEG-Umlage* erhöht sich $\varnothing P^{max}$ gegenüber $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ schwach um 4,6 bis 6,7%. Mit Ausnahme des Szenarios *Spotmarkt 2025*, für das die durchschnittlichen Marktpreise ansteigen, reduzieren sich die durchschnittlichen Stromkosten der Haushalte durch die sinkenden Energiepreise oder im Falle des Szenarios *Dynamische EEG-Umlage*, durch eine verringerte Abgabenbelastung.

In Abbildung 4.12 wird gezeigt, wie die Modifikationen des variablen Stromtarifs die Zahlungsströme zwischen den Stakeholdern beeinflussen. Die Einnahmen des Netzbetreibers bleiben für alle Szenarien unberührt. Da die Haushalte für die energetische Komponente oberhalb der Leistungsgrenze pauschal 10 ct/kWh zu entrichten haben, ändert sich die Marge des Versorgers leicht in Abhängigkeit davon, welche tatsächlichen Beschaffungskosten für diesen Anteil der Energie zu entrichten sind. Aufgrund sinkender mittlerer Marktpreise reduzieren sich die Energiebeschaffungskosten zwischen 2012 und 2015, womit eine Reduktion der Mehrwertsteuerbelastung und damit auch eine Reduktion der Gesamtkosten einhergeht. Für das Jahr 2025 kehrt sich diese Entwicklung durch die höher prognostizierten Marktpreise um⁸. Für

⁶Die Preiszeitreihen wurden im Rahmen des Projekts *Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen - INEES* (Fraunhofer IWES et al., 2016) simuliert und als Eingangsgröße der Optimierung verwendet.

⁷Bei dem Austausch der Zeitreihen gilt zu berücksichtigen, dass der Zeitraum der ursprünglichen Preiszeitreihe mit denen der gemessenen Verbrauchszeitreihen der Haushalte übereinstimmt und zwischen den beiden Größen eine Korrelation festgestellt werden kann (Cerjan et al., 2014). Anhand der Ergebnisse lassen sich somit keine tatsächlichen Systemkosten ablesen, sondern vielmehr Tendenzen der Kostenentwicklung und die Abhängigkeit der JDL von den zugrunde gelegten Preiszeitreihen.

⁸Der prognostizierte mengengewichtete Strompreis des unflexiblen Verbrauchs steigt für das Szenario *Spotmarkt 2025* um 14,3% gegenüber $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ und weist insbesondere andauernde Hochpreisphasen auf.

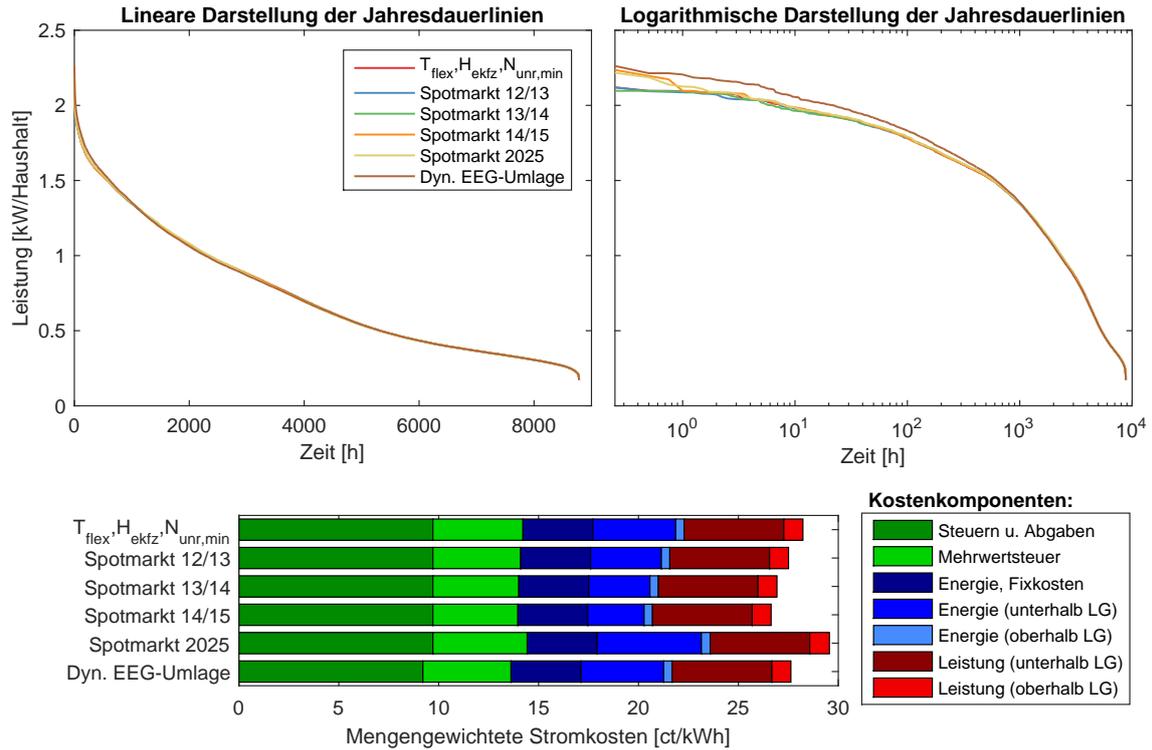


Abbildung 4.11: Mittlere Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung (oben) sowie mengenewichtete Stromkosten (unten). Für das Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$ gilt: Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW . **Abwandlungen von T_{flex} :** [*Spotmarkt 12/13 bis 2025*]: Spotmarktpreise aus 2011/2012 werden gemäß Benennung ersetzt [*Dyn. EEG-Umlage*]: EEG-Umlage wird dynamisch, angelehnt an Spotmarktpreise, abgerechnet

eine dynamische Abrechnung der EEG-Umlage reduzieren sich die Gesamtkosten durch eine verminderte Belastung von Steuern und Abgaben.

Die Höhe der Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt sowie deren Änderung im Vergleich zu dem Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$ sind in Tabelle 4.7 zusammengestellt. Die Energiebeschaffungskosten variieren stark mit der verwendeten Preiszeitreihe.

4.4.2 PV-Eigenerzeugung mit und ohne Batteriespeicher

Die mit EKFZ ausgestatteten Haushalte werden um PV-Anlagen und Batteriespeicher erweitert, um die Wirkungsweise von T_{flex} für die Eigenerzeugung von elektrischer Energie und eine erhöhte Flexibilität bei einer allzeitigen Verfügbarkeit der Flexibilitätsoption zu testen. Denn die EKFZ werden als flexible Lasten und ohne die Möglichkeit zur Rückspeisung von Energie betrieben und sind zudem nur nachts zwischen 18 und 6 Uhr an das Netz angeschlossen. Die Batteriespeicher ermög-

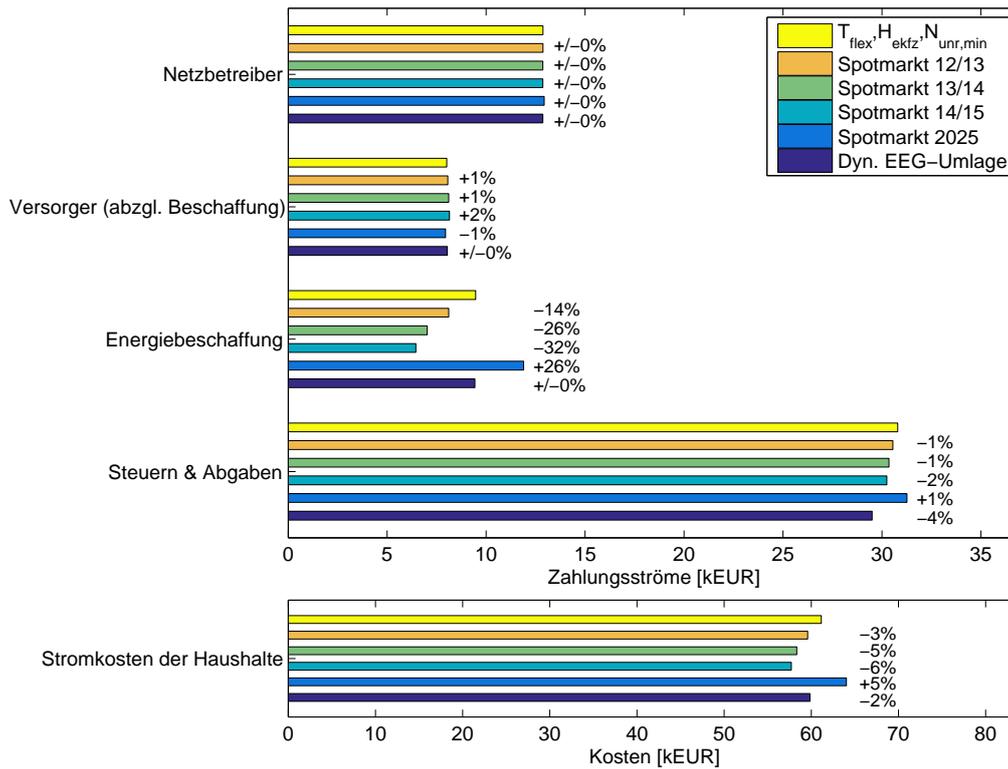


Abbildung 4.12: Kumulierte Zahlungsflüsse der Haushalte zwischen den Stakeholdern. **Szenarien der Abb.:** Analog zu Abb. 4.11

lichen stattdessen einerseits die Reduktion von Verbrauchsspitzen der unsteuerbaren Verbraucher und andererseits die flexible Netzentnahme über den gesamten Tag.

Die JDL und die durchschnittlichen Stromkosten sind in Abbildung 4.13 für Haushaltskonfigurationen mit PV-Anlagen mit niedriger und hoher Leistung sowie zusätzlich mit Batteriespeichern dargestellt. Die Beschriftung der Abbildung enthält eine Zusammenfassung der Szenarioannahmen, die detailliert in Kapitel 3.5.1 erläutert werden. Die Tabelle 4.8 zeigt die Maximalwerte der JDL und die Höhe von $\varnothing C^{strom}$ sowie die Änderung der Größen im Vergleich zu denen des Szenarios $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$.

Die $\varnothing P^{max}$ der Szenarien mit PV-Anlagen aber ohne Batteriespeicher sind nahezu identisch zu denen des Szenarios $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$. Da die mittlere Netzentnahmeleistung der Szenarien aufgrund des Selbstversorgungsanteils durch die PV-Anlagen sinkt, erhöht sich das Verhältnis von P^{max} zu P^{mean} . Diese Erhöhung würde jedoch auch ohne den variablen Stromtarif auftreten, insofern die PV-Anlagen den über das Netz gedeckten Energiebedarf senken, nicht aber die Höhe von $\varnothing P^{max}$ reduzieren.

Mit Hinzunahme der Speicher erhöht sich $\varnothing P^{max}$ auf 2,67 bzw. 2,71 kW. Diese Werte entsprechen etwa der durchschnittlichen Leistungsgrenze der Haushalte zu Schwach-

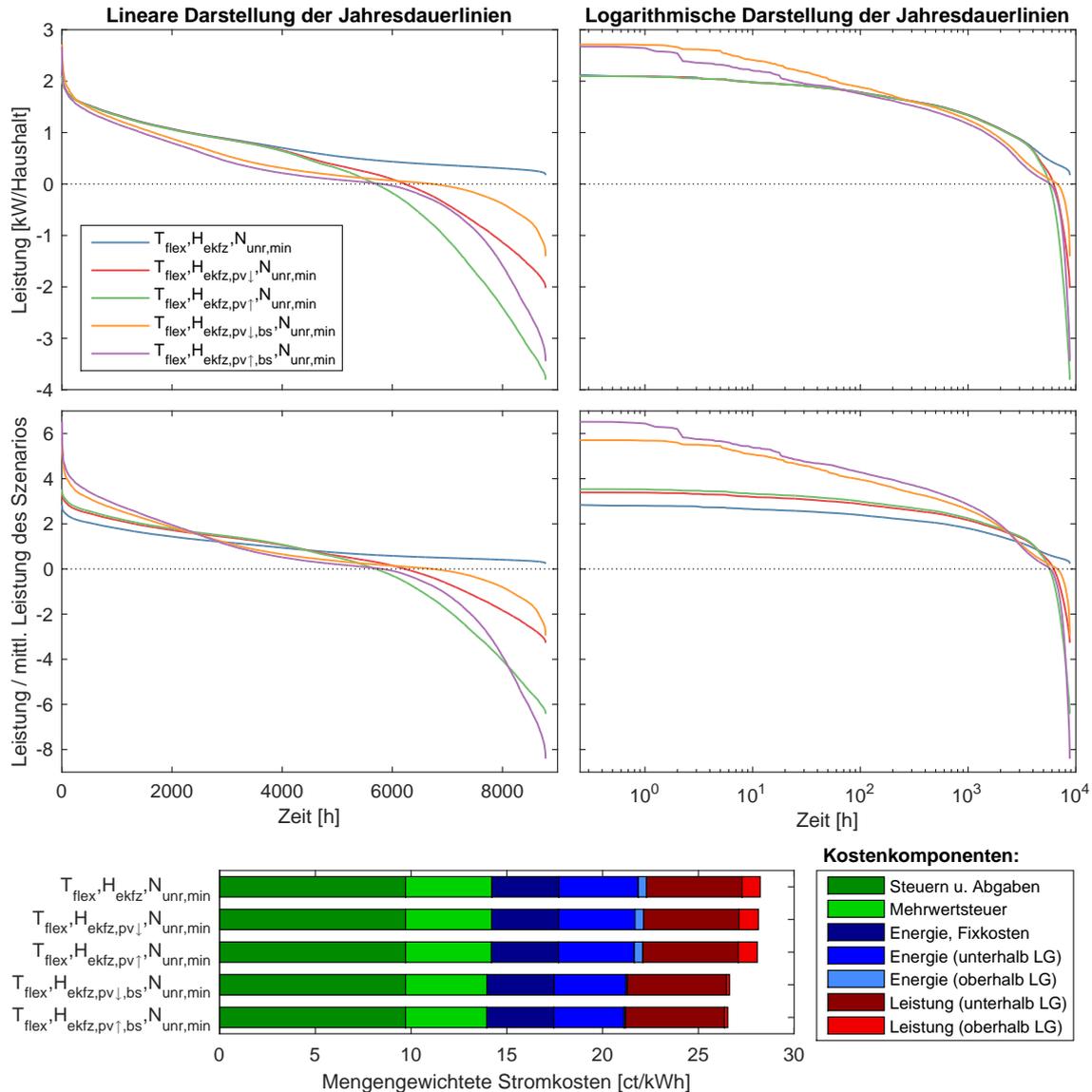


Abbildung 4.13: Mittlere und skalierte Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung (oben) sowie mengenewichtete Stromkosten (unten). Für das Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$ gilt: Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW . **Abwandlungen von H_{ekfz} :**

$H_{ekfz, pv \downarrow}$: EKFZ und PV-Anlagen mit niedriger Leistung;

$H_{ekfz, pv \uparrow}$: EKFZ und PV-Anlagen mit hoher Leistung;

$H_{ekfz, pv \downarrow, bs}$: EKFZ und PV-Anlagen mit niedriger Leistung und Batteriespeichern;

$H_{ekfz, pv \uparrow, bs}$: EKFZ und PV-Anlagen mit hoher Leistung und Batteriespeichern

lastzeiten und stellen sich ein, da die Batteriespeicher zu Schwachlastzeiten an Tagen mit geringer PV-Eigenerzeugung und niedrigen Marktpreisen simultan für alle Haushalte geladen werden. Das Verhältnis von P^{max} zu P^{mean} erhöht sich deutlich, da sich P^{max} wie beschrieben erhöht und P^{mean} durch den erhöhten Selbstversorgungsanteil weiter reduziert wird.

Tabelle 4.8: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$), P^{max} im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung (P^{mean}) und mengengewichtete Durchschnittskosten ($\varnothing C^{strom}$) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 4.13

Szenario	$\varnothing P^{max}$		P^{max} / P^{mean}		$\varnothing C^{strom}$	
	Wert [kW]	Änderung [%]	Wert	Änderung [%]	Wert [ct/kWh]	Änderung [%]
$T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}$	2,12		2,84		28,23	
$T_{flex}, H_{ekfz}, pv\downarrow, N_{unr, min}$	2,10	- 1,1	3,39	+ 19,5	28,14	- 0,3
$T_{flex}, H_{ekfz}, pv\uparrow, N_{unr, min}$	2,10	- 1,1	3,54	+ 24,7	28,08	- 0,5
$T_{flex}, H_{ekfz}, pv\downarrow, bs, N_{unr, min}$	2,71	+ 28,0	5,71	+ 101,2	26,63	- 5,7
$T_{flex}, H_{ekfz}, pv\uparrow, bs, N_{unr, min}$	2,67	+ 26,1	6,52	+ 129,9	26,53	- 6,0

Die durchschnittlichen Stromkosten für Kunden ohne Batteriespeicher fallen für alle drei Szenarien ähnlich hoch aus, werden durch die Speicher jedoch aus dreierlei Gründen reduziert: Durch die ständige Verfügbarkeit der Batteriespeicher und deren Potential zur Verringerung des Netzbezugs liegt dieser Bezug nahezu vollständig unterhalb der Leistungsgrenze, wodurch die Leistungskosten gesenkt werden. Durch den Energiebezug unterhalb der Leistungsgrenze reduzieren sich aber auch die Kosten der Energiekomponente, da oberhalb der Grenze pauschal 10 ct/kWh an den Versorger zu entrichten sind und die Kosten unterhalb der Leistungsgrenze im Allgemeinen geringer ausfallen. Zudem werden die Batteriespeicher zu Zeiten hoher Marktpreise entladen, wodurch sich die Beschaffungskosten der Reststrommenge verringern. Aus den genannten Gründen reduzieren sich die durchschnittlichen Stromkosten durch die Batteriespeicher um 5,7 und 6,0 % gegenüber $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$.

Analog zu Abbildung 4.7 wird die Residuallast des Szenarios $[T_{flex}, H_{ekfz}, pv\downarrow, bs, N_{unr, min}]$ mit der von 0, 11, 33 und 66 SLP-Kunden kombiniert. Jedem der SLP-Kunden wird ein Jahresenergieverbrauch von 6.565 kWh unterstellt. In Abb. 4.7 führt die Kombination des Verbrauchs mit dem von 33 SLP-Kunden dazu, dass 50 % der Gesamtenergie durch die SLP-Kunden verbraucht wird. Dieser Anteil steigt für $[T_{flex}, H_{ekfz}, pv\downarrow, bs, N_{unr, min}]$ auf 66 %, da die Kunden mit dem variablen Stromtarif durch ihre Eigenerzeugung dem Netz weniger Energie entnehmen. Die JDL der kombinierten Residuallasten sind in Abb. 4.14 dargestellt.

Die erhöhte Flexibilität der Batteriespeicher lässt $\varnothing P^{max}$ unter dem tarifären Ansatz deutlich steigen, da sämtliche Haushalte jederzeit auf niedrige Marktpreise reagieren. Wie bereits in Kapitel 4.3.4 festgestellt, verringert sich $\varnothing P^{max}$, wenn ein merklicher Teil der Energie an SLP-Kunden geliefert wird und nicht sämtliche Kunden den variablen Stromtarif in Anspruch nehmen. So fällt $\varnothing P^{max}$ in dem Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, pv\uparrow, bs, N_{unr, min}]$ von 2,71 kW bei null SLP-Kunden, über 2,12 kW bei elf SLP-Kunden und 1,51 kW bei 33 SLP-Kunden, auf 1,42 kW bei 66 SLP-Kunden. Die

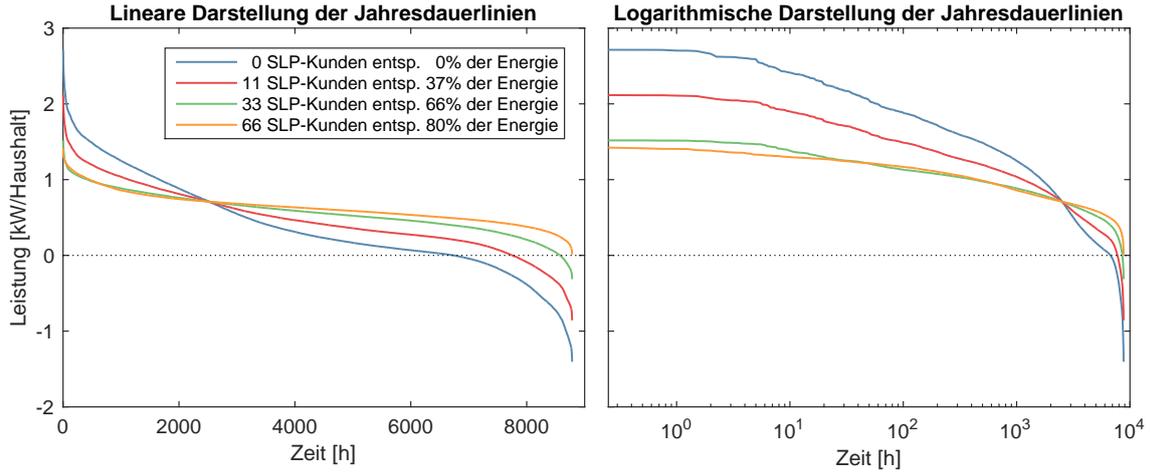


Abbildung 4.14: Mittlere Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung des Szenarios $[T_{flex}, H_{ekfz, pv\downarrow, bs}, N_{unr, min}]$ in Kombination mit 0, 11, 33, und 66 SLP-Kunden.

