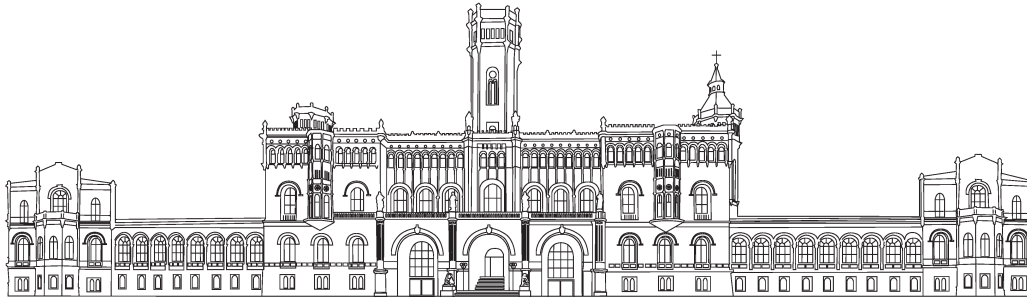




Institut für Elektrische Energiesysteme
Fachgebiet Elektrische Energiespeichersysteme
Prof. Dr.-Ing. Richard Hanke-Rauschenbach



Leibniz
Universität
Hannover



LEIBNIZ UNIVERSITÄT HANNOVER
INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ENERGIESYSTEME
FACHGEBIET ELEKTRISCHE ENERGIESPEICHERSYSTEME

Analyse von Modellen zur unifizierten Abbildung der operationalen Flexibilität unterschiedlicher Anlagentypen in Energiesystemen

Masterarbeit

vorgelegt von

Jonathan Brandt

Erstprüfer: Prof. Dr.-Ing. Richard Hanke-Rauschenbach
Zweitprüferin: Prof. Dr.-Ing. Astrid Nieße
Betreuer: Stephan Ferenz, M.Sc.

Hannover, den 14. Mai 2021

Zusammenfassung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien prägt die weltweit fortschreitende Transformation moderner Energieversorgungssysteme. Gemeinsam mit der Zunahme an elektrischen Verbrauchern, wie Wärmepumpen und Elektroautos, führt die fluktuierende Einspeisung der Erneuerbaren zu einem steigenden Bedarf an flexibel einsetzbaren Anlagen, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch in Energieversorgungsnetzen halten zu können. Neben ihrem Beitrag zur Systemstabilität eröffnet die Nutzung von Flexibilität in Energiesystemen Möglichkeiten, die Effizienz der Energieversorgung zu steigern, Treibhausgasemissionen zu reduzieren und dezentrale Akteure in die Wertschöpfungsprozesse des Energiehandels einzubinden.

In der vorliegenden Masterarbeit werden unterschiedliche Konzepte zur Flexibilitätsmodellierung von Anlagen in Energiesystemen analysiert. Dabei wird untersucht, welche Vor- und Nachteile sich für die modellierten Flexibilitäten und deren Eignung zur Aggregation aus der Herangehensweise der unterschiedlichen Modellierungsansätze ergeben.

Auf Basis einer Bewertungsmetrik werden vorgestellte Konzepte bezüglich deren Eignung zur unifizierten Abbildung von Anlagenflexibilität und zur Nachimplementierung beurteilt. In diesem Zuge wird die Wichtigkeit von vollständiger mathematischer Dokumentation und frei zugänglichem Quellcode für die Nachvollziehbarkeit und Reproduktion von Modellierungsergebnissen deutlich.

Die Ergebnisse der Simulation ausgewählter Konzepte unterstreichen die Heterogenität der Vielzahl an Modellierungsansätzen, die aus den verschiedenen Interpretationen von Flexibilität in der wissenschaftlichen Literatur hervorgehen. Es wird gezeigt, dass mit aufwändigen und weniger aufwändigen Ansätzen unterschiedliche Flexibilitätspotentiale identifiziert werden können. Nur durch deren Kombination lässt sich das volle Flexibilitätsspektrum unterschiedlicher Anlagentypen ermitteln.

Des Weiteren wird einerseits deutlich, dass ein gesteigerter Implementierungsaufwand die Abbildung komplexer Anlageneigenschaften ermöglicht und die Aggregationseignung der modellierten Flexibilitäten erhöhen kann. Andererseits führt ein aufwändigeres Modell nicht zwangsläufig zur Ermittlung größerer Flexibilitätspotentiale. Deshalb sollte ein Modell zur Abbildung der Flexibilität einer Anlage entsprechend der Komplexität der anlagenspezifischen Eigenschaften und Rahmenbedingungen gewählt werden.

Abstract

The worldwide changes in modern energy supply systems are being shaped by the rapid proliferation of renewable energy sources. The fluctuating character of these renewables and the increase of electrical consumption devices, like heat pumps and electric vehicles, has led to a growing demand for flexibility to maintain the balance between generation and consumption in energy supply networks. Besides its system relevant significance, flexibility in energy systems and its utilization provide several opportunities to increase energy supply efficiency, decrease greenhouse gas emissions and enable new decentralized players to participate in energy trading. This thesis analyzes different concepts for flexibility modelling power devices in energy systems, including an evaluation of the advantages and disadvantages of the modelled flexibilities and an assessment of their suitability for aggregation.

An evaluation metric was developed to rate different modelling concepts regarding their ability to map the flexibility of power devices and their suitability for reimplementation. The evaluation demonstrates the importance of open source code and complete mathematical documentation to fully understand and reproduce modelling results.

The simulation of selected flexibility models described within this thesis highlights the heterogeneity of modelling concepts that derive from the various interpretations of flexibility in the scientific literature. Due to the varying complexity of these modelling approaches, different flexibility potentials were identified, necessitating a combination of approaches to capture the entire spectrum of the flexibility of different power devices.

Furthermore, the results indicate that a high implementation effort allows the mapping of complex properties of power devices and can lead to a better suitability for aggregation of the modelled flexibilities. Additionally, it is demonstrated that a complex model does not necessarily lead to the discovery of higher flexibility potentials. Therefore, it is recommended to choose a flexibility model depending on the modelling complexity that is required to map the properties of a power device and its environmental constraints.

Inhaltsverzeichnis

Akronyme	xi
Symbole	xiii
1 Einleitung	1
1.1 Flexibilität in modernen Energiesystemen	1
1.1.1 Flexibilisierung von Verbrauchern	2
1.1.2 Flexibilität in Smart Grids	3
1.1.3 Flexibilität in Multienergiesystemen	3
1.2 Ziel dieser Arbeit	4
2 Flexibilitätsmodelle	7
2.1 „Flexibility trinity“ (Ulbig und Andersson, 2012)	8
2.2 „Distributed Multienergy Systems“ (Chicco et al., 2020)	12
2.3 Flexibilität aus Fahrplanräumen durch Maschinelles Lernen von Bremer (2015)	14
2.4 „OpenTUMFlex“ von Zadé et al. (2020a)	19
2.5 „FlexOffers“ (Siksnys et al., 2019) in zellulären Energiesystemen	23
2.6 „Buckets, Batteries and Bakeries“ (Petersen et al., 2013a)	26
2.7 „Demand Side Flexibility in Smart Grids“ (Barth et al., 2018)	29
3 Bewertung der Flexibilitätsmodelle	33
3.1 Aufbau der Bewertungsmetrik	33
3.1.1 Anlagenvielfalt	34
3.1.2 Technische Kriterien	35
3.1.3 Zeitliche Kriterien	35
3.1.4 Umsetzbarkeit und Verständlichkeit	36
3.1.5 Aggregation	36
3.2 Bewertungsschema	37
3.3 Bewertungsergebnisse	38
3.4 Zwischenfazit und Diskussion	42
4 Implementierung	45
4.1 „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodell von Zadé et al. (2020a)	45
4.2 Flexibilitätsmodell nach Ulbig und Andersson (2012)	46
4.3 FO- und DFO-Modellierung nach Neupane et al. (2017) respektive Siksnys und Pedersen (2016)	47
4.4 Flexibilitätsaggregation mit Hilfe des „FreqMatch-Market“	49