Szenario der Abb.: $[T_{flex}, H_{ekfz, pv\downarrow, bs}, N_{unr, min}]$: Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten, EKFZ, PV-Anlagen mit niedriger Leistung und Batteriespeicher, EKFZ mit unregelmäßiger Verfügbarkeit und minimaler Ladeleistung von 2 kW

Werte für null und elf SLP-Kunden fallen somit deutlich höher aus als die des Szenarios $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$ in Abbildung 4.7, wohingegen $\varnothing P^{max}$ für 33 und 66 SLP-Kunden ähnlich hoch oder sogar geringer ist. Verursacht wird dieses Verhalten dadurch, dass alle Batteriespeicher an Tagen mit geringer Eigenerzeugung dem Netz Energie entnehmen, sobald stark negative Preise auftreten. Üblicherweise treten diese Preise zu jenen Schwachlastzeiten auf, in denen die SLP-Kunden nahezu keine Energie verbrauchen, wodurch die Aufnahme von SLP-Kunden in das Kundenportfolio den Wert von $\varnothing P^{max}$ stark reduziert.

Die Abbildung 4.15 zeigt die Zahlungsströme zwischen den Stakeholdern der Szenarien aus Abbildung 4.13. Mit steigender Leistung der PV-Anlagen verringert sich die aus dem Netz bezogene Energiemenge und damit reduzieren sich auch die Einnahmen des Netzbetreibers und Versorgers sowie die Energiebeschaffungskosten als auch das Steueraufkommen. Die absoluten und durchschnittlichen Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt sowie deren Änderung im Vergleich zu denen des Szenarios $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$ sind in Tabelle 4.2 zusammengestellt. Durch die PV-Anlagen wird die aus dem Netz bezogene Energiemenge reduziert und damit auch die Energiebeschaffungskosten am Spotmarkt. Der erhöhte Selbstversorgungsanteil sowie die verringerte Netzentnahme zu hochpreisigen Zeiten lässt die Beschaffungskosten durch die Batteriespeicher weiter sinken. Die Höhe von $\varnothing C^{besch}$ sinkt durch die PV-Anlagen leicht und durch die zusätzlichen Batteriespeicher stärker, da diese insbesondere zu Zeiten hoher Marktpreise zur Eigenversorgung eingesetzt werden. Für die Haushalte

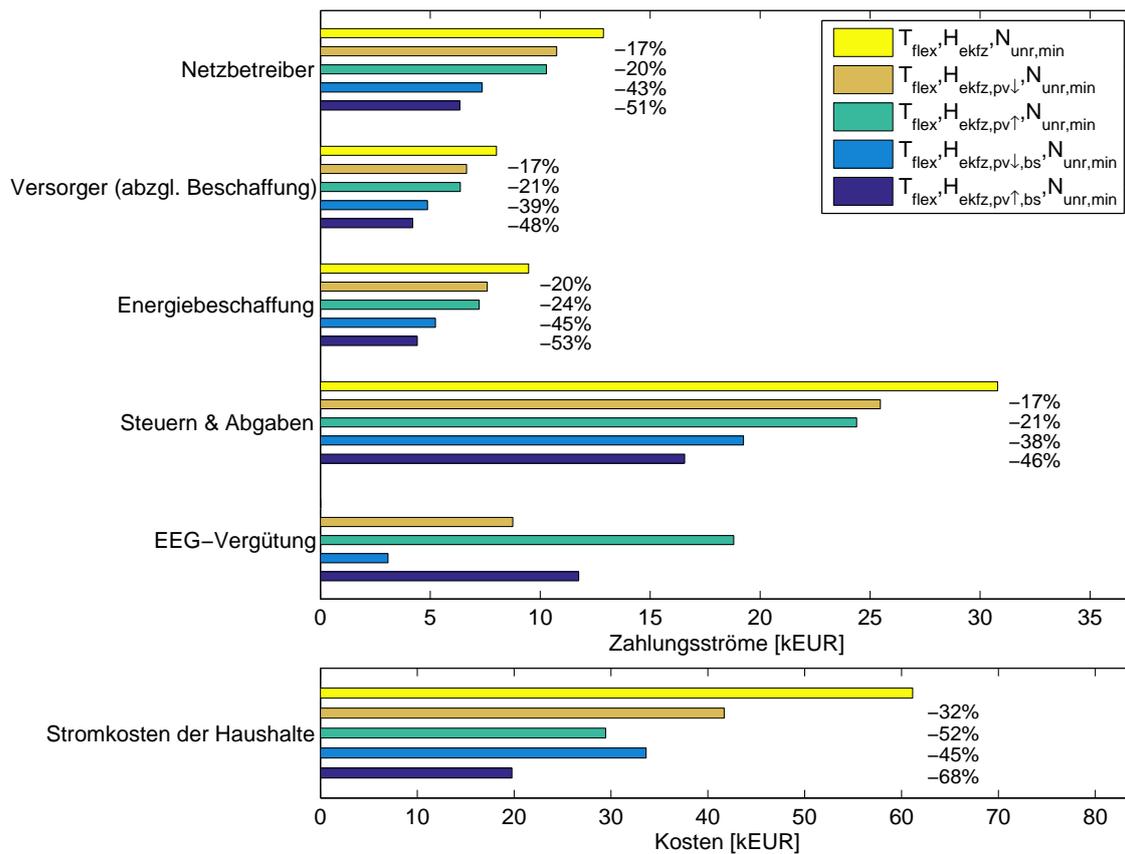


Abbildung 4.15: Kumulierte Zahlungsflüsse der Haushalte zwischen den Stakeholdern. Szenarien der Abb.: Analog zu Abb. 4.13

Tabelle 4.9: Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) und durchschnittliche Energiebeschaffungskosten ($\varnothing C^{besch}$) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$. Szenarien der Tab.: Analog zu Abb. 4.13

Szenario	C^{besch}		$\varnothing C^{besch}$	
	Wert [€]	Änderung [%]	Wert [ct/kWh]	Änderung [%]
$T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}$	9.469		4,37	
$T_{flex}, H_{ekfz, pv\downarrow}, N_{unr, min}$	7.588	-19,9	4,23	-3,2
$T_{flex}, H_{ekfz, pv\uparrow}, N_{unr, min}$	7.220	-23,8	4,20	-3,9
$T_{flex}, H_{ekfz, pv\downarrow, bs}, N_{unr, min}$	5.232	-44,8	3,80	-13,2
$T_{flex}, H_{ekfz, pv\uparrow, bs}, N_{unr, min}$	4.409	-53,4	3,71	-15,1

*Änderung im Vergleich zu $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$

entstehen durch die PV-Anlagen mit hoher Leistung und ohne Batteriespeicher in etwa dieselben Kosten wie für PV-Anlagen mit geringer Leistung in Verbindung mit den Batteriespeichern.

4.4.3 Erhöhte minimale Ladeleistung und dynamische Festlegung der Leistungsgrenzen

Die minimale Ladeleistung der EKFZ wird von 2 kW auf 3 , 4 und 5 kW erhöht. Die daraus folgenden JDL und die durchschnittlichen Stromkosten der Haushalte zeigt Abbildung 4.9. Mit steigender minimaler Ladeleistung der EKFZ erhöhen sich

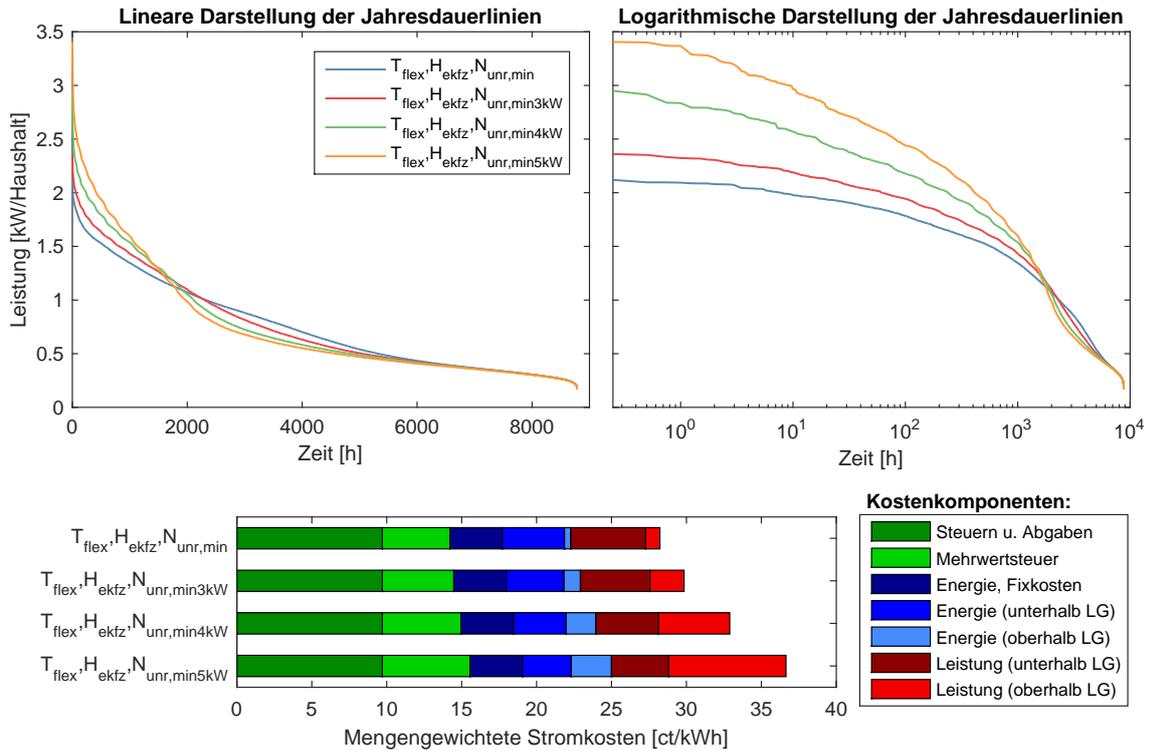


Abbildung 4.16: Mittlere Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung (oben) sowie mengengewichtete Stromkosten (unten). Für das Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ gilt: Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW . **Abwandlungen von $N_{unr,min}$:** Erhöhung der minimalen Ladeleistung von 2 kW auf 3 , 4 und 5 kW

sowohl $\varnothing P^{max}$ als auch die Stromkosten der Haushalte deutlich. Die Stromkosten bzw. die Höhe der Kostenkomponenten für Energie und Leistung oberhalb der Leistungsgrenze sowie die der Mehrwertsteuer steigen, da ein Ladevorgang, der die Leistungsgrenze nicht überschreitet, bei einer hohen minimalen Ladeleistung der EKFZ nicht mehr möglich ist. Für die Überschreitung werden verstärkt die Zeitpunkte geringer Marktpreise gewählt, sodass sich $\varnothing P^{max}$ erhöht.

Die Schaffung eines Zusammenhangs zwischen einer technologischen Einschränkung, die hohe $\varnothing P^{max}$ verursacht, und erhöhten Stromkosten der Haushaltskunden wird durch das Tarifdesign beabsichtigt. Die Kosten der Leistungspreiskomponente steigen für $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min5kW}]$ jedoch um $96,1\%$ gegenüber $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$,

wohingegen $\varnothing P^{max}$ nur um 60,6% ansteigt. Um den Kostenanstieg bei den Haushaltskunden zu verringern, wird eine alternativen Festlegung der Leistungsgrenzen untersucht.

Die Höhe der Leistungsgrenzen, bis zu welcher ein reduzierter Leistungspreis zu entrichten ist, wird für T_{flex} linear in Abhängigkeit des Jahresenergieverbrauchs des Haushalts festgelegt (siehe Kapitel 3.1.2). Im Folgenden werden die Auswirkungen auf das Energiemanagement bestimmt, wenn die Höhe der Leistungsgrenzen gegen die Zahlung eines Entgelts durch die Haushalte selber festgelegt werden kann. Dazu wird angenommen, die Haushalte könnten die Leistungsgrenzen in Schritten von $0,25\text{ kW}$ zu einem Nettopreis von 100 Euro/kW/Jahr kaufen. Die Kosten für Leistung unterhalb der Leistungsgrenzen in Höhe von $5,21\text{ ct/kW}$ werden im Gegenzug halbiert. Wie auch bei T_{flex} verdoppeln sich die Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten. Die Abbildung 4.17 zeigt die kostenminimierende Höhe der Leistungsgrenzen für minimale Ladeleistungen von 2, 3, 4 und 5 kW. Darüber hinaus gelten die Bedingungen des Szenarios $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$.

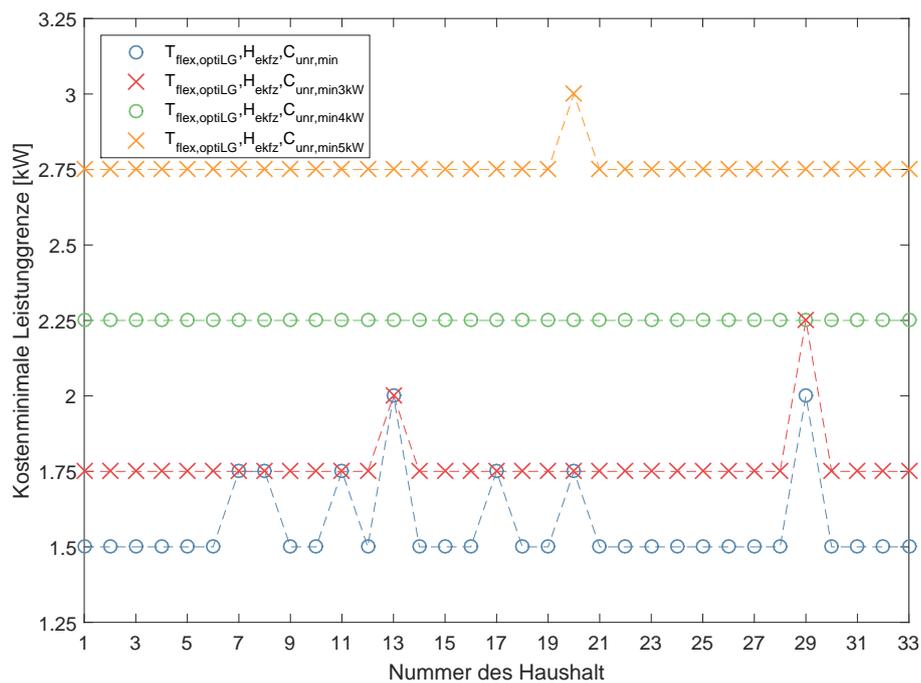


Abbildung 4.17: Kostenminimierende Höhe der Leistungsgrenzen in Abhängigkeit des Haushalts. Für das Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ gilt: Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW . **Abwandlungen von $N_{unr,min}$:** Erhöhung der minimalen Ladeleistung von 2 kW auf 3, 4 und 5 kW

Bei einer minimalen Ladeleistung von 2 kW beträgt die Leistungsgrenze für jeden Haushalt mindestens $1,5\text{ kW}$ und ist insbesondere für die Haushalte mit einem hohen

unflexiblen Verbrauch größer gewählt (siehe Tabelle A.1). Für alle anderen minimalen Ladeleistungen wird als optimale Leistungsgrenze mit Ausnahme von drei Fällen die Hälfte der minimalen Ladeleistung der EKFZ zuzüglich einer kleinstmöglichen Einheit von $0,25\text{ kW}$ gewählt. Durch diese Festlegung stellen die Haushalte sicher, die EKFZ zu Schwachlastzeiten bei einem geringfügigen unsteuerbaren Verbrauch unterhalb der Leistungsgrenze laden zu können.

Die sich aus den festgelegten Leistungsgrenzen ergebenden JDL und die durchschnittlichen Stromkosten der Haushalte zeigt Abbildung 4.18. Dabei werden die Fixkosten von 100 Euro/kW/Jahr für die Leistungsgrenzen auf den Jahresenergieverbrauch der Haushalte umgelegt und im unteren Teil der Abbildung ergänzt. Die Tabelle 4.10 zeigt die Höhe von $\varnothing P^{max}$, $\varnothing C^{strom}$ und C^{besch} sowie die Änderung der Größen im Vergleich zu denen des Szenarios $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$.

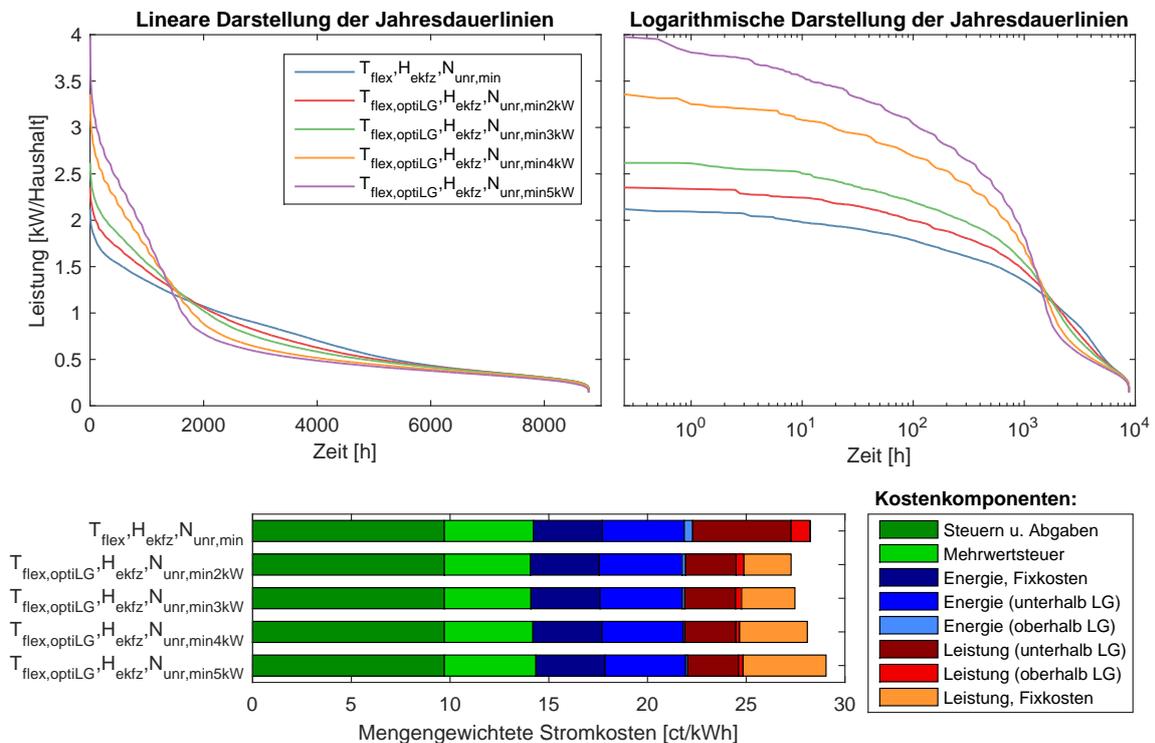


Abbildung 4.18: Mittlere Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung (oben) sowie mengenewichtete Stromkosten (unten). Für das Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ gilt: Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW .

Abwandlungen von T_{flex} : Kostenminimierende Höhe der Leistungsgrenzen gemäß Abb. 4.17;

Abwandlungen von $N_{unr,min}$: Erhöhung der min. Ladeleistung von 2 kW auf 3, 4 und 5 kW

Da die Leistungsgrenzen bei minimalen Ladeleistungen von 2 und 3 kW ähnlich hoch gewählt werden, um die Leistungskosten für den unflexiblen Verbrauch zu reduzieren,

Tabelle 4.10: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$), mittlere Stromkosten ($\varnothing C^{strom}$) und Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) sowie Änderung der Größen im Vergleich zum Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 4.17

Szenario	$\varnothing P^{max}$		$\varnothing C^{strom}$		C^{besch}	
	Wert [kW]	Änderung [%]	Wert [ct/kWh]	Änderung [%]	Wert [€]	Änderung [%]
$T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}$	2,12		28,23		9.469	
$T_{flex, optiLG}, H_{ekfz}, N_{unr, min}$	2,35	+ 11,0	27,27	- 3,4	9.284	- 2,0
$T_{flex, optiLG}, H_{ekfz}, N_{unr, min3kW}$	2,62	+ 23,5	27,47	- 2,7	9.168	- 3,2
$T_{flex, optiLG}, H_{ekfz}, N_{unr, min4kW}$	3,36	+ 58,4	28,09	- 0,5	9.005	- 4,9
$T_{flex, optiLG}, H_{ekfz}, N_{unr, min5kW}$	3,97	+ 87,5	29,04	+ 2,9	8.927	- 5,7

unterscheiden sich die $\varnothing P^{max}$ der beiden Szenarien nur um 11,0%. Für eine minimale Ladeleistung von 4 und 5 kW steigt $\varnothing P^{max}$ deutlich um 58,4% und 87,5% an.