5	Simulation	51
5.1	Simulationsparameter Photovoltaikanlage	51
5.2	Simulationsparameter Blockheizkraftwerk	52
5.3	Simulationsparameter Wärmepumpe	53
5.4	Simulationsparameter Wärmespeicher	54
5.5	Simulationsparameter Elektroauto	54
5.6	Simulationsparameter Batteriespeicher	54
5.7	Simulationsparameter Aggregation	55
6	Simulationsergebnisse	57
6.1	„OpenTUMFlex“- Flexibilitätsmodellierung nach Zadé et al. (2020a)	57
6.1.1	Photovoltaikanlage	58
6.1.2	Blockheizkraftwerk	59
6.1.3	Wärmepumpe	61
6.1.4	Elektroauto	63
6.1.5	Batteriespeicher	65
6.2	Flexibilitätsmodellierung nach Ulbig und Andersson (2012)	67
6.2.1	Photovoltaikanlage	67
6.2.2	Blockheizkraftwerk	69
6.2.3	Wärmepumpe	69
6.2.4	Elektroauto	70
6.2.5	Batteriespeicher	71
6.3	FO-Modellierung nach Neupane et al. (2017)	72
6.3.1	Wärmepumpe	72
6.3.2	Elektroauto	74
6.4	DFO-Modellierung nach Siksnyš und Pedersen (2016)	76
6.4.1	Wärmepumpe	77
6.4.2	Elektroauto	78
6.5	Kennzahlen	81
6.5.1	Kennzahlvergleich Photovoltaikanlage	82
6.5.2	Kennzahlvergleich Blockheizkraftwerk	82
6.5.3	Kennzahlvergleich Wärmepumpe	83
6.5.4	Kennzahlvergleich Elektroauto	84
6.5.5	Kennzahlvergleich Batteriespeicher	84
6.6	Flexibilitätsaggregation	85

7 Diskussion	91
7.1 Stochastische Anlagen	91
7.2 Anlagen mit Speicherfunktion	91
7.3 Wärmeanlagen	93
7.4 Aggregation und Kennzahlbewertung	94
7.5 Umsetzbarkeit und Implementierungsaufwand	96
8 Fazit und Ausblick	99
A Anhang	101
A.1 Bewertungsmetrik und Bewertungsergebnisse	101
A.2 Leistungsgleichungen	103
A.3 Simulationsparameter	105
A.4 Kennzahlen	110
Abbildungsverzeichnis	113
Tabellenverzeichnis	117
Literaturverzeichnis	119

Akronyme

DFO	„Dependency-based FlexOffer“
DMES	„Verteilten Multienergiesystemen“ (engl. „Distributed Multienergy Systems“)
EZS	Erzeugerzählpeilsystem
FMTS	„System zur Modellierung, zum Management und zum Handel mit Flexibilität“ (engl. „Flexibility Modeling, Management, and Trading System“)
FO	„FlexOffer“
SVDD	Supportvektor Data Description

Symbole

Abschnitt 2.1

lateinisch

C_i	Speicherkapazität des Leistungsknotens i
$u_{\text{gen},i}$	Netzseitige Entladeleistung des Leistungsknotens i
$u_{\text{load},i}$	Netzseitige Ladeleistung des Leistungsknotens i
w_i	Netzferne Verlustleistung des Leistungsknotens i
\dot{x}_i	Änderung des normierten Ladegrades des Leistungsknotens i

griechisch

ϵ	Verfügbare Energiemenge
$\eta_{\text{gen},i}$	Wirkungsgrad für die netzseitige Entladung des Leistungsknotens i
$\eta_{\text{load},i}$	Wirkungsgrad für die netzseitige Ladung des Leistungsknotens i
v_i	Speicherverluste des Leistungsknotens i
π	Verfügbare Leistung
$\pi_i^\pm(k)$	Zulässige positive und negative Leistungsabweichungen des Leistungsknotens i zum Zeitpunkt k
ρ	Verfügbare Leistungssteigerung
ξ_i	Netzferne Leistungen des Leistungsknotens i

Abschnitt 2.2

lateinisch

$\dot{\mathbf{e}}$	Array mit dem sich ändernden Ladegrad eines Energieknotenpunkts
\mathbf{H}	Effizienz-Matrix eines Energieknotenpunkts
\mathbf{S}	Speicherkoppelmatrix eines Energieknotenpunkts
$\mathbf{v}_d^{(c)}$	Array mit der abgeworfenen Last eines Energieknotenpunkts

$\mathbf{v}_o^{(c)}$	Array mit der abgeregelten Energieabfuhr aus einem Energieknotenpunkt
\mathbf{v}_{RES}	Array mit der lokal erzeugten erneuerbaren Energie eines Energieknotenpunkts
\mathbf{v}_d	Array mit dem internen Energiebedarf eines Energieknotenpunkts
$\Delta v_{i,k}$	Zulässige Änderung der zugeführten Energiemenge des Energieträger k des Energieknotenpunkts i
\mathbf{v}_i	Array der zugeführten Energieträger eines Energieknotenpunkts
\mathbf{v}_o	Array der abgeführten Energieträger eines Energieknotenpunkts
\mathbf{w}	Array mit den erzwungenen Netto-Verlusten eines Energieknotenpunkts
\mathbf{x}	Array aller Kontrollvariablen eines Energieknotenpunkts
<i>griechisch</i>	
ϕ	Flexibilitätsarray eines Energieknotenpunkts
ξ	Array mit dem internen Netto-Energiebedarf eines Energieknotenpunkts

Abschnitt 2.3

H	Featureraum
S	Hypersphäre
X	Fahrplanraum

Abschnitt 2.4

$E_{\text{Batt, Flex}, i}$	Energieinhalt der Batterie zum Zeitpunkt i
$E_{\text{Batt, final}}$	Festgelegter Energieinhalt der Batterie zum Ende des Simulationszeitraums
$E_{\text{flex}, i}$	Energiemengenflexibilität zum Zeitpunkt i
$E_{\text{Batt, dis, load}, j}$	Ausgleichsenergiemenge der Batterie zum Zeitpunkt j
$P_{\text{Batt, ch, grid}, i}$	Geplante Ladeleistung der Batterie zum Zeitpunkt i
$P_{\text{Batt, max}}$	Maximale Batterieleistung
$P_{\text{Flex}, i}$	Flexible Leistung zum Zeitpunkt i

$t_{Flex,i}$ Angebotszeitraum eines Flexibilitätsangebots zum Zeitpunkt i

Abschnitt 2.5

$af(f)$ Energiemengen-Flexibilität des „FlexOffer“ f

d Anzahl der Scheiben eines „FlexOffer“

e_{\max}^i, e_{\min}^i Obere und untere Energieschranke eines „FlexOffer“ zum Zeitpunkt i

f „FlexOffer“-Tupel

p Energieprofil einer Anlagenoperation

p_{ds} Geplantes Energieprofil einer Anlagenoperation

s_i Scheibe eines „FlexOffer“ zum Zeitpunkt i

t_{ds} Geplanter Startzeitpunkt einer Anlagenoperation

t_{es} Frühester Startzeitpunkt eines „FlexOffer“

t_{es} Spätester Startzeitpunkt eines „FlexOffer“

$tf(f)$ Startzeit-Flexibilität des „FlexOffer“ f

Abschnitt 2.6

\bar{E}_i Obere Energiegrenze, Zielladegrad

\underline{E}_i Untere Energiegrenze

$T_{\text{end},i}$ Deadline zur Erreichung eines Zielladegrades

$T_{\text{run},i}$ Laufzeit eines Batch-Prozesses

Abschnitt 2.7

lateinisch

D_i Deadline der Aufgabe i

$L_{i,j}$ Minimaler Zeitabstand zwischen den Aufgaben i und j

M_i Koeffizientenarray für die Erfüllung von Aufgabe i

$m_{i,j}$ Binäre Variable die aussagt, ob Aufgabe i im Modus j ausgeführt wird

m_i	Anzahl der Modi in denen Aufgabe i ausgeführt werden kann
P_i	Prozessleistung der Aufgabe i
\tilde{P}_i	Basisleistung der Aufgabe i
$R_j(t)$	Hochlaufleistung der Aufgabe j zum Zeitpunkt t
$s_j(t + \lambda)$	Binäre Hilfsvariable, die aussagt, ob Aufgabe j zum Zeitpunkt $t + \lambda$ startet
T_i	Laufzeit von Aufgabe i
\tilde{T}_i	Basislaufzeit der Aufgabe i

griechisch

η_k	Abschlusszeitpunkt vorangegangener Aufgaben
Λ_j	Anzahl der maximal notwendigen Hochfahrsschritte der Aufgabe j
$\mu_{j,\lambda}$	Leistungsbedarf der Aufgabe j zum λ ten Zeitschritt des Hochfahrprozesses
$\tilde{\Phi}_{i,j}$	Zeitkoeffizient der Aufgabe i im Modus j
$\tilde{\Psi}_i$	Leistungskoeffizient der Aufgabe i
$\rho_{j,\lambda}$	Binäre Hilfsvariable im Hochfahrprozess der Aufgabe j
σ_i	Startzeitpunkt Aufgabe i
$\tau_{k,i}$	Verlustfaktor zwischen Aufgabe i und vorangegangenen Aufgaben

Abschnitt 3.2

$\bar{z}_{m,k}$	Arithmetisches Mittel der Maßzahlen des Modells m in der Kategorie k
z_i	Maßzahl i

Abschnitt 5.1 bis Abschnitt 5.6

P_{\max}	Maximale Leistung
S_{ein}	Sonneneinstrahlung
$T_{\text{auß}}$	Außentemperatur
T_{ber}	Bereitstellungstemperatur

Abschnitt 6.4

d	Vorher aufgenommene Energiemenge
e_{max}	Maximal aufnehmbare Energiemenge
e_{min}	Minimal aufnehmbare Energiemenge