Durch die veränderte Festlegung der Höhe der Leistungsgrenze reduzieren sich die Stromkosten der Haushaltskunden für das Szenario $[T_{flex, optiLG}, H_{ekfz}, N_{unr, min2kW}]$ gegenüber $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$. Mit steigender minimaler Ladeleistung der EKFZ, also mit abnehmender Flexibilität der flexiblen Verbraucher, erhöhen sich die Stromkosten aufgrund der höheren Leistungsgrenzen und die damit verbundene Mehrwertsteuerbelastung. Die Erhöhung fällt jedoch deutlich geringer aus als die in Abbildung 4.16.

Die Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt (C^{besch}) und deren Änderung im Vergleich zu dem Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$ sind in Tabelle 4.10 zusammengestellt. Die Beschaffungskosten verringern sich mit steigender minimaler Ladeleistung, da die Leistungsgrenzen höher festgelegt und damit die EKFZ in einem kürzeren Zeitraum geladen werden. Für die kürzere Ladeperiode werden die Zeiträume der niedrigsten Marktpreise gewählt.

4.4.4 Veränderte Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge und Flexibilität der Haushaltskunden

In den Kapiteln 4.3 und 4.4 wird in den Szenarien mit der Nebenbedingung $N_{unr, min}$ eine Ausprägung der unregelmäßigen Verfügbarkeit der EKFZ untersucht. Die Höhe von $\varnothing P^{max}$ sowie die der Strom- und Energiebeschaffungskosten könnte jedoch von den Zeitpunkten der Verfügbarkeit der EKFZ abhängen, sodass die kostenminimierende Einsatzoptimierung für 24 weitere Ausprägungen der Verfügbarkeit bestimmt wird (siehe Kapitel 3.5.2.3).

Das Ergebnis der Einsatzoptimierung für eine Ausprägung der Verfügbarkeit der EKFZ wird nachfolgend als ein Optimierungsdurchlauf bezeichnet. Die Auswirkungen auf $\varnothing P^{max}$ werden in Kapitel 4.4.4.1 ausgewertet und die finanziellen Folgen in Kapitel 4.4.4.2 bestimmt.

4.4.4.1 Netzentnahmeleistung

Die JDL der 25 Optimierungsdurchläufe werden berechnet, also 25 Funktionen mit jeweils 35.136 viertelstündigen Leistungswerten. Für jedes Viertelstundenintervall wird anschließend der Minimalwert, der Maximalwert und der Median der 25 Werte berechnet, sowie das 25 % und 75 %-Quantil. Diese Auswertung wird für vier verschiedene Szenarien durchgeführt. Zum einen für das Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ als Referenz, und zum anderen für das Szenario $[T_{flex,dyn.EEG}, H_{ekfz,pv\uparrow,bs}, N_{unr,min}]$ als ein Extremszenario, da $\varnothing P^{max}$ für PV-Anlagen und Batteriespeicher stark und für eine dynamische Abrechnung der EEG-Umlage leicht ansteigt (siehe Kapitel 4.4.1.2 und 4.4.2). Die Kennzahlen der beiden Szenarien werden bestimmt. Anschließend werden die Verbrauchsprofile mit dem von 33 SLP-Kunden kombiniert und die Berechnungen werden abermals durchgeführt. Das Ergebnis dieser Auswertung zeigt Abbildung 4.19.

Ohne SLP-Kunden im Kundenportfolio steigt $\varnothing P^{max}$ für $H_{ekfz,pv\uparrow,bs}$ deutlich stärker an als ohne die Batteriespeicher. Denn zu Zeiten geringer oder negativer Marktpreise entnehmen nahezu alle Haushalte mit Batteriespeichern Leistung in Höhe ihrer individuellen Leistungsgrenze, wogegen dies ohne Speicher nur die Haushalte mit verfügbaren EKFZ tun. Durch die ständige Verfügbarkeit der Batteriespeicher und der damit verbundenen Option, hohe unflexible Verbräuche ohne eine Überschreitung der Leistungsgrenze decken zu können, ist das Ergebnis der Optimierung weniger stark von dem jeweiligen Optimierungsdurchlauf abhängig, wodurch die Streuung der Ergebnisse sinkt.

Die Aufnahme von SLP-Kunden in das Kundenportfolio senkt $\varnothing P^{max}$ für die beiden Szenarien deutlich auf etwa denselben Wert, wodurch die relative Änderung für $H_{ekfz,pv\uparrow,bs}$ höher ausfällt. Denn mit Batteriespeichern tritt $\varnothing P^{max}$ üblicherweise in den Schwachlastzeiten auf, in denen die SLP-Kunden nahezu keine Energie verbrauchen. Auch bei H_{ekfz} tritt $\varnothing P^{max}$ zu Schwachlastzeiten auf, während derer der Verbrauch der SLP-Kunden per Definition geringer ausfällt, jedoch in seiner Höhe nicht zu vernachlässigen ist⁹.

⁹Wie in Kapitel 4.3.2 beschrieben, stellt die Kombination der Verbrauchsprofile mit denen von perfekten SLP-Kunden eine starke Idealisierung dar, da diese keine Streuung aufweisen. Die

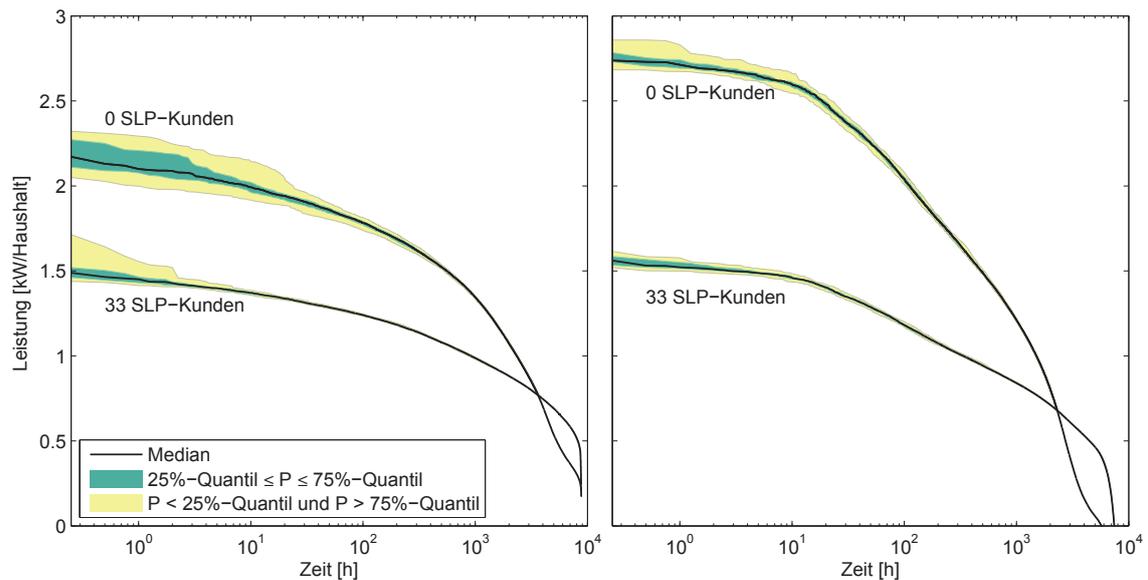


Abbildung 4.19: Median und Quantile der mittleren Jahresdauerlinien von 25 Optimierungsdurchläufen bei variiert verfügbarer EKFZ. Links: $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$ als Referenzszenario; Rechts: $[T_{flex, dyn. EEG}, H_{ekfz, pv\uparrow, bs}, N_{unr, min}]$ als Extremszenario jeweils mit und ohne SLP-Kunden. **Szenarien der Abb.:** $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$: Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW ; $[T_{flex, dyn. EEG}, H_{ekfz, pv\uparrow, bs}, N_{unr, min}]$: Variabler Stromtarif mit erhöhten Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten und dynamischer Abrechnung der EEG-Umlage, EKFZ und PV-Anlagen mit niedriger Leistung, EKFZ mit unregelmäßiger Verfügbarkeit und minimaler Ladeleistung von 2 kW

Im Gegensatz zu Abbildung 4.19, bei der die Quantile für jedes der 35.136 Viertelstundenintervalle aus den 25 Optimierungsdurchläufen bestimmt werden, berechnen sich die Quantile in Tabelle 4.11 aus sämtlichen 878.400 viertelstündigen Leistungswerten. Die Auswertung zeigt, dass sich zwar das 99%-Quantil für alle Szenarien um rund 25 %

Tabelle 4.11: Quantile der Netzentnahmeleistung aus 25 Optimierungsdurchläufen. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 4.19

Quantil	$T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}$		$T_{flex, dyn. EEG}, H_{ekfz, pv\uparrow, bs}, N_{unr, min}$	
	0 SLP-Kunden	33 SLP-Kunden	0 SLP-Kunden	33 SLP-Kunden
99 %	1,79	1,25	2,09	1,21
99,9 %	2,01	1,37	2,60	1,46
99,99 %	2,19	1,45	2,70	1,52
99,995 %	2,23	1,49	2,71	1,55
99,999 %	2,29	1,56	2,73	1,60
Maximum	2,32	1,71	2,77	1,69

von dem Maximalwert unterscheidet, die Leistungswerte des 99,995% und 99,999%-Quantils jedoch insbesondere für die Szenarien ohne SLP-Kunden nahezu dem

verringerte Varianz für ein Kundenportfolio mit SLP-Kunden folgt unter anderem aus dieser vereinfachenden Annahme.

Maximalwert entsprechen¹⁰. Auch für die 25 verschiedenen Optimierungsdurchläufe zeigt das kostenminimierende Energiemanagement unter dem flexiblen Stromtarif ein robustes Verhalten.

4.4.4.2 Zahlungsströme zwischen Stakeholdern und Energiebeschaffungskosten

Die Abbildung 4.20 zeigt die Streuung der Stromkosten der Szenarien $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ und $[T_{flex,dyn.EEG}, H_{ekfz,pv\uparrow,bs}, N_{unr,min}]$ für die 25 Optimierungsdurchläufe aus Kapitel 4.4.4.1. Die Stromkosten der Haushalte variieren stärker mit dem untersuchten Haushalt als dem jeweiligen Optimierungsdurchlauf. Denn Kunden,

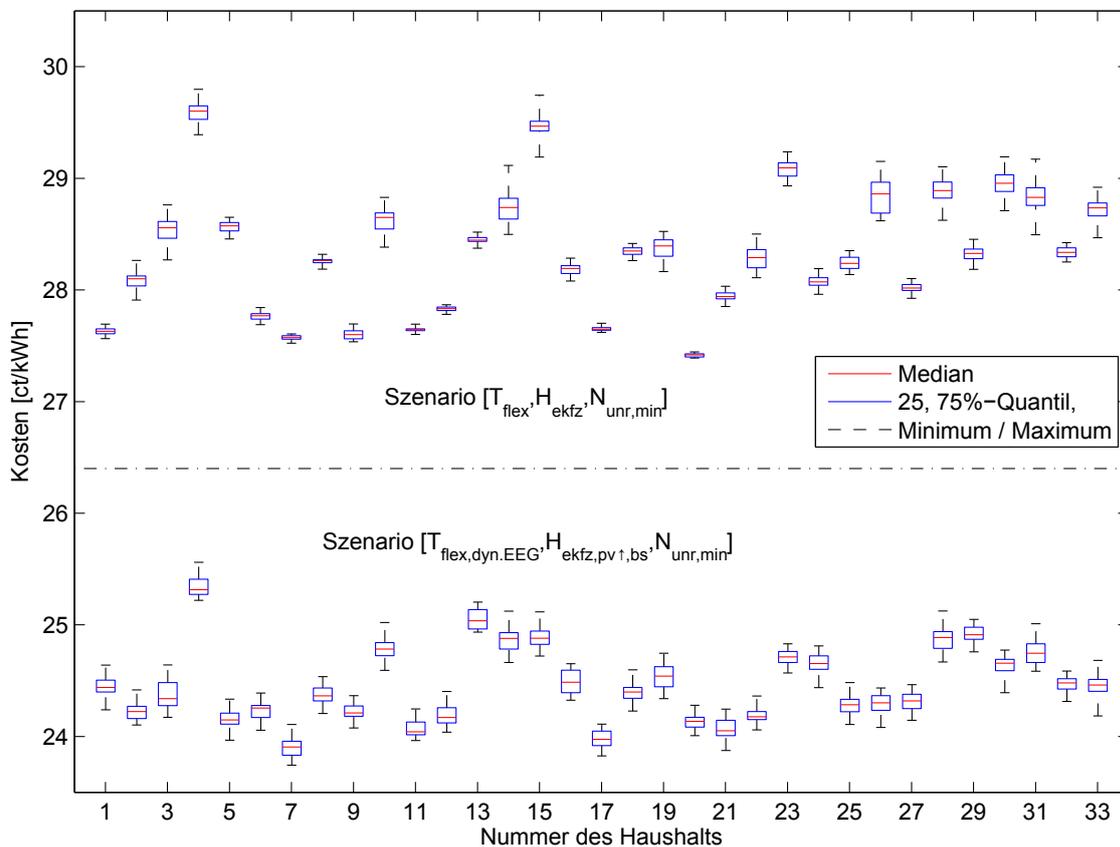


Abbildung 4.20: Stromkosten in Abhängigkeit des Haushalts bei 25 Optimierungsdurchläufen unter variiert verfügbarer EKFZ. Oben: $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ als Referenzszenario; Unten: $[T_{flex,dyn.EEG}, H_{ekfz,pv\uparrow,bs}, N_{unr,min}]$ als Extremszenario.

Szenarien der Abb.: Analog zu Abb. 4.19

¹⁰Würde der Leistungswert des 99,995 %- oder des 99,999 %-Quantils stark von dem Maximalwert abweichen, so würden bei der Netzentnahme seltene Extremwerte auftreten. Es könnte dann in Erwägung gezogen werden, die Netzkapazität nicht auf den Maximalwert, sondern auf eines der Quantile auszulegen.

deren unflexibler Energieverbrauch stark schwankt und dadurch die Leistungsgrenze häufig überschreitet, verursachen systematisch bei jedem Optimierungsdurchlauf höhere Kosten als Haushalte mit gleichmäßigeren Lastprofilen. Für das Szenario mit Batteriespeichern gleichen sich die Stromkosten der verschiedenen Haushalte stärker einander an. Die Haushalte mit einer häufigen Überschreitung der Leistungsgrenze oder einem hohen Stromverbrauch zu Zeiten hoher Marktpreise haben durch die zusätzliche Flexibilität der Batteriespeicher ein stärkeres Kostensenkungspotential als die Haushalte mit einem ohnehin kostengünstigen Verbrauchprofil.

Die Tabelle 4.12 zeigt die mittleren Gesamtkosten und die mittleren Beschaffungskosten aller Haushalte pro Optimierungsdurchlauf sowie die mittleren Stromkosten aller Haushalte und Optimierungsdurchläufe. Des Weiteren werden die Standardabweichungen der Größen angegeben. Die Gesamtkosten und die Beschaffungskosten

Tabelle 4.12: Gesamtkosten der Haushaltskunden und Energiebeschaffungskosten sowie Standardabweichung der Optimierungsdurchläufe. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 4.19

Kennzahl	$T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr, min}$	$T_{flex, dyn. EEG}, H_{ekfz, pv\uparrow, bs}, N_{unr, min}$
Gesamtkosten [€]	61.222 ± 37	21.401 ± 63
Energiebeschaffungskosten [€]	9.459 ± 11	4.300 ± 11

reduzieren sich für das Extremszenario deutlich, insbesondere aufgrund des hohen Selbstversorgungsanteils mit PV-Strom. Ebenso reduzieren sich die durchschnittlichen Kosten durch die höhere Flexibilität, die mit einer selteneren Überschreitung der Leistungsgrenze und einer Vermeidung von Netzentnahmen zu Zeiten hoher Marktpreise einhergeht.

Die Gesamtkosten sowie die Beschaffungskosten streuen nur gering über die Optimierungsdurchläufe und damit auch die aufsummierten Einnahmen des Versorgers, des Netzbetreibers sowie das Aufkommen an Steuern und Abgaben pro Optimierungsdurchlauf. Die relative Streuung der mittleren Stromkosten der Haushalte fällt hingegen größer aus. Dieses Verhalten ist eine Folge der in Abbildung 4.20 dargestellten Ergebnisse: Durch die Abhängigkeit der Stromkosten von dem individuellen, unflexiblen Verbrauchsprofil der Haushalte, variieren die Stromkosten mit dem jeweiligen Haushalt.

4.4.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

In Kapitel 1.2 wird das Ziel formuliert, ein robustes Tarifdesign zu entwickeln, welches veränderten Kostenstrukturen angepasst werden kann, ohne dass sich die

Funktionalität des Tarifdesigns grundlegend verändert. Mit T_{flex} wird ein Stromtarif designt, unter dem sich das Energiemanagement der Haushalte bei einer veränderten Parametrisierung des Tarifs robust verhält, wodurch finanzielle Vorteile zwischen den Stakeholder umverteilt werden können. Auch ein Austausch der Spotmarkt-Preiszeitreihe durch die anderer historischer oder prognostizierter Preiszeitreihen beeinflusst die Höhe von $\varnothing P^{max}$ nur schwach, sodass die Funktionalität des Tarifdesigns nicht an eine spezielle Preiszeitreihe gebunden ist. Darüber hinaus hat eine Variation der Verfügbarkeit der EKFZ nur einen geringen Einfluss auf die Höhe der Kennzahlen $\varnothing P^{max}$ und C^{besch} .

Die Art der Ausstattung der Haushalte mit Flexibilitätsoptionen beeinflusst die Kennzahlen hingegen stärker. Die Annahme, nicht alle EKFZ würden gleichzeitig an die Ladestationen angeschlossen, wirkt sich unter dem tarifären Ansatz glättend auf $\varnothing P^{max}$ aus. Verfügen sämtliche Haushalte jedoch über allzeit verfügbare Batteriespeicher, so erhöht sich der Wert von $\varnothing P^{max}$, da alle Haushalte gleichzeitig auf niedrige Marktpreise reagieren. Die erhöhte Flexibilität der Kunden verringert sowohl die Stromkosten der Haushalte, also die Einnahmen der Stakeholder, wie auch die Höhe von C^{besch} .

Eine starke Abhängigkeit besteht zwischen der technischen Randbedingung einer minimalen Ladeleistung der EKFZ und der Höhe von $\varnothing P^{max}$. Denn alle verfügbaren EKFZ werden zu Zeiten der niedrigsten Marktpreise mindestens mit ihrer minimalen Ladeleistung geladen, unabhängig von der Dimensionierung der Leistungsgrenze. Aus diesem Grund lässt eine erhöhte minimale Ladeleistung $\varnothing P^{max}$ deutlich ansteigen, wodurch die Energiebeschaffungskosten jedoch gesenkt werden.

5 Alternatives Kundenverhalten bei zentraler Optimierung durch ein virtuelles Kraftwerk und Vergleich zu variablem Stromtarif

Die nachfolgenden Unterkapitel dienen dem Vergleich der Ansätze einer dezentralen Optimierung, angereizt durch variable Stromtarife, mit einer zentralen Optimierung durch ein virtuelles Kraftwerk (VK). Dazu werden in Kapitel 5.1 die Netzentnahmeleistungen und die Energiebeschaffungskosten für das VK erhoben, um diese Kennzahlen in Kapitel 5.2 mit denen des tarifären Ansatzes zu vergleichen.

Wie die Kunden für die Bereitstellung ihrer Flexibilität zur Optimierung des Gesamtnutzens des VK durch den Betreiber entschädigt werden, soll nicht im Rahmen dieser Arbeit beantwortet werden, weswegen die Stromkosten der Haushalte ($\emptyset C^{strom}$) in den Kapiteln nicht ausgewertet und verglichen werden.

5.1 Kundenverhalten bei zentraler Optimierung durch virtuelles Kraftwerk

Die Verfügbarkeit und die minimale Ladeleistung der EKFZ werden in Kapitel 5.1.1 variiert. In Kapitel 5.1.2 wird das Kundenportfolio des VK durch SLP-Kunden erweitert und die gemeinsame Leistungsgrenze erhöht. Die Ausstattung der Haushalte wird in Kapitel 5.1.3 um PV-Anlagen und Batteriespeicher erweitert. In Kapitel 5.1.4 erfolgt eine Erhöhung der minimalen Ladeleistung der EKFZ und in Kapitel 5.1.5 werden die Kennzahlen für veränderte Verfügbarkeiten der EKFZ statistisch untersucht. Die Parametrisierung der Zielfunktion des VK wird in Kapitel 5.1.6 variiert.

5.1.1 Haushalte mit und ohne Elektrofahrzeugen

Die gemeinsame Leistungsgrenze der Haushaltskunden wird auf den Maximalwert der unsteuerbaren Verbraucher in Höhe von $44,5 \text{ kW}$ bzw. $1,35 \text{ kW}$ pro Haushalt

festgelegt (siehe Zielfunktion des VK in Kapitel 3.2). Diese Zielfunktion wird als $VK_{LG=1,35}$ bezeichnet.

Analog zu Kapitel 4.3.1 werden in Abbildung 5.1 die JDL der Netzentnahmeleistung und die mit der mittleren Leistung des Szenarios skalierten JDL der Netzentnahmeleistung von Haushaltskunden mit unsteuerbaren Verbrauchern (H_{unflex}) und von Haushaltskunden mit Elektrofahrzeugen (H_{ekfz}) unter den Nebenbedingungen N_{basis} , N_{unr} , N_{min} , $N_{unr,min}$ dargestellt. Die Tabelle 5.1 zeigt die Maximalwerte der JDL

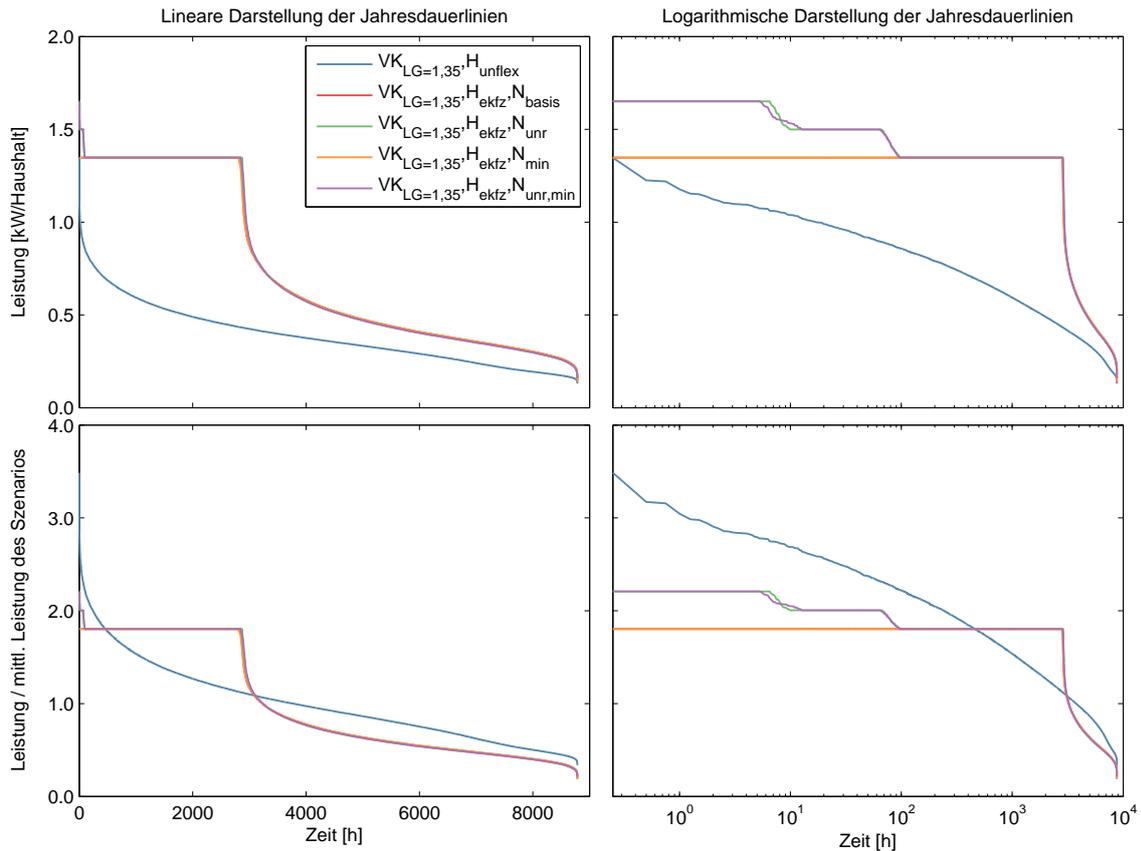


Abbildung 5.1: Mittlere und skalierte Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung.

Szenarien der Abb.: Die gemeinsame Leistungsgrenze des beträgt stets $1,35\text{ kW}$ pro Haushalt;
 $[VK_{LG=1,35}, H_{unflex}]$: ausschließlich unsteuerbarer Verbrauch;
 $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{basis}]$: EKFZ, tägliche Verfügbarkeit;
 $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr}]$: EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit;
 $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{min}]$: EKFZ, minimale Ladeleistung von 2 kW ;
 $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$: EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und min. Ladeleistung von 2 kW

und die Tabelle 5.2 zeigt C^{besch} und $\varnothing C^{besch}$ sowie die Änderung der Größen im Vergleich zu denen des Szenarios $[VK_{LG=1,35}, H_{unflex}]$.

Für die Nebenbedingungen N_{basis} und N_{min} bleibt $\varnothing P^{max}$ im Vergleich zu H_{unflex} unverändert in seiner Höhe bestehen, wodurch sich das Verhältnis von P^{max} zu P^{mean} um $48,3\%$ reduziert. Um die EKFZ in den Stunden mit den niedrigsten Marktpreisen

Tabelle 5.1: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$) und P^{max} im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung (P^{mean}) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[VK_{LG=1,35}, H_{unflex}]$. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 5.1

Szenario	$\varnothing P^{max}$		P^{max} / P^{mean}	
	Wert [kW]	Änderung [%]	Wert	Änderung [%]
$VK_{LG=1,35}, H_{unflex}$	1,35		3,49	
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{basis}$	1,35	$\pm 0,0$	1,80	- 48,3
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr}$	1,65	+ 22,5	2,21	- 36,7
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{min}$	1,35	$\pm 0,0$	1,80	- 48,3
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}$	1,65	+ 22,5	2,21	- 36,7

Tabelle 5.2: Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) und durchschnittliche Energiebeschaffungskosten ($\varnothing C^{besch}$) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[VK_{LG=1,35}, H_{unflex}]$. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 5.1

Szenario	C^{besch}		$\varnothing C^{besch}$	
	Wert [€]	Änderung [%]	Wert [ct/kWh]	Änderung [%]
$VK_{LG=1,35}, H_{unflex}$	5.556		4,96	
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{basis}$	9.330	+ 67,9	4,31	- 13,2
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr}$	9.412	+ 69,4	4,34	- 12,4
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{min}$	9.330	+ 67,9	4,31	- 13,2
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}$	9.411	+ 69,4	4,34	- 12,4

aufzuladen und den unflexiblen Verbrauch zu decken, wird die Höhe der Leistungsgrenze jedoch nicht nur einmal wie bei H_{unflex} erreicht, sondern in 32,5 % bzw. 32,0 % aller Viertelstundenintervalle. Für N_{min} wird die Leistungsgrenze gegenüber N_{basis} in weniger Viertelstundenintervallen vollständig ausgenutzt, da ein abweichendes Energiemanagement ähnlich gute Ergebnisse liefert und die Optimierung aufgrund der einzuhaltenden binären Nebenbedingungen für N_{min} bei hinreichender Genauigkeit abgebrochen wird. Die Höhe von C^{besch} steigt in beiden Szenarien um 67,9 %, wodurch sich $\varnothing C^{besch}$ jeweils um 13,2 % reduziert.

Für N_{unr} und $N_{unr,min}$ wird die Leistungsgrenze in 1,1 % der Viertelstundenintervallen überschritten, davon in 0,1 % der Viertelstundenintervalle um mehr als 5 kW und maximal 10 kW . Diese Überschreitung ist notwendig, um in einigen Nächten den hohen Energiebedarf der EKFZ zuzüglich des unflexiblen Verbrauchs zu befriedigen. Da der Energiebedarf durch die EKFZ deutlich stärker steigt als $\varnothing P^{max}$, reduziert sich das Verhältnis von P^{max} zu P^{mean} um 36,7 %. Die Höhe von C^{besch} steigt in beiden Szenarien um 69,4 % an, wodurch sich $\varnothing C^{besch}$ um 12,4 % verringert.

5.1.2 Haushalte mit Elektrofahrzeugen in Kombination mit Standardlastprofil-Kunden

Für T_{flex} wird in Kapitel 4.3.2 das kostenminimierende Energiemanagement für das Szenario $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ bestimmt und der Fahrplan anschließend mit dem von 11, 33 und 66 SLP-Kunden kombiniert. Aus dieser Berechnung ergibt sich unter T_{flex} für $\varnothing P^{max}$ Werte von $1,68 kW$, $1,47 kW$ und $1,56 kW$. In diesem Kapitel werden die genannten $\varnothing P^{max}$ als gemeinsame Leistungsgrenze des VK vorgegeben und das Energiemanagement der 33 steuerbaren Haushalte zuzüglich der jeweiligen Anzahl an SLP-Kunden optimiert¹. Der Verbrauch der SLP-Kunden kann per Definition nicht durch das VK optimiert werden, jedoch erhöht ein temporär niedriger Verbrauch der SLP-Kunden die freien Netzkapazitäten, die wiederum durch die flexiblen Kunden genutzt werden können.

Durch die beschriebenen Vorgaben der Leistungsgrenzen stellen sich für das VK dieselben $\varnothing P^{max}$ wie für den variablen Stromtarif ein. Um den Ansatz der dezentralen mit der zentralen Optimierung zu vergleichen, wird also die Höhe von $\varnothing P^{max}$ festgehalten und die Höhe der Energiebeschaffungskosten gegenübergestellt. Neben den genannten Szenarien wird auch das kostenminimierende Energiemanagement für die 33 steuerbaren Kunden mit einer Leistungsgrenze in Höhe von $33 \cdot 2,12 kW = 69,96 kW$ bestimmt, da sich dieses $\varnothing P^{max}$ in Kapitel 4.3.2 unter T_{flex} einstellt.

Die Abbildung 5.2 zeigt die JDL der Netzentnahmeleistung. Die Höhe von $\varnothing P^{max}$ und C^{besch} sowie die Änderung der Größen im Vergleich zu denen des Szenarios $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ sind in Tabelle 5.3 zusammengefasst.

Tabelle 5.3: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$) und Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[VK_{LG=1,35}, H_{unflex}]$. Bei den Energiebeschaffungskosten wird nur der Verbrauch der flexiblen Haushalte berücksichtigt und nicht der der SLP-Kunden. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 5.2

Szenario	$\varnothing P^{max}$		C^{besch}	
	Absolut [kW]	Änderung* [%]	Absolut [€]	Änderung* [%]
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}$	1,65		9.411	
$VK_{LG=2,12}, H_{ekfz}, N_{unr,min}, 0$ SLP-Kunden	2,12	+ 28,4	8.982	- 4,6
$VK_{LG=1,68}, H_{ekfz}, N_{unr,min}, 11$ SLP-Kunden	1,68	+ 1,6	8.978	- 4,6
$VK_{LG=1,47}, H_{ekfz}, N_{unr,min}, 33$ SLP-Kunden	1,47	- 10,7	8.890	- 5,5
$VK_{LG=1,56}, H_{ekfz}, N_{unr,min}, 66$ SLP-Kunden	1,56	- 5,4	8.793	- 6,6

¹Die gemeinsame Leistungsgrenze beträgt $73,78 kW$ für insgesamt 44 Kunden, $97,32 kW$ für 66 Kunden und $154,62 kW$ für 99 Kunden.

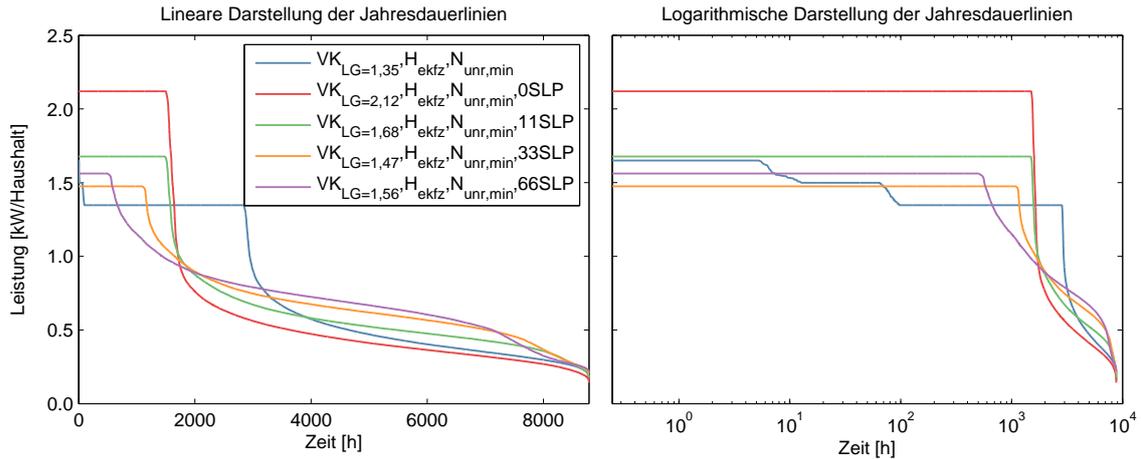


Abbildung 5.2: Mittlere Jahresdauerlinie der Netzentnahmeleistung. Die Abkürzung der Szenarien enthält die Höhe der gemeinsamen Leistungsgrenze pro Haushalt sowie optional die Anzahl der SLP-Kunden

Da der Energiebedarf der Haushaltskunden auch ohne eine Überschreitung gedeckt werden kann, wird diese in keinem der Szenarien überschritten. Die absolute Höhe der gemeinsamen Leistungsgrenze steigt mit der Anzahl der SLP-Kunden. Durch die erhöhte Netzkapazität kann C^{besch} mit der Anzahl der SLP-Kunden zunehmend um 4,6 bis 6,6 % reduziert werden, auch wenn die Höhe der Leistungsgrenze mit Ausnahme der 66 SLP-Kunden pro Haushalt abfällt.

5.1.3 Haushalte mit Elektrofahrzeugen, PV-Eigenerzeugung und Batteriespeichern

Die Ausstattung der Haushalte mit EKFZ wird analog zu Kapitel 4.4.2 um PV-Anlagen und Batteriespeicher erweitert, um die zentrale Optimierung durch das VK für die Eigenerzeugung von elektrischer Energie und eine erhöhte Flexibilität bei einer allzeitigen Verfügbarkeit der Flexibilitätsoptionen zu testen. Die Abbildung 5.3 zeigt die JDL der durchschnittlichen Nettolast pro Haushalt und die mit der mittleren Netzentnahmeleistung skalierte JDL der Nettolast. In Tabelle 5.4 sind die Maximalwerte der JDL und in Tabelle 5.5 die absoluten und durchschnittlichen Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt sowie die Änderung der Größen im Vergleich zu denen des Szenarios $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ zusammengefasst.

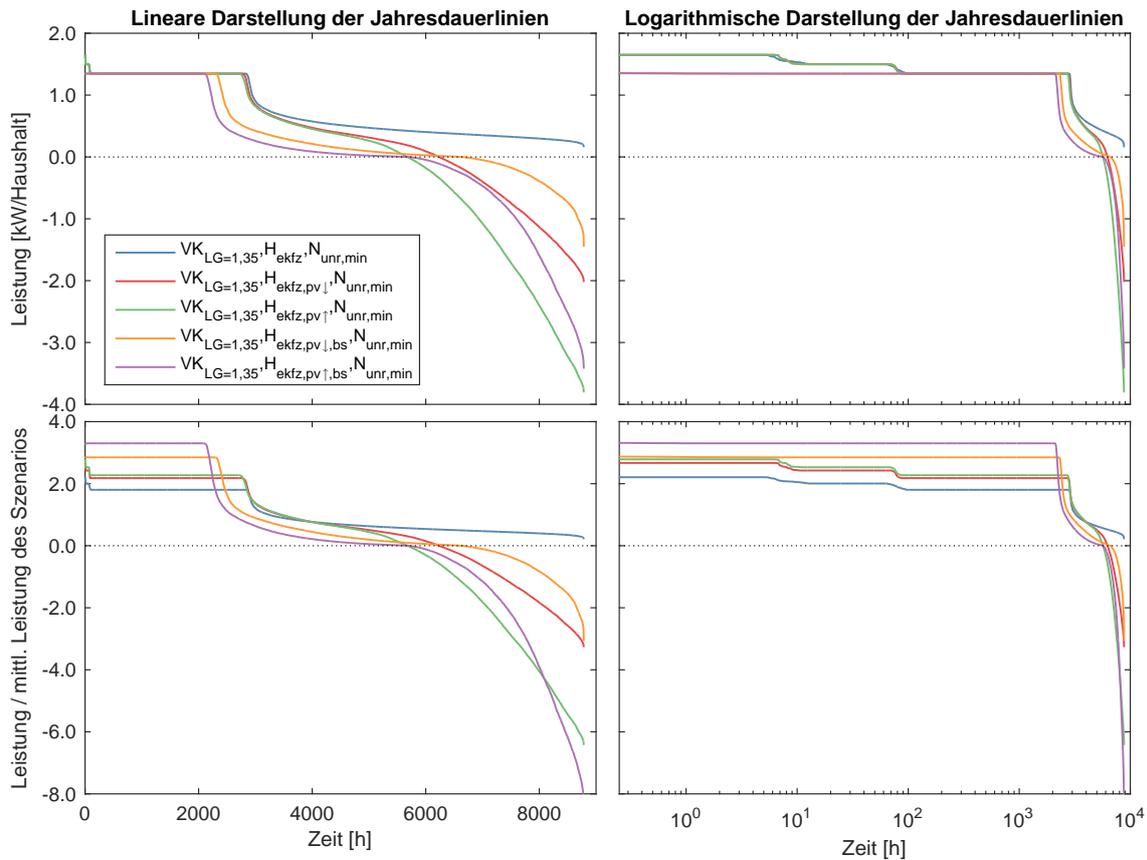


Abbildung 5.3: Mittlere und skalierte Jahresdauerlinie der Netzentnahmeleistung. Für das Szenario $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$ gilt: Virtuelles Kraftwerk mit gemeinsamer Leistungsgrenze in Höhe von $1,35 \text{ kW}$ pro Haushalt, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW . **Abwandlungen von H_{ekfz} :**

$H_{ekfz, pv \downarrow}$: EKFZ und PV-Anlagen mit niedriger Leistung;

$H_{ekfz, pv \uparrow}$: EKFZ und PV-Anlagen mit hoher Leistung;

$H_{ekfz, pv \downarrow, bs}$: EKFZ und PV-Anlagen mit niedriger Leistung und Batteriespeichern;

$H_{ekfz, pv \uparrow, bs}$: EKFZ und PV-Anlagen mit hoher Leistung und Batteriespeichern

Tabelle 5.4: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$) und P^{max} im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung (P^{mean}) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr, min}]$. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 5.3

Szenario	$\varnothing P^{max}$		P^{max} / P^{mean}	
	Wert [kW]	Änderung [%]	Wert	Änderung [%]
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr, min}$	1,65		2,21	
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz, pv \downarrow}, N_{unr, min}$	1,65	$\pm 0,0$	2,67	+ 20,8
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz, pv \uparrow}, N_{unr, min}$	1,65	$\pm 0,0$	2,78	+ 26,1
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz, pv \downarrow, bs}, N_{unr, min}$	1,35	- 18,1	2,86	+ 29,4
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz, pv \uparrow, bs}, N_{unr, min}$	1,36	- 17,9	3,32	+ 50,2

Tabelle 5.5: Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) und durchschnittliche Energiebeschaffungskosten ($\varnothing C^{besch}$) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 5.1.3

Szenario	C^{besch}		$\varnothing C^{besch}$	
	Wert [€]	Änderung [%]	Wert [ct/kWh]	Änderung [%]
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}$	9.411		4,34	
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz,pv\downarrow}, N_{unr,min}$	7.527	-20,0	4,20	-3,3
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz,pv\uparrow}, N_{unr,min}$	7.156	-24,0	4,17	-4,1
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz,pv\downarrow,bs}, N_{unr,min}$	5.176	-45,0	3,77	-13,2
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz,pv\uparrow,bs}, N_{unr,min}$	4.293	-54,4	3,62	-16,6

Für $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz,pv\downarrow}, N_{unr,min}]$ und $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz,pv\uparrow}, N_{unr,min}]$ kann $\varnothing P^{max}$ gegenüber H_{ekfz} nicht reduziert werden, da die PV-Anlagen in den Wintermonaten, während derer der erhöhte Energiebedarf auftritt, nach 18 und vor 6 Uhr keine Energie erzeugen. Durch den erhöhten Selbstversorgungsanteil reduziert sich jedoch die mittlere Netzentnahmeleistung, sodass das Verhältnis aus P^{max} zu P^{mean} steigt. Die Höhe von C^{besch} sinkt um 20,0 und 24,0 % und die von $\varnothing C^{besch}$ um 3,3 und 4,1 %.

In den beiden Szenarien mit Batteriespeichern wird die Leistungsgrenze durch die Abbruchkriterien der Einsatzoptimierung nur marginal überschritten, sodass $\varnothing P^{max}$ um rund 18,1 und 17,0 % gesenkt werden kann. Aufgrund des erhöhten Selbstversorgungsanteils steigt das Verhältnis von P^{max} zu P^{mean} weiter an und verringert sich die Höhe von C^{besch} . Darüber hinaus reduziert sich durch die Batteriespeicher die Höhe von $\varnothing C^{besch}$.

5.1.4 Erhöhte minimale Ladeleistung

Die minimale Ladeleistung der EKfz wird von 2 kW auf 3, 4 und 5 kW erhöht. Die Höhe von $\varnothing P^{max}$ und C^{besch} sowie die Änderung der Größen im Vergleich zu denen des Szenarios $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ sind in Tabelle 5.6 zusammengefasst. Die

Tabelle 5.6: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$) und Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Kapitel 4.4.3

Szenario	$\varnothing P^{max}$		C^{besch}	
	Wert [kW]	Änderung [%]	Wert [€]	Änderung [%]
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}$	1,65		9.411	
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min3kW}$	1,65	$\pm 0,0$	9.411	$\pm 0,0$
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min4kW}$	1,65	$\pm 0,0$	9.411	$\pm 0,0$
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min5kW}$	1,65	$\pm 0,0$	9.410	$\pm 0,0$

Höhe der minimalen Ladeleistung der EKFZ hat keinen Einfluss auf das Optimierungsergebnis. Die EKFZ werden anders als beim Ansatz des variablen Stromtarifs mit steigender minimaler Ladeleistung verstärkt nacheinander geladen, wodurch das gemeinsame $\varnothing P^{max}$ des VK unverändert bestehen bleibt.