Abschnitt 6.5

$D_{flexMAX}$	Längste Verfügbarkeitsdauer einer Flexibilität in Zeitschritten à 15 Minuten
$E_{flexMAX}$	Maximale flexible Energiemenge in kWh
$N_{flexsteps}$	Anzahl der Zeitschritte mit flexibler Leistung
$P_{flexMAX}$	Maximale flexible Leistung in kW

1 Einleitung

Weltweit ist in den vergangenen Jahren ein zunehmender Wandel von klassischen, auf fossilen Brennstoffen basierenden, Energieversorgungssystemen hin zu modernen, auf Nachhaltigkeit und Effizienz ausgerichteten, Energieversorgungssystemen zu beobachten (Schott et al., 2019). Ein elementarer Bestandteil dieses Wandlungsprozesses ist die steigende Integration von erneuerbaren Energiequellen (Schott et al., 2019). Motor dieser Entwicklung ist, neben der Dekarbonisierung des Energiesektors zur Senkung der Treibhausgasemissionen, die zunehmende Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Erzeugungstechnologien (Papaefthymiou und Dragoon, 2016). Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik ist für den Großteil des weltweiten Zuwachses an Erneuerbaren verantwortlich (IEA, 2020a). Sie stellen 2020, wie in den vorangegangenen Jahren, den am stärksten wachsenden Zweig in der Erzeugung von elektrischer Energie dar (IEA, 2020b). Neben den umwelttechnischen Chancen bringt die steigende Einbindung von erneuerbaren Erzeugern in bestehende elektrische Energiesysteme sicherheitsrelevante Herausforderungen mit sich (Chicco et al., 2020).

1.1 Flexibilität in modernen Energiesystemen

Nach Mancarella et al. (2017) kann die Flexibilität eines Energieversorgungssystems als dessen Fähigkeit verstanden werden, durch ökonomische Nutzung und Steuerung von kontrollierbaren Anlagen, räumlich und zeitlich konstant ein stabiles Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch bereitzustellen. Die Abhängigkeit der Einspeisung Erneuerbarer von der Volatilität von Wind und Sonne führt zu zunehmenden Schwierigkeiten, diese Balance in elektrischen Energieversorgungsnetzen zu halten (Petersen et al., 2013a). Zum Ausgleich der sich ergebenden Schwankungen muss zu jedem Zeitpunkt im System ausreichend operationale Flexibilität abrufbar sein, deren Bedarf mit dem fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren in den kommenden Jahren weiter steigen wird (Papaefthymiou et al., 2018). Zusätzlich führt die geplante Dekarbonisierung des Energiesektors in Europa zum Rückbau konventioneller, emissionsreicher Kraftwerke, die bisher für die Bereitstellung von Flexibilität genutzt wurden. Dadurch verstärkt sich zusätzlich der Bedarf an Flexibilität in europäischen Energieversorgungssystemen (Schott et al., 2019; Europäische Kommission, 2019). Für das deutsche Energieversorgungssystem gewinnt die Thematik durch die bereits beschlossenen Ausstiege aus der Kernkraft und Kohleverstromung bis 2022 respektive 2038 zusätzlich an Brisanz (BMU, 2020; Deutscher Bundestag, 2020). Papaefthymiou et al. (2018) beschreiben eine „Flexibilitätslücke“ (engl. „flexibility gap“) in zunehmend durch Erneuerbare geprägten Energieversorgungssystemen (Siehe Abbildung 1.1), die durch die erläuterten Entwicklungen entsteht. Um diese „Flexibilitätslücke“ zu schließen und damit auch in zukünftigen Energiesystemen Versorgungssicherheit ermöglichen

zu können, müssen neue Formen von Flexibilität in Erzeugung, in Verbrauch, durch Energiespeicherung und durch einen effizienten Ausbau von Energieversorgungsnetzen gefunden und geschaffen werden (Papaefthymiou et al., 2018; Schott et al., 2019).

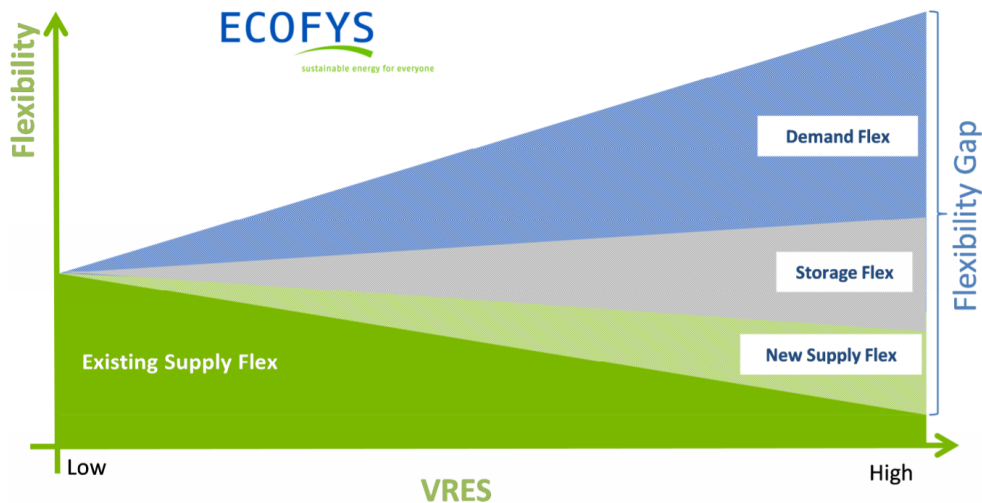


Abbildung 1.1: Die Flexibilitätslücke, die sich durch die Transformation moderner Energieversorgungssysteme auftut (Papaefthymiou et al., 2014).

1.1.1 Flexibilisierung von Verbrauchern

Aufgrund der hohen Kosten für Energiespeichersysteme und Netzausbau ist es aus ökonomischer Sicht naheliegend, durch den Einsatz flexibler Lasten auf die zunehmende volatile Einspeisung durch Erneuerbare zu reagieren (Schott et al., 2019). Flexibilität von Verbraucherseite kann dabei als Fähigkeit eines Konsumenten beschrieben werden, von einem geplanten Lastprofil abzuweichen (Schott et al., 2019). Wird diese Abweichung durch äußere Faktoren wie Strompreissignale angeregt, spricht man von „Demand Response“ (Barth et al., 2018). Im Unterschied dazu beschreibt „Demand Side Management“ die optimierte Koordination von Lasten innerhalb eines flexiblen Anlagenverbunds zur Schaffung von Flexibilitäten oder zur Erfüllung eines Lastprofils (Barth et al., 2018). Im industriellen Sektor, auf den ein großer Teil der weltweit konsumierten elektrischen Energie abfällt, sehen Schott et al. (2019) ein großes unausgeschöpftes Potential an „Demand Response“-Flexibilitäten. Es kann durch intelligentes „Demand Side Management“ innerhalb der industriellen Betriebe verfügbar gemacht werden und zur Füllung der „Flexibilitätslücke“ beitragen (Schott et al., 2019). Die fortschreitende Digitalisierung des Energiesektors und die Entstehung von Smart Grids sorgt für die zur intelligenten Steuerung und Koordination der Verbraucher-Flexibilitäten notwendige Informations- und Kommunikati-

onsinfrastruktur (Schott et al., 2019).

1.1.2 Flexibilität in Smart Grids

Eine weitere Möglichkeit, einen Beitrag zur Lösung des Balance Problems zwischen Erzeugung und Verbrauch zu leisten, ist die Mobilisierung der Flexibilität unterschiedlicher kleiner Anlagen in Smart Grids (Petersen et al., 2013b).

Durch Bündelung von Erzeugern, Lasten und Speichern innerhalb eines Virtuellen Kraftwerks eröffnet sich eine neue Dimension von Flexibilität in modernen Energieversorgungssystemen (Pepiciello et al., 2019). Mit der zielgerichteten Koordination der Kapazitäten werden neben systemstabilisierenden Interessen auch ökonomische Interessen wie der Eintritt in Energiemärkte verfolgt (Nieße, 2015; Abarrategui et al., 2010). Dabei wird die informationstechnische Aggregation der Anlagen mit Hilfe von optimierter Betriebsplanung so geführt, dass ein Verbund aus kleinen Anlagen wie ein Kraftwerk vermarktet werden kann (Nieße, 2015). Diese technische Fähigkeit des Virtuellen Kraftwerks, den Energieaustausch mit dem angeschlossenen Netz nach Interesse zu regulieren, kann als dessen Flexibilität verstanden werden (Ulbig und Andersson, 2015).