5.1.5 Veränderte Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge und Flexibilität der Haushaltskunden

Analog zu Kapitel 4.4.4 wird das kostenminimierende Energiemanagement für 24 weitere Optimierungsdurchläufe bei veränderter Verfügbarkeit der EKFZ bestimmt. Für jedes der 35.136 Viertelstundenintervalle wird aus den 25 Werten der Minimalwert, Maximalwert und Median sowie das 25 und 75 %-Quantil berechnet. Der linke Teil der Abbildung 4.19 zeigt die Ergebnisse unter Annahme des Szenarios $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$, der rechte für das Szenario $[VK_{LG=1,35,dynEEG}, H_{ekfz,pv\uparrow,bs}, N_{unr,min}]$.

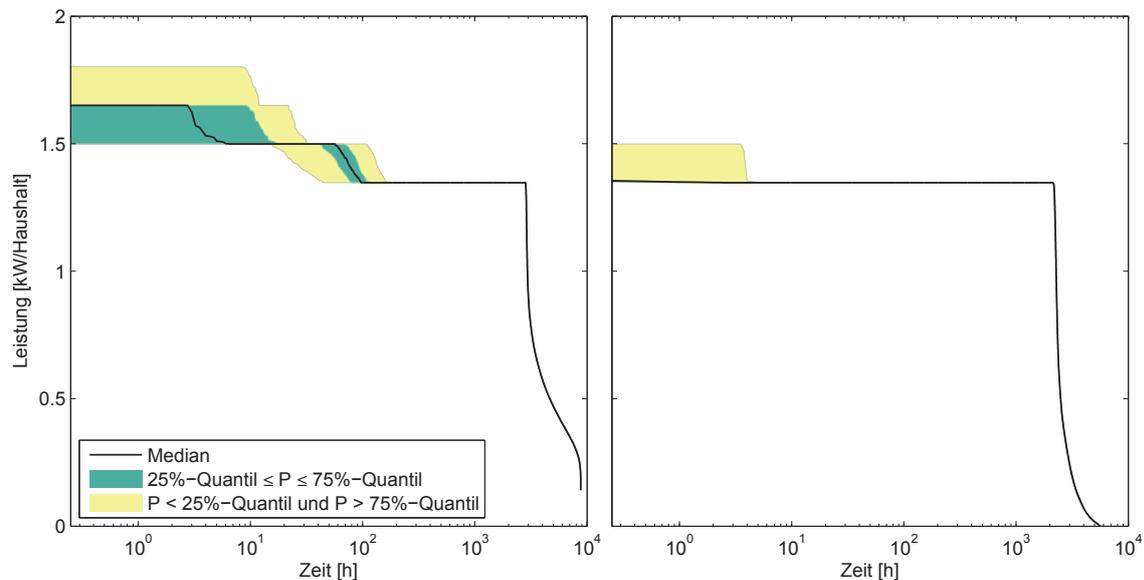


Abbildung 5.4: Median und Quantile der mittleren Jahresdauerlinien von 25 Optimierungsdurchläufen bei variiert Verfügbarkeit der EKFZ. Links: $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ als Referenzszenario; Rechts: $[VK_{LG=1,35,dynEEG}, H_{ekfz,pv\uparrow,bs}, N_{unr,min}]$ als Extremszenario jeweils mit und ohne SLP-Kunden.

Szenarien der Abb.: $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$: Virtuelles Kraftwerk mit gemeinsamer Leistungsgrenze in Höhe von $1,35\text{ kW}$ pro Haushalt, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW ;

$[T_{flex,dyn.EEG}, H_{ekfz,pv\uparrow,bs}, N_{unr,min}]$: Virtuelles Kraftwerk mit gemeinsamer Leistungsgrenze in Höhe von $1,35\text{ kW}$ pro Haushalt und dynamischer Abrechnung der EEG-Umlage, EKFZ und PV-Anlagen mit niedriger Leistung, EKFZ mit unregelmäßiger Verfügbarkeit und minimaler Ladeleistung von 2 kW

Für das Szenario $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ wird die Leistungsgrenze in acht Optimierungsdurchläufen um 5 kW , in 14 Optimierungsdurchläufen um 10 kW und in drei Optimierungsdurchläufen um 15 kW überschritten, wodurch $\varnothing P^{max}$ $1,50\text{ kW}$, $1,65\text{ kW}$ oder $1,80\text{ kW}$ beträgt. Da sich für die 25 Szenarien lediglich drei unterschiedliche Werte für $\varnothing P^{max}$ einstellen, sind der Minimalwert des ersten Viertelstundenintervalls und das 25 %-Quantil identisch und die Darstellung unterscheidet sich grundlegend von der des Kapitels 4.4.4.

Für das Szenario $[VK_{LG=1,35,dynEEG}, H_{ekfz,pv\uparrow,bs}, N_{unr,min}]$ wird die Leistungsgrenze von $44,46\text{ kW}$ aufgrund des Abbruchkriteriums der Optimierung für jedes Szenario überschritten, für 20 der Szenarien jedoch um weniger als $0,32\text{ kW}$. In den fünf übrigen Szenarien wird die Leistungsgrenze stärker überschritten, jedoch um maximal 5 kW .

Die Höhe von C^{besch} , deren Standardabweichung und die Höhe der Quantile der $25 \cdot 35.136 = 878.400$ viertelstündigen Netzentnahmeleistungen beider Szenarien zeigt die Tabelle 5.7. Aufgrund des hohen Selbstversorgungsanteils durch die PV-Anlagen

Tabelle 5.7: Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) und Quantile der maximalen Netzentnahmeleistung. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Abb. 5.4

Kennzahl	$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}$	$VK_{LG=1,35,dynEEG}, H_{ekfz,pv\uparrow,bs}, N_{unr,min}$
C^{besch} [€]	9.405 ± 10	4.254 ± 9
99 %- Quantil	1,38	1,35
99,9 %- Quantil	1,50	1,35
99,99 %- Quantil	1,67	1,35
99,995 %- Quantil	1,80	1,41
99,999 %- Quantil	1,80	1,50
Maximalwert	1,80	1,50

und Batteriespeicher liegen die Beschaffungskosten bei $[VK_{LG=1,35,dynEEG}, H_{ekfz,pv\uparrow,bs}, N_{unr,min}]$ deutlich unterhalb derer von $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$. Der Wert von C^{besch} streut nur schwach über die Optimierungsdurchläufe. Für $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ entsprechen sich die Leistungen des 99,995 %- und 99,999 %-Quantils sowie der Maximalwert der Leistung. Bei $[VK_{LG=1,35,dynEEG}, H_{ekfz,pv\uparrow,bs}, N_{unr,min}]$ weicht die des 99,995 %-Quantils leicht von den anderen beiden Kennzahlen ab. Größere und seltene Ausreißer in der Netzentnahmeleistung treten bei dem Ansatz des VK also nicht auf.

5.1.6 Variation der Parametrisierung der Zielfunktion

Wie in Kapitel 4.4.1 wird das kostenminimierende Energiemanagement für eine veränderte Parametrisierung der Zielfunktion des Szenarios $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$

bestimmt. Die Höhe von $\varnothing P^{max}$ und C^{besch} sowie die Änderung der Größen sind in Tabelle 5.8 zusammengefasst. Die Höhe von $\varnothing P^{max}$ wie auch die JDL verhalten sich

Tabelle 5.8: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$) und Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) sowie deren Änderung im Vergleich zum Szenario $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Kapitel 4.4.1

Szenario	$\varnothing P^{max}$		C^{besch}	
	Wert [kW]	Änderung [%]	Wert [€]	Änderung [%]
$VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}$	1,65		9.411	
<i>Leistungspreis -10 %</i>	1,65	± 0,0	9.412	± 0,0
<i>Leistungspreis -30 %</i>	1,65	± 0,0	9.413	± 0,0
<i>Aufschlag -10 %</i>	1,65	± 0,0	9.412	± 0,0
<i>Aufschlag -20 %</i>	1,65	± 0,0	9.413	± 0,0
<i>Spotmarkt 12/13</i>	1,65	± 0,0	8.040	- 14,6
<i>Spotmarkt 13/14</i>	1,65	± 0,0	6.955	- 26,1
<i>Spotmarkt 14/15</i>	1,65	± 0,0	6.398	- 32,0
<i>Spotmarkt 2025</i>	1,65	± 0,0	11.872	+ 26,2
<i>Dyn. EEG-Umlage</i>	1,65	± 0,0	9.407	± 0,0

für sämtliche Szenarien nahezu unabhängig von der Parametrisierung der Zielfunktion. Auf eine grafische Darstellung der JDL wird deshalb verzichtet. Der Wert von C^{besch} fällt aufgrund sinkender Marktpreise mit der Jahreszahl, um für die prognostizierten höheren Marktpreise des Jahres 2025 wieder anzusteigen. Für die übrigen Szenarien ändert sich C^{besch} kaum.

5.2 Vergleich der Optimierungsansätze

In Tabelle 5.9 werden die maximalen Netzentnahmeleistungen pro Haushalt ($\varnothing P^{max}$) und die Energiebeschaffungskosten am Day-Ahead Spotmarkt (C^{besch}) für die Szenarien $[T_{flex}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ und $[VK_{LG=1,35}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ sowie für sämtliche Variationen der Parametrisierung von T_{flex} und $VK_{LG=1,35}$ gegenübergestellt. Die Ergebnisse der Simulationen werden in den Kapiteln 4.4.1 und 5.1.6 beschrieben. Diese Szenarien sind in zwei Gruppen untergliedert. Bei der Gruppe I werden bei jedem Szenario die Spotmarktpreise vom 1. Juni 2011 bis 31. Mai 2012 verwendet, sodass sich die Beschaffungskosten nicht nur zwischen den beiden Ansätzen des variablen Stromtarifs und des VK vergleichen lassen, sondern auch zwischen den Szenarien. Zudem stimmt bei der Gruppe I der Zeitraum der Marktpreise mit dem Zeitraum der gemessenen Verbrauchszeitreihen der Haushalte überein. Bei der Gruppe II werden hingegen die Zeiträume der Spotmarktpreise variiert, sodass die

Beschaffungskosten zwischen den beiden Ansätzen, nicht aber zwischen den einzelnen Szenarien verglichen werden können.

Tabelle 5.9: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$) und Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) für den variablen Stromtarif und das virtuelle Kraftwerk sowie die Abweichung der Kennzahlen für die beiden Ansätze. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Kapitel 4.4.1 und 5.1.6

Gruppe	Szenario	Tarif		VK		Abw. VK / Tarif	
		$\varnothing P^{max}$ [kW]	C^{besch} [€]	$\varnothing P^{max}$ [kW]	C^{besch} [€]	$\varnothing P^{max}$ [%]	C^{besch} [%]
I	<i>T_{flex} / VK_{LG=1,35}</i>	2,12	9.469	1,65	9.411	-22,1%	-0,6%
	<i>Leistungspreis -10%</i>	2,15	9.463	1,65	9.412	-23,2%	-0,5%
	<i>Leistungspreis -30%</i>	2,10	9.473	1,65	9.413	-21,3%	-0,6%
	<i>Aufschlag Vers. -10%</i>	2,12	9.469	1,65	9.412	-22,1%	-0,6%
	<i>Aufschlag Vers. -20%</i>	2,12	9.470	1,65	9.413	-22,1%	-0,6%
	<i>Dyn. EEG-Umlage</i>	2,26	9.432	1,65	9.407	-27,1%	-0,3%
II	<i>Spotmarkt 12/13</i>	2,12	8.107	1,65	8.040	-22,1%	-0,8%
	<i>Spotmarkt 13/14</i>	2,10	7.021	1,65	6.955	-21,3%	-1,0%
	<i>Spotmarkt 14/15</i>	2,24	6.450	1,65	6.398	-26,2%	-0,8%
	<i>Spotmarkt 2025</i>	2,22	11.892	1,65	11.872	-25,6%	-0,2%

Die Höhe von C^{besch} unterscheidet sich für die beiden Ansätze schwach um $0,6\% \pm 0,3\%$ und fällt für das VK stets geringer aus als für den tarifären Ansatz. Der Wert von $\varnothing P^{max}$ unterscheidet sich für die beiden Ansätze deutlich und liegt bei dem VK um $23,3\% \pm 2,2\%$ unter dem des variablen Stromtarifs.

Das bessere Optimierungsergebnis wird dadurch erreicht, dass das VK die freien Netzkapazitäten von Kunden, die zeitweise einen geringen Energiebedarf aufweisen, für den Energiebezug der übrigen Haushalte nutzt. So sollte bei dem variablen Stromtarif die Höhe der Leistungsgrenzen so gewählt werden, dass bei jedem Haushalt auch ein erhöhter Energiebedarf, der beispielsweise durch eine weite Fahrtstrecke mit dem EKFZ entsteht, gedeckt werden kann, ohne durch eine Überschreitung der Leistungsgrenze überproportional hohe Stromkosten verursachen zu müssen. Ist der flexible Verbrauch eines Haushalts an einem Tag jedoch gering, so wird dennoch die volle Höhe der Leistungsgrenze dieses Haushalts ausgenutzt, um den Verbrauch in den Stunden mit den geringsten Marktpreisen zu decken, auch wenn eine geglättete Netzentnahme technisch möglich wäre. Das VK verfügt über die Information des Energiebedarfs sämtlicher flexibler und unflexibler Verbraucher. Da nicht alle Haushalte gleichzeitig eine hohe Energienachfrage aufweisen, kann die gemeinsame Leistungsgrenze des VK deshalb deutlich geringer gewählt werden, ohne häufige Überschreitungen der Leistungsgrenze zu verursachen.

Die Tabelle 5.10 vergleicht die Kennzahlen für zwei Szenarien mit PV-Eigenerzeugung und ohne Batteriespeicher (Gruppe III) (siehe Kapitel 4.4.2 und 5.1.3). Die Energie-

Tabelle 5.10: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$) und Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) für den variablen Stromtarif und das virtuelle Kraftwerk sowie die Abweichung der Kennzahlen für die beiden Ansätze. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Kapitel 4.4.2 und 5.1.3

Gruppe	Szenario	Tarif		VK		Abw. VK / Tarif	
		$\varnothing P^{max}$ [kW]	C^{besch} [€]	$\varnothing P^{max}$ [kW]	C^{besch} [€]	$\varnothing P^{max}$ [%]	C^{besch} [%]
III	$H_{ekfz,pv\uparrow}, N_{unr,min}$	2,10	7.588	1,65	7.527	-21,3 %	-0,8 %
	$H_{ekfz,pv\uparrow}, N_{unr,min}$	2,10	7.220	1,65	7.156	-21,3 %	-0,9 %

beschaffungskosten reduzieren sich im Vergleich zu denen der Gruppe I aus Tabelle 5.9 für den variablen Stromtarif und das VK gleichermaßen, da die Selbstversorgung bei beiden Ansätzen im selben Maße erhöht wird². Die Höhe von $\varnothing P^{max}$ wird durch die PV-Anlagen nicht beeinflusst, da die hohen Verbraucherleistungen zu Zeitpunkten ohne Eigenerzeugung auftreten. Die Unterschiede der Kennzahlen der zentralen und dezentralen Optimierung sind deshalb ähnlich zu denen der Tabelle 5.9.

Durch Hinzunahme von Batteriespeichern erhöht sich die Flexibilität der Haushalte. Denn die EKFZ werden als flexible Lasten und ohne die Möglichkeit einer Rückspeisung von Energie betrieben und sind zudem im Falle ihrer Verfügbarkeit nur nachts zwischen 18 und 6 Uhr an das Netz angeschlossen. Die Batteriespeicher ermöglichen stattdessen einerseits die flexible Netzentnahme über den gesamten Tag und andererseits die Reduktion der Netzentnahme der unsteuerbaren Verbraucher. Deren Auswirkungen auf $\varnothing P^{max}$ und C^{besch} zeigt die Tabelle 5.11 (siehe Kapitel 4.4.2 und 5.1.3). Unter dem variablen Stromtarif erhöht sich $\varnothing P^{max}$ durch die Batteriespeicher

Tabelle 5.11: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$) und Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) für den variablen Stromtarif und das virtuelle Kraftwerk sowie die Abweichung der Kennzahlen für die beiden Ansätze. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Kapitel 4.4.2 und 5.1.3

Gruppe	Szenario	Tarif		VK		Abw. VK / Tarif	
		$\varnothing P^{max}$ [kW]	C^{besch} [€]	$\varnothing P^{max}$ [kW]	C^{besch} [€]	$\varnothing P^{max}$ [%]	C^{besch} [%]
IV	$H_{ekfz,pv\uparrow,bs}, N_{unr,min}$	2,71	5.232	1,35	5.176	-50,2	-1,1
	$H_{ekfz,pv\uparrow,bs}, N_{unr,min}$	2,67	4.409	1,36	4.293	-49,3	-2,6

auf 2,67 bzw. 2,71 kW. Dieser Wert entspricht etwa der durchschnittlichen Leistungsgrenze der Haushalte zu Schwachlastzeiten und stellt sich ein, da die Batteriespeicher an Tagen mit geringer Eigenerzeugung zu Zeiten niedriger Marktpreise simultan für alle Haushalte geladen werden. Bei der zentralen Optimierung durch das VK fällt $\varnothing P^{max}$ deutlich geringer aus. Auch dort entspricht der Wert der Leistungsgrenze,

²Erzeugungüberschüsse einzelner Haushalte können auch bei dem VK nicht durch andere Haushalte genutzt werden (siehe Gleichung 3.34).

die als gemeinsame Grenze aller Haushalte jedoch wie zuvor beschrieben deutlich geringer gewählt werden kann. Durch die Erhöhung von $\varnothing P^{max}$ für den variablen Stromtarif und die Verringerung für das VK erhöht sich die Differenz zwischen den beiden Ansätzen auf etwa 50 %.

Bei den bisherigen Vergleichen der Auswirkungen beider Optimierungsansätze wird die gemeinsame Leistungsgrenze des VK stets geringer gewählt als die aufsummierten Leistungsgrenzen aller Haushalte des variablen Stromtarifs zu Schwachlastzeiten. Bei den Szenarien der Tabelle 5.12 wird hingegen die Leistungsgrenze beim VK in ihrer Höhe so festgelegt, dass sie mit dem $\varnothing P^{max}$ übereinstimmen, welches beim variablen Stromtarif auftritt (siehe Kapitel 4.3.2 und 5.1.2). Unter dem variablen Stromtarif

Tabelle 5.12: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$) und Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) für den variablen Stromtarif und das virtuelle Kraftwerk sowie die Abweichung der Kennzahlen für die beiden Ansätze. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Kapitel 4.3.2 und 5.1.2

Gruppe	Szenario	Tarif		VK		Abw. VK / Tarif	
		$\varnothing P^{max}$ [kW]	C^{besch} [€]	$\varnothing P^{max}$ [kW]	C^{besch} [€]	$\varnothing P^{max}$ [%]	C^{besch} [%]
V	$T_{flex}/VK_{LG=2,12}$, 0 SLP	2,12	9.469	2,12	8.982	0,0%	-5,1%
	$T_{flex}/VK_{LG=1,68}$, 11 SLP	1,68	9.469	1,68	8.978	0,0%	-5,2%
	$T_{flex}/VK_{LG=1,47}$, 33 SLP	1,47	9.469	1,47	8.890	0,0%	-6,1%
	$T_{flex}/VK_{LG=1,56}$, 66 SLP	1,56	9.469	1,56	8.793	0,0%	-7,1%

wird das kostenminimierende Energiemanagement der 33 flexiblen Haushalte einmalig bestimmt und die Nettolast im Anschluss mit der von 0, 11, 33 oder 66 SLP-Kunden kombiniert. Bei dem VK wird der jeweilige Verbrauch der SLP-Kunden bei der Einsatzoptimierung mitberücksichtigt und diese Optimierung für jedes Szenario einzeln ausgeführt. Die SLP-Kunden liefern per Definition kein Optimierungspotential, jedoch erhöhen sich zu Zeiten eines niedrigen Verbrauchs der SLP-Kunden die freien Netzkapazitäten der flexiblen Haushalte.

Der Wert von $\varnothing P^{max}$ fällt für beide Ansätze hoch aus. Die C^{besch} unterscheiden sich um 5,1 bis 7,1 %, wobei der Unterschied mit steigender Anzahl an SLP-Kunden größer wird. Denn der Verbrauch der SLP-Kunden ist insbesondere zu Zeiten niedriger Marktpreise gering. Da die absolute Höhe der Leistungsgrenze mit der Anzahl der SLP-Kunden steigt, können die flexiblen Kunden mehr Leistung entnehmen, ohne die Leistungsgrenze zu überschreiten. Dies wird vom VK dazu genutzt, mehr Energie zu Zeiten niedriger Marktpreise zu beziehen.

In Kapitel 4.4.3 wird die minimale Ladeleistung der EKFZ für den tarifären Ansatz und in Kapitel 5.1.4 für das VK von 2 kW auf 3, 4 und 5 kW erhöht. Im Falle von T_{flex} steigen die Leistungskosten der Kunden mit der minimalen Ladeleistung der

EKFZ stark an. Der Mechanismus zur Festlegung der Höhe der Leistungsgrenzen wird daraufhin verändert und der Stromtarif mit den neuen Leistungsgrenzen als $T_{flex,optiLG}$ bezeichnet. Die Szenarien, bei denen die Auswirkungen unter dem VK mit T_{flex} verglichen werden, werden als Gruppe VI zusammengefasst und die Szenarien des Vergleichs zwischen dem VK und $T_{flex,optiLG}$ als Gruppe VII. In Tabelle 5.13 wird die Höhe von $\varnothing P^{max}$ und die von C^{besch} der Gruppen gegenübergestellt.

Tabelle 5.13: Maximale Netzentnahmeleistung ($\varnothing P^{max}$) und Energiebeschaffungskosten (C^{besch}) für den variablen Stromtarif und das virtuelle Kraftwerk sowie die Abweichung der Kennzahlen für die beiden Ansätze. **Szenarien der Tab.:** Analog zu Kapitel 4.4.3 und 5.1.4

Gruppe	Szenario	Tarif		VK		Abw. VK / Tarif	
		$\varnothing P^{max}$ [kW]	C^{besch} [€]	$\varnothing P^{max}$ [kW]	C^{besch} [€]	$\varnothing P^{max}$ [%]	C^{besch} [%]
VI	$T_{flex, N_{unr, min2kW}}$	2,12	9.469	1,65	9.411	-22,1	- 0,6
	$T_{flex, N_{unr, min3kW}}$	2,36	9.284	1,65	9.411	-30,1	+ 1,4
	$T_{flex, N_{unr, min4kW}}$	2,95	9.168	1,65	9.411	-44,1	+ 2,6
	$T_{flex, N_{unr, min5kW}}$	3,40	9.093	1,65	9.410	-51,5	+ 3,5
VII	$T_{flex,optiLG, N_{unr, min2kW}}$	2,35	9.284	1,65	9.411	-29,9	+1,4
	$T_{flex,optiLG, N_{unr, min3kW}}$	2,62	9.168	1,65	9.411	-37,0	+2,6
	$T_{flex,optiLG, N_{unr, min4kW}}$	3,36	9.005	1,65	9.411	-50,8	+4,5
	$T_{flex,optiLG, N_{unr, min5kW}}$	3,97	8.927	1,65	9.410	-58,5	+5,4

Bei dem VK hat die Höhe der minimalen Ladeleistung keinen Einfluss auf die Kennzahlen, da die EKFZ zu identischen Kosten parallel mit geringer oder nacheinander mit hoher Leistung aufgeladen werden können. Unter dem variablen Stromtarif steigt $\varnothing P^{max}$ bei beiden Gruppen mit der Höhe der minimalen Ladeleistung an, da die EKFZ simultan mit einer höheren Leistung zu Zeiten geringer Marktpreise geladen werden. Dies reduziert beim variablen Stromtarif die Höhe von C^{besch} , die mit Ausnahme von $[T_{flex}, N_{unr, min2kW}]$ stets geringer als bei dem VK ausfällt. Für die verglichenen Szenarien der Gruppe VI und VII ist somit unter dem tarifären Ansatz eine deutlich höhere Netzkapazität nötig, die aber auch für eine günstigere Energiebeschaffung genutzt wird.

5.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Bei der zentralen Optimierung wird die gemeinsame Leistungsgrenze des VK nur überschritten, wenn die Deckung einer hohen Nachfrage anders nicht möglich wäre. Diese Ergebnis stellt sich unabhängig von dem gewählten Szenario ein. Insbesondere bei den Szenarien mit Batteriespeichern und der typischen Verfügbarkeit der EKFZ wird die zusätzliche Flexibilität dazu genutzt, die Leistungsgrenze zu keinem

Zeitpunkt überschreiten zu müssen. Eine hohe minimale Ladeleistung der EKFZ beeinflusst das Ergebnis nicht, da die EKFZ zu identischen Gesamtkosten parallel mit niedriger oder nacheinander mit hoher Leistung geladen werden können.

Der Vergleich von $\varnothing P^{max}$ und C^{besch} der beiden Optimierungsansätze zeigt, dass in nahezu allen Szenarien entweder beide Kennzahlen beim VK geringer ausfallen oder aber eine Kennzahl konstant gehalten wird und die andere beim VK stärker gesenkt werden kann. Wie stark sich die Ergebnisse der beiden Ansätze unterscheiden, hängt von der Flexibilität der Haushaltskunden ab. Bei den Szenarien mit EKFZ beträgt die Differenz der $\varnothing P^{max}$ bei vergleichbaren C^{besch} rund 23%. Wird hingegen $\varnothing P^{max}$ bei beiden Optimierungsansätzen konstant gehalten, so fällt die Höhe von C^{besch} beim VK um rund 5 - 7% geringer aus. Der Unterschied wird unter Hinzunahme von Batteriespeichern deutlich größer als bei den Szenarien mit ausschließlich EKFZ. Eine Abweichung von diesen Ergebnissen tritt bei den Szenarien mit erhöhter minimaler Ladeleistung der EKFZ auf. Bei diesen Szenarien liegt $\varnothing P^{max}$ für den variablen Stromtarif zwar deutlich über dem des VK, reduzieren sich im Gegenzug aber auch die Energiebeschaffungskosten merklich.

6 Schlussfolgerungen

Eine der größten verbleibenden Hürden für einen Einsatz von Flexibilitätsoptionen im beidseitigen Interesse von Haushaltskunden und des Energieversorgungssystems besteht in der Entwicklung von geeigneten Steuerungsmechanismen und Markttrahnenbedingungen (O'Connell et al., 2014). In der Arbeit werden die Auswirkungen verschiedener Ausgestaltungen von Steuerungsmechanismen untersucht und bewertet. Diese sollen bei Haushaltskunden bewirken, dass die Höhe des Energieverbrauchs an der der Marktpreisen ausgerichtet wird, ohne dass zu Zeiten besonders niedriger Marktpreise extreme und systemschädigende Netzentnahmespitzen entstehen. Dazu werden Stromtarife aus zeitvariablen Energiepreisen und leistungsabhängigen Preisbestandteilen kombiniert und durch Zielfunktionen in einer Einsatzoptimierung abgebildet. Das kostenminimierende Energiemanagement von Haushaltskunden wird unter diesen variablen Stromtarifen bestimmt, die Auswirkungen bewertet und mit denen einer zentralen Optimierung durch ein virtuelles Kraftwerk verglichen.

Die zentralen Erkenntnisse der Arbeit werden in Kapitel 6.1 zusammengefasst. Die Ergebnisse der Arbeit werden in Kapitel 6.2 diskutiert und ein Ausblick gegeben.

6.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Hauptaussage von Kapitel 4.1 - Herkömmlicher Stromtarif und Erweiterung um variablen Energiepreis bei konstantem Leistungspreis: **Die ausschließliche Minimierung von Energiebeschaffungskosten lässt die maximale Netzentnahmeleistung stark ansteigen.**

Erläuterungen: Ein Stromtarif, der sich neben einer zeitlich variablen Energiepreiskomponente ausschließlich aus fixen Tarifbestandteilen zusammensetzt, lässt die maximale Netzentnahmeleistung von flexiblen Haushaltskunden deutlich ansteigen, insofern keine Rückkopplungseffekte der Kunden auf den Marktpreis berücksichtigt werden. Ferner erhöht sich die Gleichzeitigkeit von Entnahmespitzen mehrerer Haushaltskunden stark.

Hauptaussage von Kapitel 4.2 - Qualitative Bewertung variabler Leistungspreiskomponenten: **Leistungspreiskomponenten können die maximale Netzentnahmeleistung glätten, in Kombination mit variablen Energiepreiskomponenten jedoch auch zu Fehlanreizen bei den Kunden führen.**

Erläuterungen: Stromtarife mit einer zeitlich variablen Energiepreiskomponente in Kombination mit einem geeigneten Design einer leistungsabhängigen Preiskomponente können Flexibilitätsoptionen zu einem marktpreisorientierten Energiemanagement anreizen und dabei Netzrestriktionen berücksichtigen. Die Auswirkungen von Stromtarifen mit variablen Energie- und Leistungspreiskomponenten auf das kostenminimierende Energiemanagement werden zunächst für verschiedene Leistungspreisdesigns qualitativ bewertet. Dabei wird gezeigt, dass einige Designs den Anreiz zu einem systemunterstützenden Energiemanagement verwehren oder sogar zu einem systemschädigenden Verhalten von flexiblen Verbrauchern führen, indem bereits vorhandene Leistungsspitzen weiter erhöht werden. Insbesondere kann für das in (Mohsenian-Rad/Leon-Garcia, 2010; Khomami/Javidi, 2013; Zhao et al., 2013) vorgeschlagene IBR-Tarifdesign gezeigt werden, dass Netzentnahmespitzen im Falle länger andauernder hoher Energiebedarfe weiter ansteigen.

Aufbauend auf den qualitativen Bewertungsmethoden werden ein Stromtarifdesign und dessen Parametrisierung sowie eine Abwandlung des Tarifdesigns vorgeschlagen. Bei dem Design ist unterhalb einer ersten Leistungsgrenze ein reduzierter Leistungspreis zu entrichten. Oberhalb der ersten Leistungsgrenze werden vier Leistungsbänder definiert, von denen die ersten drei mit jeweils 1 kW und das letzte ohne Begrenzung gefüllt werden können. Die spezifischen Kosten steigen mit den Leistungsbändern kontinuierlich an und sind für den Anteil der Leistung innerhalb des jeweiligen Leistungsbands zu entrichten. Die Kombination dieser Leistungspreiskomponente mit einem zeitlich variablen Energiepreis wird als Stromtarif $T_{RTP,PC5}$ bezeichnet. Bei der Abwandlung des Tarifdesigns wird die Höhe der Leistungsgrenzen in Schwachlastzeiten, während derer SLP-Kunden einen geringen Verbrauch aufweisen, erhöht. Die Kombination des variablen Energiepreises mit dieser Abwandlung der Leistungspreiskomponente wird mit T_{flex} abgekürzt. Die qualitativen Bewertungsmethoden der kostenminimierenden Optimierung unter $T_{RTP,PC5}$ und T_{flex} offenbaren zunächst keine Schwachstellen der Tarifdesigns.

Hauptaussage von Kapitel 4.3 - Quantitative Bewertung variabler Stromtarife: **Das Tarifdesign T_{flex} reduziert die Energiebeschaffungskosten, die Stromkosten der Haushaltskunden und glättet die Netzentnahmespitzen.**

Erläuterungen: Die Auswirkungen von $T_{RTP,PC5}$ und T_{flex} werden für 33 Haushaltskunden mit gemessenen viertelstündigen Verbrauchszeitreihen und simulierten Elektrofahrzeugen (EKFZ) unter verschiedenen Nebenbedingungen über einen Zeitraum von einem Jahr quantitativ bewertet. Beide Tarife lassen die maximale Netzentnahmeleistung durch die EKFZ ansteigen, jedoch weniger stark als der durch die EKFZ verursachte zusätzliche Energiebedarf. Zudem sinken die Energiebeschaffungskosten im Vergleich zu einem ungesteuerten Ladeverhalten der EKFZ deutlich.

Unter dem Stromtarif $T_{RTP,PC5}$ steigen die Stromkosten der Haushalte bei einem täglich schwankenden Energiebedarf der EKFZ stark an, wodurch sich aus dem Tarifdesign für die Haushaltskunden keine Vorteile ergeben. Unter T_{flex} werden die Stromkosten der Haushalte stattdessen gesenkt. Zwar erhöht sich die maximale Netzentnahmeleistung im Vergleich zu $T_{RTP,PC5}$ leicht, tritt aber ausschließlich zu Schwachlastzeiten auf und kann deshalb durch die Kombination des Lastprofils mit dem von SLP-Kunden wieder reduziert werden.

Die Höhe der maximalen Netzentnahmeleistung fällt unter T_{flex} demnach geringer aus, wenn nicht alle Kunden ihren Energieverbrauch unter dem variablen Stromtarif optimieren, sondern ein signifikanter Anteil der Netzentnahme gemäß der von SLP-Kunden erfolgt.

Hauptaussage von Kapitel 4.4 - Robustheit des variablen Stromtarifs: **Die Optimierung unter dem Tarifdesign T_{flex} verhält sich bei einer veränderten Parametrisierung des Stromtarifs robust, wird jedoch durch die Arten der verfügbaren Flexibilitätsoptionen und deren technische Randbedingungen beeinflusst.**

Erläuterungen: Die Robustheit von T_{flex} wird getestet, also die Unempfindlichkeit der Ergebnisse bei Schwankungen der Eingangsvariablen. Dabei zeigt sich, dass die maximale Netzentnahmeleistung unempfindlich auf eine veränderte Parametrisierung des Stromtarifs reagiert. Sollen finanzielle Vorteile, die sich aus reduzierten Energiebeschaffungskosten oder einem verringerten Bedarf an Netzausbaumaßnahmen ergeben können, zwischen den beteiligten Stakeholdern umverteilt werden, so ist dies durch die Modifikation der Parametrisierung des Tarifs möglich, ohne die Nachfragereaktion signifikant zu verändern. Die Modifikation der spezifischen Kostenparameter, die die Höhe der Zahlungsströme an die Netzbetreiber und die Versorger festlegen, wie auch eine dynamische Abrechnung der EEG-Umlage beeinflussen die Höhe der maximalen Netzentnahmeleistung nur schwach. Die Robustheit des Tarifs ist zudem bei einem Austausch der Spotmarkt-Preiszeitreihen, gemäß derer die

Energiepreiskomponente des Tarifs abgerechnet wird, durch die aus anderen Jahren¹ gegeben.

Die Art der Ausstattung der Haushalte mit Flexibilitätsoptionen beeinflusst die Höhe der maximalen Netzentnahmeleistung hingegen stärker. Denn der Tarif T_{flex} reizt zwar auf der einen Seite jeden Haushaltskunden dazu an, die Netzentnahmeleistung im Rahmen der technischen Möglichkeiten zu jedem Zeitpunkt auf die Höhe der ersten Leistungsgrenze zu limitieren, auf der anderen Seite aber auch dazu, zu Zeiten geringer Marktpreise Leistung in Höhe dieser ersten Leistungsgrenze zu entnehmen. Wie viele der 33 EKFZ in einer Nacht zum Laden an das Netz angeschlossen werden, unterliegt einer Wahrscheinlichkeitsverteilung. Diese bewirkt, dass nicht alle Haushalte gleichzeitig über flexible Verbraucher verfügen, was sich glättend auf die maximale Netzentnahmeleistung auswirkt, wie bei verschiedenen Optimierungsdurchläufen getestet. Verfügen sämtliche Haushalte jedoch über allzeit verfügbare Batteriespeicher, so wird an Tagen mit einer geringen Eigenerzeugung zu Zeiten niedriger Marktpreise gleichzeitig durch jeden Haushalt Leistung in Höhe der individuellen Leistungsgrenze zu Schwachlastzeiten entnommen, sodass sich die maximale Netzentnahmeleistung erhöht. Die Höhe dieser Kennzahl verhält sich nach dem Anstieg für verschiedene Verfügbarkeiten der EKFZ wiederum robust, da die Batteriespeicher Schwankungen in der Netzentnahmeleistung ausgleichen.

Eine starke Abhängigkeit der maximalen Netzentnahmeleistung von der Höhe der minimalen Leistung der flexiblen Verbraucher kann aufgezeigt werden. Denn EKFZ, die innerhalb einer Nacht geladen werden müssen, werden für alle Haushalte zu Zeiten der niedrigsten Marktpreise mindestens mit ihrer minimalen Ladeleistung geladen, unabhängig davon, ob die Höhe der Leistungsgrenze groß oder klein dimensioniert ist und ob diese Leistungsgrenze durch den Ladevorgang überschritten wird². Eine hohe technologische Freiheit bei der minimalen Verbraucherleistung begünstigt somit den tarifären Optimierungsansatz.

Die individuelle Höhe der Leistungsgrenze jedes Haushalts wird so festgelegt, dass sie linear mit dem Jahresenergieverbrauch des jeweiligen Haushalts steigt und zudem die Summe aller Leistungsgrenzen der Höhe der ursprünglichen Jahreshöchstleistung der Haushaltskunden ohne flexible Verbraucher entspricht. Als Alternative wird das Energiemanagement bei einer selbstbestimmten Höhe der Leistungsgrenzen gegen

¹Die Sensitivität der Ergebnisse wird für historische Preiszeitreihen verschiedener Jahre und simulierte Preiszeitreihen für das Jahr 2025 getestet.

²Weist ein Haushalt zum Zeitpunkt der niedrigsten Marktpreise bereits einen signifikanten unflexiblen Verbrauch auf, so kann der Ladevorgang des EKFZ zu einem Zeitpunkt mit höheren Marktpreisen eine kostengünstigere Lösung darstellen, wenn andernfalls die Leistungsgrenze deutlich überschritten würde, wodurch hohe Leistungskosten entstünden.

die Zahlung eines Entgelts pro Jahr und kW durch die Haushalte untersucht und die Funktionalität des Ansatzes gezeigt. Weitere regulatorische Gestaltungsmöglichkeiten zur Festlegung der Leistungsgrenzen werden diskutiert.

Hauptaussage von Kapitel 5 - Alternatives Kundenverhalten bei zentraler Optimierung durch virtuelles Kraftwerk und Vergleich zu variablem Stromtarif: **Der Vorteil einer zentralen Optimierung nimmt gegenüber den variablen Stromtarifen zu, wenn entweder mehr Flexibilität im System vorhanden ist oder die verfügbaren Flexibilitätsoptionen höheren technischen Randbedingungen unterliegen.**

Erläuterungen: Der Ansatz der dezentralen Optimierung unter variablen Stromtarifen wird der zentralen Optimierung durch ein VK gegenübergestellt. Dabei ist die Entwicklung eines Geschäftsmodells des VK bzw. die Entlohnung der Haushaltskunden für die Bereitstellung von Flexibilität zur Optimierung des Gesamtsystems nicht Teil der Arbeit. Vielmehr werden die maximalen Netzentnahmeleistungen und die Energiebeschaffungskosten für die zentrale Optimierung bestimmt und als Benchmark für den variablen Stromtarif verwendet.

Für verschiedene Szenarien mit EKFZ kann gezeigt werden, dass die maximale Netzentnahmeleistung beim VK rund 23% geringer ausfällt als beim variablen Stromtarif, wobei sich die Energiebeschaffungskosten der beiden Ansätze in etwa entsprechen. Sind die maximalen Netzentnahmeleistungen beider Ansätze identisch, so liegen die Energiebeschaffungskosten beim VK um 5 bis 7% unter denen des variablen Stromtarifs.

Eine Heraufsetzung der minimalen Ladeleistung der EKFZ, die sich beim variablen Stromtarif erhöhend auf die maximale Netzentnahmeleistung auswirkt, hat beim VK keinen Einfluss auf das Ergebnis, da die EKFZ zu identischen Kosten parallel mit geringer oder nacheinander mit hoher Leistung aufgeladen werden können. Die Batteriespeicher als allzeit verfügbare Flexibilitätsoption, erhöhen die Kennzahl unter dem variablen Stromtarif, senken sie jedoch für das VK.

Welcher der beiden Ansätze zu präferieren ist, kann nicht pauschal beantwortet werden und hängt von zahlreichen Einflussgrößen ab, wie beispielsweise der Entwicklung von Technologiekosten oder aber der Bereitschaft zur Weitergabe von detaillierten Informationen über das Energieverbrauchsverhalten an eine zentrale Einheit. Folgende Umstände begünstigen jedoch das Konzept des variablen Stromtarifs:

- Im Verhältnis zu dem Energiebedarf stehen hohe freie Netzkapazitäten zur Verfügung, wie beispielsweise in Regionen, deren Netze auf eine hohe PV-Rückspeisung ausgelegt sind.
- Nicht alle Kunden optimieren ihren Energieverbrauch kostenminimierend für den variablen Stromtarif, sondern ein merklicher Anteil der Kunden verbraucht Energie gemäß Standardlastprofilen. Alternativ verfügen nicht alle Kunden gleichzeitig über eine hohe Flexibilität.
- Geringe technologische Einschränkungen bei der Bereitstellung der Flexibilität: Eine hohe minimale Ladeleistung der Verbraucher führt bei dem variablen Stromtarif zu einem Anstieg der maximalen Netzentnahmeleistung, hat bei dem VK jedoch keine Auswirkung auf das Optimierungsergebnis.

6.2 Diskussion und Ausblick

Der Regierungsentwurf des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende sieht eine Ausstattung von Kunden mit intelligenten Messsystemen bei einem Jahresenergieverbrauch von über 10.000 *kWh* ab 2017 und über 6.000 *kWh* ab 2020 unter Einbehaltung von Preisobergrenzen vor. Zudem werden Regeln zur Datenkommunikation festgelegt. Ein Angebot von variablen Stromtarifen und eine Bilanzierung des veränderten Energieverbrauchsverhaltens der Kunden erscheint, unter Vorbehalt etwaiger Schwierigkeiten einer Umsetzung im Betrieb, prinzipiell ermöglicht.