Die notwendige informationstechnische Vernetzung der Anlagen in einem Smart Grid lässt sich als Grundvoraussetzung auf zellulär organisierte Energiesysteme übertragen. Die Umstrukturierung klassischer Energieversorgungssysteme zu lokal und verteilt organisierten Systemen bietet die Möglichkeit, den Änderungen in der Akteurslandschaft moderner Energiesysteme gerecht zu werden und den Grundstein zum Umgang mit dezentraler Flexibilität zu legen. Die Nutzung der Flexibilität aus dezentralen Anlagen eröffnet für neue Energiemarktakteure wie Prosumer, Aggregatoren oder Energiegemeinschaften die Möglichkeit, mit optimierter Einsatzplanung lokale Interessen umzusetzen. Exemplarisch dafür sind die Erreichung von Energieautarkie, CO₂-Neutralität oder ein gesteigerter Konsum von lokal erzeugter, erneuerbarer Energie. (Siksnys et al., 2019)

1.1.3 Flexibilität in Multienergiesystemen

Im Zuge der deutschen Energiewende und der damit einhergehenden Dekarbonisierung des Energiesektors hat die deutsche Bundesregierung 2020 eine nationale Wasserstoffstrategie verabschiedet (BMW, 2020). Ein Ziel des dafür formulierten Maßnahmenkatalogs soll die Verwendung von überschüssigem Strom aus Erneuerbaren zur Produktion von Wasserstoff sein (BMW, 2020). An diesem Beispiel der Sektorkopplung wird deutlich, wie sich durch die Verbindung der Sektoren Elektrizität und Gas zusätzliche Flexibilitäten in Multienergiesystemen auf tun. In Chicco et al. (2020) wird erläutert, dass durch die Verschiebung von Energiemengen über Sektorgrenzen hinweg Flexibilitäten im Gas-, Strom-, und Wärmesektor generiert werden können.

Mit einer solchen Verschiebung kann unter Umständen eine sektorbegrenzte und kostenintensive Flexibilisierungsmaßnahme, wie beispielsweise die Integration von Batteriespeichern in elektrische Energieversorgungsnetze, substituiert werden (Chicco et al., 2020). Neben den Beiträgen zur Lösung von Balanceproblemen in elektrischen Netzen und zur Dekarbonisierung von modernen Energiesystemen, kann mit Hilfe einer optimierten Nutzung sektorübergreifender Flexibilitäten die Gesamteffizienz von Energiesystemen gesteigert werden (Chicco et al., 2020).

1.2 Ziel dieser Arbeit

Um die unterschiedlichen in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Flexibilitäten und die damit einhergehenden ökologischen, ökonomischen und sicherheitstechnischen Vorteile innerhalb moderner Energiesysteme verfügbar machen zu können, sollte der Aufbau einer Kommunikations- und Informationsinfrastruktur zur Vernetzung der beteiligten Akteure forciert werden (Siksnys et al., 2019; Pepiciello et al., 2019). Zusätzlich ist es unabdingbar, Modelle der beteiligten Anlagen zu erstellen, um deren Flexibilitätpotential möglichst präzise abschätzen zu können. In der wissenschaftlichen Literatur werden unterschiedliche Ansätze zur Flexibilitätsmodellierung von Anlagen in Energiesystemen beschrieben. Ziel dieser Arbeit ist die Analyse von existierenden Modellierungsansätzen für Anlagen in modernen Energiesystemen. Der Fokus liegt dabei auf Modellierungsansätzen, die eine möglichst vereinheitlichte Darstellung der Flexibilität unterschiedlicher Anlagentypen ermöglicht. Da die Aggregation der modellierten Flexibilitäten als elementar für die Einbindung kleiner, dezentraler Anlagen in die Regel- und Marktprozesse moderner Energiesysteme einzuordnen ist (Siksnys et al., 2019; Pepiciello et al., 2019), wird sie mit in die Analyse aufgenommen.

Um die erläuterte Zielsetzung zu erreichen, wurden die folgenden drei Forschungsfragen formuliert:

Forschungsfrage 1: Welche Konzepte zur unifizierten Modellierung von Anlagen-Flexibilität existieren in der wissenschaftlichen Literatur?

Forschungsfrage 2: Welche Vor- und Nachteile bieten die unterschiedlichen Modelle bezüglich der Abbildbarkeit der Flexibilität unterschiedlicher Anlagentypen?

Forschungsfrage 3: Inwiefern eignen sich die jeweils modellierten Flexibilitäten zur unterschiedlich zielgerichteten Aggregation?