Durch das Angebot von variablen Stromtarifen an Haushaltskunden können EKFZ und Wärmepumpen als Flexibilitätsoptionen zur Integration erneuerbarer Energien in das Energieversorgungssystem beitragen. Automatisierte Verbraucher sollen ihren Energiebezug im Falle niedriger Marktpreise erhöhen, die vor allem zu Zeiten einer geringen Verbraucherleistung, bei einer hohen Durchdringung erneuerbarer Erzeuger aber auch vermehrt zu Zeiten einer hohen Erzeugerleistung der fluktuierenden Energiequellen auftreten. Solange die variablen Stromtarife lediglich von einem geringen Anteil der Haushaltskunden in Anspruch genommen werden oder die Haushalte nur über beschränkte Flexibilitätsoptionen verfügen, erscheint das Angebot von Tarifen mit einer variablen Energiepreiskomponente ohne leistungspreisbegrenzende Tarifbestandteile zielführend zu sein.

Ein solcher Tarif, bei dem sich die variable Abrechnung der Kosten ausschließlich auf den Zeitpunkt des Energiebezugs bezieht, kann jedoch zu einem systemschädigenden Energiemanagement führen, wenn in einem Netzgebiet viele Haushalte

über flexible und automatisierte Verbraucher mit einer hohen Verbraucherleistung verfügen. Werden Batteriespeichersysteme, Wärmepumpen und insbesondere dreiphasig angeschlossene EKFZ durch variable Energiepreise zu einem synchronisierten Verhalten angereizt, kann dies zu Netzengpässen und damit zu einer Gefährdung oder Störung der Systemsicherheit führen. Das Design des Stromtarifs T_{flex} stellt ein adäquates Anreizsystem dar, durch das ein Spitzenverbrauch zum Zeitpunkt des niedrigsten Marktpreises auf ein längeres Zeitintervall mit geringen Marktpreisen verteilt werden kann. Je höher die Leistungsgrenzen des Stromtarifs dimensioniert werden, desto mehr Netzkapazität steht den Haushalten für ein Energiemanagement nach Marktpreisen zur Verfügung. Wird die Leistungsgrenze hingegen klein gewählt, so werden die Netzkapazitäten möglichst gleichmäßig ausgelastet.

In der Arbeit wird die Höhe der ersten Leistungsgrenze zu Schwachlastzeiten mit 2,2 bis 3,7 kW und einem Mittelwert von 2,7 kW im Vergleich zum Energieverbrauch verhältnismäßig gering dimensioniert. Die Festlegung basiert auf der Annahme, dass die Netzentnahmespitzen trotz der hohen Flexibilität des betrachteten Systems stark begrenzt werden sollen. Bei der Einführung von T_{flex} in einem realen System, in dem nicht alle Haushalte auf flexible Energiepreise reagieren, aber bereits zu viele, als das auf leistungsbegrenzende Tarifbestandteile verzichtet werden könnte, ließen sich die Leistungsgrenzen deutlich größer dimensionieren. Letztendlich wäre bei einer signifikanten Durchdringung automatisierter Verbraucher auf Ebene des Gesamtsystems zu entscheiden, wie viel Netzkapazität den Verbrauchern für ein Energiemanagement zur Verfügung gestellt werden soll. Wird das Verteilnetz in einem Netzgebiet ausgebaut und den Haushalten eine hohe Leistungsgrenze angeboten, so können diese mit einer höheren Netzentnahmeleistung auf niedrige Marktpreise reagieren. Wäre ein Netzausbau hingegen unwirtschaftlich und werden die Leistungsgrenzen klein dimensioniert, so wird ein marktpreisorientierter Energieverbrauch stärker eingeschränkt.

Bei dem Stromtarif T_{flex} wird die individuelle Höhe der Leistungsgrenze jedes Haushalts so festgelegt, dass sie linear mit dem Jahresenergieverbrauch des jeweiligen Haushalts steigt und zudem die Summe aller Leistungsgrenzen der Höhe der gemeinsamen Jahreshöchstleistung aller Haushaltskunden ohne flexible Verbraucher entspricht. Die getroffenen Annahmen bieten regulatorische Gestaltungsmöglichkeiten. So könnte die Höhe der Leistungsgrenze in Abhängigkeit der lokalen Netzkapazität gewählt werden. Regionen, deren Verteilnetze ohnehin auf eine starke PV-Rückspeisung ausgelegt sind, ließen eine größere Dimensionierung der Leistungsgrenzen und damit eine höhere Freiheit des marktpreisorientierten Energiemanagements zu, ohne zusätzliche Kosten für die Netzinfrastruktur zu verursachen. Der Faktor, mit dem die Höhe der Leistungsgrenze in Schwachlastzeiten multipliziert wird, könnte mit der Durchdringung

der SLP-Kunden in der Netzregion variieren. Soll ein hoher Jahresenergieverbrauch finanziell bestraft werden³, so könnte die Höhe der Leistungsgrenze unterproportional stark mit dem Jahresenergieverbrauch des Haushalts steigen. Eine subventionierte Erhöhung der Leistungsgrenzen bei Anschaffung von Wärmepumpen oder EKFZ würde die Wirtschaftlichkeit der Technologien für die Haushaltskunden steigern.

In der Arbeit werden Haushalten variable Stromtarife angeboten, unter denen diese ihre Stromkosten durch den Einsatz flexibler Verbraucher und Speicher minimieren. Diese Kostenminimierung basiert auf der Annahme der vollständigen Information über das zukünftige Lastprofil und gegebenenfalls das Erzeugungsprofil der PV-Anlagen. Prognoseunsicherheiten werden bei der Optimierung nicht berücksichtigt. Im realen Betrieb können Unsicherheiten in der Höhe des Verbrauchs und der Erzeugung zu erhöhten Stromkosten bei den Haushalten führen. Um eine für sämtliche Stakeholder gerechte Parametrierung des Tarifdesigns T_{flex} zu finden, sollten diese Unsicherheiten bei der Optimierung berücksichtigt und das Tarifdesign im Feldversuch erprobt werden. In der Arbeit wird jedoch gezeigt, dass die Parametrisierung des Tarifdesigns angepasst werden kann, ohne die Robustheit des Energiemanagements zu gefährden. Darüber hinaus wird bei dem Ansatz des variablen Stromtarifs angenommen, die Haushaltskunden wären Preisnehmer und würden den Marktpreis nicht beeinflussen. Die Rückkopplung der flexiblen Energienachfrage der Kunden auf die Marktpreise sollte untersucht werden. Bei dem gewählten Ansatz besteht für den Versorger jedoch nicht die Notwendigkeit dazu, Spotmarktpreise an den Kunden weiterzugeben. Stattdessen können dem Kunden Preiszeitreihen angeboten werden, die ein Energiemanagement anreizen, welches der Beschaffungsstrategie des Versorgers entspricht. Die Energiebeschaffung des Versorgers schließt wiederum die Rückkopplung der Nachfrage auf den Marktpreis ein.

Der Vergleich der Optimierung unter einem variablen Stromtarif mit der Optimierung durch ein VK offenbart, dass die Vorteile einer zentralen Optimierung des zweitgenannten Ansatzes insbesondere in einem hochflexiblen System mit begrenzten Netzkapazitäten verstärkt genutzt werden können. Sollte den Kunden im realen Energieversorgungssystem zunächst ein Stromtarif mit einer variablen Energiepreiskomponente angeboten werden und dieser bei einer höheren Durchdringung von flexiblen Verbrauchern durch den Stromtarif T_{flex} ersetzt werden, so könnte auch dieser Stromtarif in bestimmten Netzregionen nur eine funktionale Übergangslösung darstellen. Für ein hochflexibles System wären neben dem VK auch weitere Ansätze,

³Siehe *BC Hydro*, Kapitel 2.4.4.

wie beispielsweise ein dezentraler agentenbasierter Stromhandel bei einer intelligenten Allokation verfügbarer Netzkapazitäten, vorstellbar.

Literaturverzeichnis

- [Agentur für Erneuerbare Energien e. V. (Hrsg.) 2012] AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN E. V. (HRSG.): *Renews Spezial: Intelligente Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt: Die Wärmepumpe als Schlüsseltechnologie für Lastmanagement im Haushalt.* https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/162.59_Renews_Spezial_Waermepumpe_online.pdf. Version: 59, 2012. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Agora Energiewende (Hrsg.) 2014a] AGORA ENERGIEWENDE (HRSG.): *Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage: Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage.* https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Dynamische-EEG-Umlage/Agora_RAP_Spotmarktpreis_als_Index_fuer_dyn_EEG-Umlage_web.pdf. Version: 2014. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Agora Energiewende (Hrsg.) 2014b] AGORA ENERGIEWENDE (HRSG.): *Effekte regional verteilter sowie Ost-/West- ausgerichteter Solarstromanlagen: Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik.* https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Ost-West-Solaranlagen/Agora_Effekte_regional_vertreilter_sowie_Ost-West-ausgerichteter_Solarstromanlagen_web.pdf. Version: 2014. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Agora Energiewende (Hrsg.) 2014c] AGORA ENERGIEWENDE (HRSG.): *Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen: Agora Energiewende.* https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Netzentgelte_in_Deutschland/Agora_Netzentgelte_web.pdf. Version: 2014. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Agora Energiewende (Hrsg.) 2014d] AGORA ENERGIEWENDE (HRSG.): *Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz.* https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf. Version: 2014. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Agora Energiewende (Hrsg.) 2015] AGORA ENERGIEWENDE (HRSG.): *Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035: Wie der Erneuerbaren-*

- Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt: Kurzstudie.*
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/EEG-Kosten-bis-2035/Agora_EEG_Kosten_2035_web_05052015.pdf. Version: 2015.
– zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Alizadeh et al. 2016] ALIZADEH, M. I. ; PARSA MOGHADDAM, M. ; AMJADY, N. ; SIANO, P. ; SHEIKH-EL-ESLAMI, M. K.: Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57 (2016), 1186–1193. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.200>
- [Benker 2013] BENKER, H.: *Mathematische Optimierung mit Computeralgebrasystemen: Einführung für Ingenieure, Naturwissenschaftler und Wirtschaftswissenschaftler unter Anwendung von MATHEMATICA, MAPLE, MATHCAD, MATLAB und EXCEL*. Springer Berlin Heidelberg, 2013
- [Boait et al. 2013] BOAIT, P. ; ARDESTANI, B. M. ; SNAPE, J. R.: Accommodating renewable generation through an aggregator-focused method for inducing demand side response from electricity consumers. In: *IET Renewable Power Generation* 7 (2013), Nr. 6, 689–699. <http://dx.doi.org/10.1049/iet-rpg.2012.0229>
- [Braun/Strauss 2008] BRAUN, M. ; STRAUSS, P.: A review on aggregation approaches of controllable distributed energy units in electrical power systems. In: *International journal of distributed energy resources* (2008), Nr. 4, S. 297–319
- [Bundesnetzagentur 2010] BUNDESNETZAGENTUR: *Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen.* https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/StandardlastprofileZaehlMesswesen/BerichtZaehlMesswesenpdf.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Version: 2010.
– zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2013] BUNDESNETZAGENTUR ; BUNDESKARTELLAMT: *Monitoringreport 2013.* http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2013/MonitoringReport2013.pdf?__blob=publicationFile&v=11.
Version: 2013. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Cerjan et al. 2014] CERJAN, M. ; MATIJAŠ, M. ; DELIMAR, M.: Dynamic Hybrid Model for Short-Term Electricity Price Forecasting. In: *Energies* 7 (2014), Nr. 5, 3304–3318. <http://dx.doi.org/10.3390/en7053304>
- [Dupont et al. 2014] DUPONT, B. ; JONGHE, C. de ; OLMOS, L. ; BELMANS, R.: Demand response with locational dynamic pricing to support the integration of

- renewables. In: *Energy Policy* 67 (2014), 344–354. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.058>
- [Ecofys et al. 2009] ECOFYS ; FORSCHUNGSGRUPPE ENERGIE- & KOMMUNIKATIONSTECHNOLOGIEN ; BECKER BÜTTNER HELD: *Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen*. http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_2009_einfuehrung_last-_u_zeitvariabler%20tarife.pdf. Version: 2009. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Eid et al. 2016] EID, C. ; KOLIOU, E. ; VALLES, M. ; RENESES, J. ; HAKVOORT, R.: Time-based pricing and electricity demand response: Existing barriers and next steps. In: *Utilities Policy* (2016), Nr. 40. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2016.04.001>
- [Etherden et al. 2013] ETHERDEN, N. ; BOLLEN, M. H. J. ; LUNDKVIST, J.: Quantification of ancillary services from a virtual power plant in an existing subtransmission network. In: *IEEE PES ISGT Europe 2013* (2013). <http://dx.doi.org/10.1109/ISGTEurope.2013.6695294>
- [Fernandez et al. 2011] FERNANDEZ, L. P. ; ROMAN, T. Gomez S. ; COSSENT, R. ; DOMINGO, C. M. ; FRIAS, P.: Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26 (2011), Nr. 1, 206–213. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2049133>
- [Fichtner 2005] FICHTNER, W.: *Emissionsrechte, Energie und Produktion: Verknappung der Umweltnutzung und produktionswirtschaftliche Planung*. Berlin : Erich Schmidt, 2005
- [Fraunhofer IWES 2012] FRAUNHOFER IWES: *Landkreis als Vorreiter: Regenerative Modellregion Harz: Abschlussbericht*. http://www.regmodharz.de/fileadmin/user_upload/bilder/Service/Arbeitspakete/RegModHarz_Abschlussbroschuere2012_www.pdf. Version: 2012. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Fraunhofer IWES 2013] FRAUNHOFER IWES: *WISSENSCHAFTLICHE UNTERSTÜTZUNG BEI DER ERSTELLUNG VON FAHRZEUGBEZOGENEN ANALYSEN ZUR NETZINTEGRATION VON ELEKTROFAHRZEUGEN UNTER NUTZUNG ERNEUERBARER ENERGIEN: Endbericht zum Vorhaben BMU - FKZ UM 11 96 107*. http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Forschungsdatenbank/fkz_um_11_96_107_elektromobilitaet_bf.pdf. Version: 2013. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Fraunhofer IWES et al. 2015] FRAUNHOFER IWES ; FRAUNHOFER IBP ; INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG ; STIFTUNG UMWELT-ENERGIERECHT: *INTERAKTION EE - STROM, WÄRME UND VERKEHR:*

- Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung: Endbericht.* http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf. Version: 2015.
– zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Fraunhofer IWES et al. 2014] FRAUNHOFER IWES ; INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT ; RHEINISCH - WESTFÄLISCHE TECHNISCHE HOCHSCHULE AACHEN - FAKULTÄT 6: ELEKTROTECHNIK UND INFORMATIONSTECHNIK ; STIFTUNG UMWELTENERGIERECHT: *ROADMAP SPEICHER: Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung: Endbericht.* http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/14.IWES_Roadmap-Speicher/14_IWES-etal_Roadmap_Speicher_Langfassung.pdf. Version: 2014.
– zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Fraunhofer IWES et al. 2016] FRAUNHOFER IWES ; LICHTBLICK SE ; SMA SOLAR TECHNOLOGY AG ; VOLKSWAGEN AG: *Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen - INEES: Abschlussbericht.* https://lbsflibraries.blob.core.windows.net/sflibs/docs/default-source/schwarminnovationen/inees_abschlussbericht.pdf. Version: 2016. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Gils 2014] GILS, H. C.: Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. In: *Energy* 67 (2014), 1–18. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.019>
- [Grein/Pehnt 2011] GREIN, A. ; PEHNT, M.: Load management for refrigeration systems: Potentials and barriers. In: *Energy Policy* 39 (2011), Nr. 9, 5598–5608. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.040>
- [Gu/Li 2011] GU, Chenghong ; LI, Furong: New development in distribution network pricing for revenue recovery in the Great Britain. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting* (2011). <http://dx.doi.org/10.1109/PES.2011.6039659>
- [Herter et al. 2007] HERTER, K. ; MCAULIFFE, P. ; ROSENFELD, A.: An exploratory analysis of California residential customer response to critical peak pricing of electricity. In: *Energy* 32 (2007), Nr. 1, 25–34. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2006.01.014>

- [Hochloff/Braun 2014] HOCHLOFF, P. ; BRAUN, M.: Optimizing biogas plants with excess power unit and storage capacity in electricity and control reserve markets. In: *Biomass and Bioenergy* 65 (2014), 125–135. <http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2013.12.012>
- [Hoffstede et al. 2015] HOFFSTEDE, U. ; HOCHLOFF, P. ; KIRCHNER, D.: FlexHKW - Heat Power Stations Adapted to Flexible Electricity Production. In: *23rd European Biomass Conference and Exhibition* (2015). <http://dx.doi.org/10.5071/23rdEUBCE2015-5BP.3.2>
- [IBM 2014] IBM: *IBM ILOG CPLEX Optimization Studio CPLEX User's Manual*. http://www.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P_12.6.1/ilg.odms.studio.help/pdf/usrcplex.pdf. Version: Version 12 Release 6, 2014. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [International Energy Agency 2005] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *Variability of Wind Power and Other Renewables: Management Options and Strategies*. http://www.uwig.org/iea_report_on_variability.pdf. Version: 2005. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [International Energy Agency 2015] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *CO₂ Emissions from Fuel Combustion: 2015 edition*. Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), 2015 <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CO2EmissionsTrends.pdf>. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Jargstorf et al. 2015] JARGSTORF, J. ; JONGHE, C. de ; BELMANS, R.: Assessing the reflectivity of residential grid tariffs for a user reaction through photovoltaics and battery storage. In: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 1 (2015), 85–98. <http://dx.doi.org/10.1016/j.segan.2015.01.003>
- [Jargstorf et al. 2013] JARGSTORF, J. ; KESSELS, K. ; BELMANS, R.: Capacity-based grid fees for residential customers. In: *10th International Conference on the European Energy Market (EEM)* (2013). <http://dx.doi.org/10.1109/EEM.2013.6607294>
- [Jentsch 2015] JENTSCH, M.: *Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern: Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem: Dissertation*. Stuttgart : Fraunhofer Verlag, 2015
- [Jost et al. 2014] JOST, D. ; BRAUN, A. ; FRITZ, R.: Sizing control reserves with a new dynamic method considering wind and photovoltaic power forecasts: Influences on the demand for frequency control. In: *13th Wind Integration Workshop* (2014). <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-356522.html>. – zuletzt geprüft am 20.06.2016

- [Khomami/Javidi 2013] KHOMAMI, H. P. ; JAVIDI, M. H.: An efficient home energy management system for automated residential demand response. In: *13th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)* (2013). <http://dx.doi.org/10.1109/EEEIC-2.2013.6737927>
- [Kirschen 2003] KIRSCHEN, D. S.: Demand-side view of electricity markets. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 18 (2003), Nr. 2, 520–527. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2003.810692>
- [Klose et al. 2010] KLOSE, F. ; KOFLUK, M. ; LEHRKE, S. ; RUBNER, H. ; THE BOSTON CONSULTING GROUP (Hrsg.): *Toward a Distributed-Power World: Renewables and Smart Grids Will Reshape the Energy Sector*. http://www.bcg.de/expertise_impact/publications/PublicationDetails.aspx?id=tcm:89-51645. Version: 2010. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Kriegler et al. 2014] KRIEGLER, E. ; WEYANT, J. P. ; BLANFORD, G. J. ; KREY, V. ; CLARKE, L. ; EDMONDS, J. ; FAWCETT, A. ; LUDERER, G. ; RIAHI, K. ; RICHELIS, R. ; ROSE, S. K. ; TAVONI, M. ; VAN VUUREN, D. P.: The role of technology for achieving climate policy objectives: overview of the EMF 27 study on global technology and climate policy strategies. In: *Climatic Change* 123 (2014), Nr. 3-4, 353–367. <http://dx.doi.org/10.1007/s10584-013-0953-7>
- [Li/Tolley 2007] LI, F. ; TOLLEY, D. L.: Long-Run Incremental Cost Pricing Based on Unused Capacity. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 22 (2007), Nr. 4, 1683–1689. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2007.908469>
- [Li et al. 2014] LI, M. ; ORANS, R. ; KAHN-LANG, J. ; WOO, C. K.: Are Residential Customers Price-Responsive to an Inclining Block Rate? Evidence from British Columbia. In: *The Electricity Journal* 27 (2014), Nr. 1, 85–92. <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2013.12.009>
- [Li/Trayer 2012] LI, Y. ; TRAYER, M.: Automated residential demand response: Algorithmic implications of pricing models. In: *2012 IEEE International Conference on Consumer Electronics (ICCE)* (2012), 626–629. <http://dx.doi.org/10.1109/ICCE.2012.6161807>
- [Luthra et al. 2014] LUTHRA, S. ; KUMAR, S. ; KHARB, R. ; ANSARI, M. F. ; SHIMMI, S. L.: Adoption of smart grid technologies: An analysis of interactions among barriers. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33 (2014), 554–565. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.030>
- [Marten et al. 2013] MARTEN, F. ; DIWOLD, K. ; LÖWER, L. ; FAIELLA, L. M. ; HOCHLOFF, P. ; HANSEN, L. H. ; BRAUN, M.: Analysis of a reactive power exchange between distribution and transmission grids. In: *2013 IEEE International*

- Workshop on Intelligent Energy Systems (IWIES)* (2013). <http://dx.doi.org/10.1109/IWIES.2013.6698561>
- [Mohsenian-Rad/Leon-Garcia 2010] MOHSENIAN-RAD, A. H. ; LEON-GARCIA, A.: Optimal Residential Load Control With Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 1 (2010), Nr. 2, 120–133. <http://dx.doi.org/10.1109/TSG.2010.2055903>
- [O’Connell et al. 2014] O’CONNELL, N. ; PINSON, P. ; MADSEN, H. ; O’MALLEY, M.: Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39 (2014), 686–699. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.098>
- [Peik-Herfeh et al. 2013] PEIK-HERFEH, M. ; SEIFI, H. ; SHEIKH-EL-ESLAMI, M. K.: Decision making of a virtual power plant under uncertainties for bidding in a day-ahead market using point estimate method. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 44 (2013), Nr. 1, 88–98. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.07.016>
- [Pruckner/German 2013] PRUCKNER, M. ; GERMAN, R.: A simulation model to analyze the residual load during the extension of highly fluctuating renewables in Bavaria, Germany. In: *2013 Fourth International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)* (2013), 540–545. <http://dx.doi.org/10.1109/PowerEng.2013.6635666>
- [Ramchurn et al. 2011] RAMCHURN, Sarvapali D. ; VYTELINGUM, Perukrishnen ; ROGERS, Alex ; JENNINGS, Nick: Agent-based control for decentralised demand side management in the smart grid. In: *The 10th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems* 1 (2011)
- [Ramsay 2008] RAMSAY, C.: *The virtual power plant: Enabling integration of distributed generation and demand: FENIX Bulletin 2*. http://fenix.iwes.fraunhofer.de/docs/public/2008_02_01_FENIX_bulletin_No_2.pdf. Version: 2008. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [Reiss/White 2005] REISS, P. C. ; WHITE, M. W.: Household Electricity Demand, Revisited. In: *Review of Economic Studies* 72 (2005), Nr. 3, 853–883. <http://dx.doi.org/10.1111/0034-6527.00354>
- [Rhein 2014] RHEIN, B.: *Robuste Optimierung mit Quantilmaßen auf globalen Metamodellen: Dissertation*. Berlin : Logos-Verl., 2014
- [Rodríguez Ortega et al. 2008] RODRÍGUEZ ORTEGA, M. P. ; PÉREZ-ARRIAGA, J. I. ; ABBAD, J. R. ; GONZÁLEZ, J. P.: Distribution network tariffs: A closed question? In: *Energy Policy* 36 (2008), Nr. 5, 1712–1725. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.025>

- [Ruester et al. 2014] RUESTER, S. ; SCHWENEN, S. ; BATLLE, C. ; PÉREZ-ARRIAGA, I.: From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs. In: *Utilities Policy* 31 (2014), 229–237. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2014.03.007>
- [Saft 2014] SAFT: *Intensium Home: Product datasheet*. 2014
- [Schreiber/Hochloff 2012] SCHREIBER, M. ; HOCHLOFF, P.: Reduktion der Anschlussleistung von Netzgebieten durch eine optimierte Selbstversorgung mit erneuerbaren Energien. In: *VDE-Kongress 2012*, 2012
- [Schreiber/Hochloff 2013] SCHREIBER, M. ; HOCHLOFF, P.: Capacity-dependent tariffs and residential energy management for photovoltaic storage systems. In: *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (2013). <http://dx.doi.org/10.1109/PESMG.2013.6672200>
- [Schreiber et al. 2015] SCHREIBER, M. ; WAINSTEIN, M. E. ; HOCHLOFF, P. ; DARGAVILLE, R.: Flexible electricity tariffs: Power and energy price signals designed for a smarter grid. In: *Energy* 93 (2015), 2568–2581. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.067>
- [Schumacher/Würfel 2015] SCHUMACHER, I. ; WÜRFEL, P.: *Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen: Energieeinkauf optimieren, Kosten senken*. Wiesbaden : Springer Gabler, 2015
- [SMA 2014] SMA: *Datasheet: SUNNY ISLAND 6.0H/8.0H FOR OFF-GRID AND ON-GRIDAPPLICATIONS*. 2014
- [Steen et al. 2016] STEEN, D. ; TUAN, L. A. ; CARLSON, O.: Effects of Network Tariffs on Residential Distribution Systems and Price-Responsive Customers Under Hourly Electricity Pricing. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 7 (2016), Nr. 2, 617–626. <http://dx.doi.org/10.1109/TSG.2015.2464789>
- [Sterner/Stadler 2014] STERNER, M. ; STADLER, I.: *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer Berlin Heidelberg, 2014
- [Suhl/Mellouli 2009] SUHL, L. ; MELLOULI, T.: *Optimierungssysteme: Modelle, Verfahren, Software, Anwendungen*. 2., überarb. Aufl. Dordrecht : Springer, 2009
- [Umweltbundesamt (Hrsg.) 2014] UMWELTBUNDESAMT (HRSG.): *Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 auf Basis in Europa großtechnisch leicht erschließbarer Potentiale: Analyse und Bewertung anhand von Studien*. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_27_2014_vollstaendig_auf_erneuerbare_energien_basierende_stromversorgung_deutschlands.pdf. Version: 2014. – zuletzt geprüft am 20.06.2016

- [U.S. Department of Energy 2006] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY: Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them: A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1253 of the Energy Policy Act of 2005. (2006). http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [van Pruissen et al. 2015] VAN PRUISSSEN, O. ; KOK, K. ; ALSO, E.: Simultaneous imbalance reduction and peak shaving using a field operational Virtual Power Plant with heat pumps. In: *The 23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED* (2015). http://cired.net/publications/cired2015/papers/CIRED2015_1258_final.pdf. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [vom Wege 2013] VOM WEGE, J.-H.: Abschied vom Standardlastprofil? – Einführung der Zählerstandsgangbilanzierung. In: *SIV.NEWS* (2013), 22–23. <https://www.siv.de/epaper/2013-3/page22.html#/0>. – zuletzt geprüft am 20.06.2016
- [von Oehsen 2012] VON OEHSEN, A.: *Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland*, Universität Kassel, Dissertation, 2012
- [Waue 2007] WAUE, V.: *Entwicklung von Software zur Lösung von gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodellen mit einem Branch-and-Cut-Ansatz*, Freie Universität Berlin, Dissertation, 2007
- [Wawer 2007] WAWER, T.: *Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten deutschen Strommarkt*, Universität Münster, Dissertation, 2007
- [Zamani et al. 2016] ZAMANI, A. G. ; ZAKARIAZADEH, A. ; JADID, S.: Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based virtual power plant. In: *Applied Energy* 169 (2016), 324–340. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.011>
- [Zhao et al. 2013] ZHAO, Z. ; LEE, W. C. ; SHIN, Y. ; SONG, K. B.: An Optimal Power Scheduling Method for Demand Response in Home Energy Management System. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 4 (2013), Nr. 3, 1391–1400. <http://dx.doi.org/10.1109/TSG.2013.2251018>
- [Zimmermann/Stache 2001] ZIMMERMANN, W. ; STACHE, U.: *Operations Research: Quantitative Methoden zur Entscheidungsvorbereitung*. 10. De Gruyter Oldenbourg, 2001

Rechtsnormenverzeichnis

BR Drs. 543/15: Drucksache des deutschen Bundesrates vom 06.11.2015; Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 10 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist

EnWG: Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 19. Februar 2016 (BGBl. I S. 254) geändert worden ist

MessZV: Messzugangsverordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist

StromNZV: Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist

A Anhang

A.1 Spotmarktoptimierung unter einschränkenden Nebenbedingungen

In Abbildung A.1 werden die JDL der Netzentnahmeleistung, die mit der mittleren Leistung des Szenarios skalierten JDL der Netzentnahmeleistung sowie die Höhe von $\varnothing C^{strom}$ für die Szenarien $[T_{RTP,PC5}, H_{unflex}]$, $[T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{basis}]$ und $[T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ dargestellt.

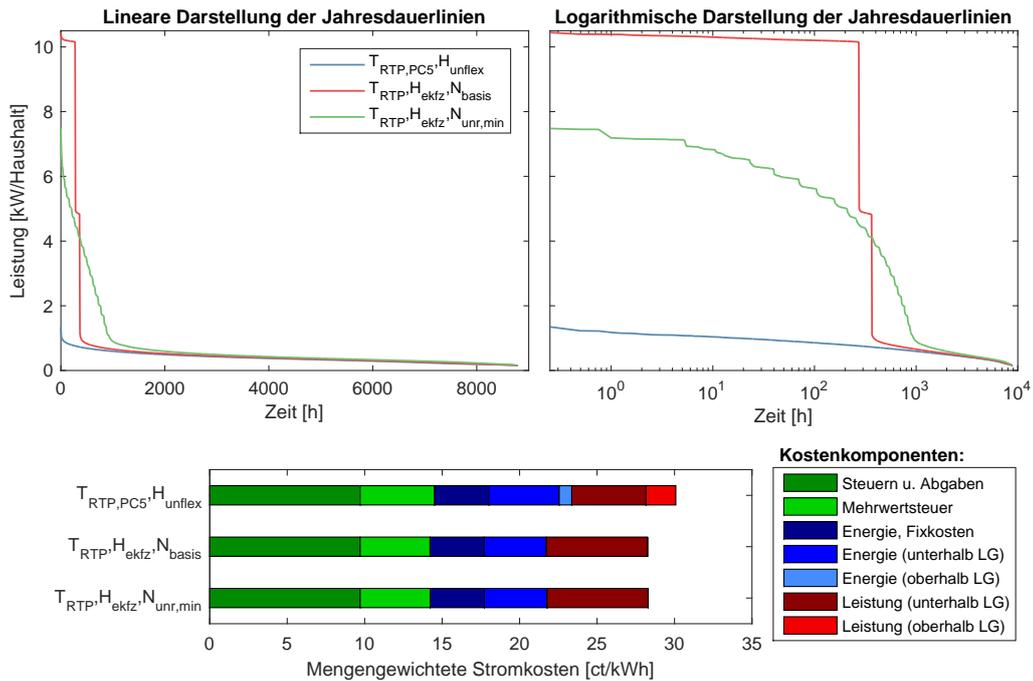


Abbildung A.1: Mittlere und skalierte Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung (oben) sowie mengengewichtete Stromkosten (unten). **Szenarien der Abb.:**

$[T_{RTP,PC5}, H_{unflex}]$: Variabler Stromtarif, ausschließlich unsteuerbarer Verbrauch;

$[T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{basis}]$: Spotmarkt-Optimierung, EKFZ, tägliche Verfügbarkeit;

$[T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$: Spotmarkt-Optimierung, EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW ;

Die Höhe von $\varnothing P^{max}$ reduziert sich von $10,45\text{ kW}$ bei $[T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{basis}]$ auf $7,48\text{ kW}$ bei $[T_{RTP}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$. Obwohl der Energiebedarf bei $N_{unr,min}$ in man-

chen Nächten deutlich über dem von N_{basis} liegt, wirkt sich die unregelmäßige Verfügbarkeit der EKFZ glättend auf die Netzentnahme aus. Die Ursache hierfür ist, dass unter $N_{unr,min}$ einerseits nicht alle EKFZ in einer Nacht zu Verfügung stehen und andererseits die Ladephase der EKFZ mit einem hohen Energiebedarf durch die maximale Ladeleistung von 10 kW über einen längeren Zeitraum verteilt wird.

A.2 Energiemanagement unter PC_2

In Abbildung A.2 werden die JDL der Netzentnahmeleistung und die mit der mittleren Leistung des Szenarios skalierten JDL der Netzentnahmeleistung für die Szenarien $[T_{BAU}, H_{unflex}]$ und $[T_{RTP,PC_2}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ dargestellt.

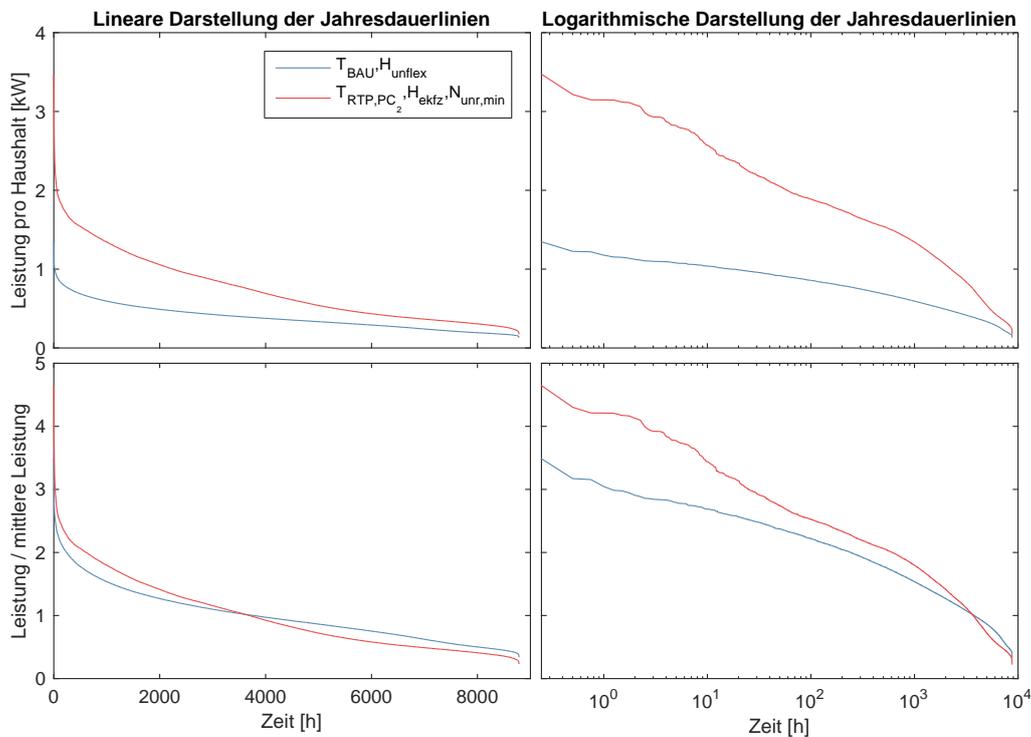


Abbildung A.2: Mittlere und skalierte Jahresdauerlinien der Netzentnahmeleistung. **Szenarien der Abb.:**

$[T_{BAU}, H_{unflex}]$: Herkömmlicher Tarif, ausschließlich unsteuerbarer Verbrauch;

$[T_{RTP,PC_2}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$: Variabler Energiepreis und Leistungspreiskomponente PC_2 , EKFZ, unregelmäßige Verfügbarkeit und minimale Ladeleistung von 2 kW ;

Die Höhe von $\varnothing P^{max}$ steigt bei $[T_{RTP,PC_2}, H_{ekfz}, N_{unr,min}]$ um 158% gegenüber $[T_{BAU}, H_{unflex}]$, wodurch sich $\varnothing P^{max}$ im Verhältnis zur mittleren Netzentnahmeleistung um 33% erhöht. Werden linear mit $\varnothing P^{max}$ steigende Netzkosten unterstellt, so erhöhen sich diese ebenso um 33% pro kWh .

A.3 Leistungsgrenzen der Haushalte und Dimensionierung der PV-Anlagen

Die Tabelle A.1 zeigt den gemessenen Jahresenergieverbrauch der Haushalte, den simulierten Verbrauch der EKFZ sowie die Summe beider Werte. Zudem ist in der Tabelle die Höhe der Leistungsgrenzen zusammengestellt, die gemäß der Vorschrift aus Kapitel 3.1.2 berechnet wird.

Tabelle A.1: Energieverbrauch und Leistungsgrenzen der Haushalte

Haushalt	Energieverbrauch [kWh/a]			Leistungsgrenze [kW]	
	Unsteuerbar	EKFZ	Gesamt	Regulär	Schwachlastz.
1	4.061	3.163	7.224	1,48	2,97
2	2.930	3.163	6.093	1,25	2,50
3	2.267	3.163	5.431	1,12	2,23
4	2.521	3.163	5.684	1,17	2,34
5	3.537	3.163	6.700	1,38	2,75
6	3.620	3.163	6.783	1,39	2,79
7	4.312	3.163	7.475	1,54	3,07
8	4.252	3.163	7.415	1,52	3,05
9	3.981	3.163	7.144	1,47	2,94
10	3.121	3.163	6.285	1,29	2,58
11	4.832	3.163	7.995	1,64	3,29
12	4.396	3.163	7.560	1,55	3,11
13	5.334	3.163	8.498	1,75	3,49
14	1.572	3.163	4.735	0,97	2,20
15	2.274	3.163	5.437	1,12	2,23
16	3.410	3.163	6.573	1,35	2,70
17	5.909	3.163	9.073	1,86	3,73
18	3.386	3.163	6.549	1,35	2,69
19	2.524	3.163	5.687	1,17	2,34
20	5.859	3.163	9.022	1,85	3,71
21	3.297	3.163	6.460	1,33	2,65
22	2.766	3.163	5.929	1,22	2,44
23	2.522	3.163	5.685	1,17	2,34
24	3.500	3.163	6.663	1,37	2,74
25	3.073	3.163	6.236	1,28	2,56
26	2.210	3.163	5.374	1,10	2,21
27	3.687	3.163	6.851	1,41	2,82
28	1.805	3.163	4.969	1,02	2,20
29	5.323	3.163	8.487	1,74	3,49
30	2.074	3.163	5.237	1,08	2,20
31	1.782	3.163	4.946	1,02	2,20
32	3.595	3.163	6.759	1,39	2,78
33	2.251	3.163	5.415	1,11	2,23
Mittelwert	3.393	3.163	6.557	1,35	2,71
Summe	111.984	104.390	216.374	44,46	89,55

Die Tabelle A.2 zeigt die Ausrichtung, installierte Leistung und Jahresenergieerzeugung der simulierten PV-Anlagen. Die getroffenen Annahmen sind in Kapitel 3.5.2.2 beschrieben.

Tabelle A.2: Installierte Leistung, Ausrichtung und Jahresenergieerzeugung der PV-Anlagen

Haushalt	Installierte Leistung [kW]		Ausrichtung	Energieerzeugung [kWh/a]	
	<i>pv</i> ↓	<i>pv</i> ↑		<i>pv</i> ↓	<i>pv</i> ↑
1	2,63	6,80	S	2.705	6.925
2	3,86	7,70	O-W	2.930	5.846
3	2,99	6,80	O-W	2.267	5.163
4	3,27	5,30	S	3.324	5.371
5	4,58	6,30	S	4.670	6.396
6	3,52	6,30	S	3.602	6.408
7	5,59	7,00	S	5.704	7.146
8	3,73	9,40	O-W	2.835	7.137
9	5,24	9,00	O-W	3.981	6.833
10	3,03	5,90	S	3.105	6.002
11	8,49	10,20	O-W	6.442	7.744
12	5,70	7,10	S	5.823	7.238
13	3,46	8,00	S	3.545	8.153
14	1,02	4,30	S	1.047	4.356
15	2,99	6,80	O-W	2.274	5.163
16	2,21	6,10	S	2.266	6.213
17	5,74	8,60	S	5.903	8.810
18	5,95	8,30	O-W	4.515	6.302
19	2,22	7,10	O-W	1.682	5.391
20	5,69	8,50	S	5.846	8.706
21	4,27	6,00	S	4.366	6.130
22	4,86	7,40	O-W	3.688	5.618
23	2,21	7,10	O-W	1.681	5.391
24	2,27	6,20	S	2.320	6.318
25	2,99	5,80	S	3.053	5.880
26	2,91	6,70	O-W	2.211	5.087
27	4,78	6,40	S	4.872	6.519
28	1,17	4,60	S	1.199	4.661
29	3,45	8,00	S	3.535	8.138
30	2,02	4,80	S	2.054	4.843
31	1,15	4,50	S	1.174	4.524
32	4,66	6,30	S	4.772	6.420
33	2,92	5,00	S	2.992	5.096
Mittelwert	3,68	6,80		3.406	6.240

Die Auswirkungen verschiedener Designs von Stromtarifen werden untersucht, durch die Haushaltskunden die Höhe ihres Energieverbrauchs an der Höhe der Marktpreise ausrichten sollen, ohne dabei extreme Netzentnahmespitzen zu verursachen. Dazu werden Stromtarife aus zeitvariablen Energiepreisen und leistungsabhängigen Preisbestandteilen kombiniert und durch Zielfunktionen in einer Einsatzoptimierung abgebildet. Das kostenminimierende Energiemanagement wird unter den variablen Stromtarifen bestimmt, die Auswirkungen bewertet und mit denen einer zentralen Optimierung durch ein virtuelles Kraftwerk verglichen.

Das Design eines geeigneten Stromtarifs kann entwickelt und dabei die Schwachstellen der anderen Tarifdesigns aufgezeigt werden. Die Robustheit des Energiemanagements unter dem vorgeschlagenen Stromtarif wird bei veränderten Randbedingungen der Optimierung untersucht. Dabei zeigt sich, dass der Ansatz des variablen Stromtarifs ein ähnlich gutes Ergebnis hervorruft, wie das der zentralen Optimierung, solange nicht sämtliche Kunden gleichzeitig über eine hohe Flexibilität verfügen und die Netzkapazitäten nicht zu stark beschränkt werden.

ISBN 978-3-8396-1182-1