Zur Beantwortung von Forschungsfrage 1 werden in [Kapitel 2](#) die Ergebnisse einer Literaturrecherche zu Flexibilitätsmodellen präsentiert. Um die Frage nach Vor- und Nachteilen der unterschiedlichen Modelle beantworten zu können, wird, basierend auf den Erkenntnissen aus der Literaturrecherche, eine Bewertungsmetrik entwickelt und auf die in [Kapitel 2](#) vorgestellten Modelle angewendet. Die Ergebnisse sind in [Kapitel 3](#) zu finden und werden als Basis für die Entscheidung genutzt, welche Flexibilitätsmodelle sich für eine Implementierung und tiefergehende Analyse am besten eignen. In [Kapitel 4](#) wird neben der Implementierung der Flexibilitätsmodelle die Einbindung und Funktion eines Aggregationsmodells beschrieben, das genutzt wird, um Forschungsfrage 3 beantworten zu können. Die Auswahl der simulierten Anlagentypen, deren Simulationsparameter und die Simulationsparameter der Aggregation werden in [Kapitel 5](#) vorgestellt. Die produzierten Simulationsergebnisse der Flexibilitätsmodellierung und Flexibilitätsaggregation sind in [Kapitel 6](#) zu finden und werden im Anschluss in [Kapitel 7](#) diskutiert. Abschließend werden in [Kapitel 8](#) die Erkenntnisse zusammengefasst und diskutiert, ob die gestellten Forschungsfragen geklärt und die Zielsetzung der Arbeit erfüllt werden konnte. Zusätzlich wird ein Ausblick auf aufbauende Untersuchungen und die Klärung weiterer Forschungsfragen zum Thema der Flexibilitätsmodellierung gegeben.

2 Flexibilitätsmodelle

Wie in [Kapitel 1](#) beschrieben, existiert in der Literatur ein vielseitiges Verständnis von Flexibilität in Energiesystemen. Folglich wurden aus den unterschiedlichen Interpretationen verschiedene Ansätze zur Modellierung der Flexibilität von Anlagen in Energiesystemen abgeleitet. Die Unterschiedlichkeiten reichen von der Zielsetzung der Modellierung bis zum Abstraktionsniveau der Eigenschaften der technischen Anlagen. In diesem Kapitel werden sieben aus der Literatur ausgewählte Ansätze zur Modellierung von Anlagenflexibilität in Energiesystemen vorgestellt, die in [Tabelle 2.1](#) aufgelistet sind.

Tabelle 2.1: Flexibilitätsmodelle sortiert nach Charakteristik.

Modell nach	Charakteristik		Abschnitt
	Klassifizierung	Schlagwörter	
Ulbig und Andersson (2012)	energiebasiert	- „Flexibility trinity“ - „Leistungsknoten“	Abschnitt 2.1
Chicco et al. (2020)	energiebasiert	- „Energieknotenpunkt“ - „Multienergieknoten“	Abschnitt 2.2
Bremer (2015)	energiebasiert	- Fahrplanräume - Supportvektor Dekoderansatz	Abschnitt 2.3
Zadé et al. (2020a)	zeitbasiert	- „OpenTUMFlex“ - Flexibilitätsangebote	Abschnitt 2.4
Siksnys et al. (2019)	zeitbasiert	- „FlexOffer“ - „Dependency based FlexOffer“	Abschnitt 2.5
Petersen et al. (2013a)	zeitbasiert	- „Buckets, Batteries and Bakeries“	Abschnitt 2.6
Barth et al. (2018)	zeitbasiert	- Demand Side Flexibilität - Flexibilitäts-Merkmale	Abschnitt 2.7

Die recherchierten Flexibilitätsmodelle lassen sich in energiebasierte und zeitbasierte Modelle unterteilen. Energiebasierte Modelle zeichnen sich durch eine Flexibilitätsbeschreibung aus, die allem voran auf den energiebasierten Kennzahlen einer Anlage beruht. Zeitbasierte Modelle erweitern diese Beschreibung durch eine zeitliche Flexibilitätsdimension. Exemplarisch lässt sich die Klassifizierungsgrenze anhand des Modells von [Bremer \(2015\)](#) erklären, wobei Flexibilität als Menge aller zulässigen Fahrpläne einer Anlage verstanden wird. Der Fokus bei deren Ermittlung liegt dabei auf den zulässigen Betriebszuständen einer Anlage und nicht auf der

zeitlichen Verschiebbarkeit ihrer Prozesse. Auf Basis der beschriebenen Unterschiede zwischen den Modellen, wird in [Kapitel 3](#) zunächst eine Bewertungsmetrik eingeführt, die anschließend zur Evaluation der in diesem Kapitel vorgestellten Modelle dient.

Im Zuge der durchgeführten Literaturrecherche wurden weitere Modellierungsansätze zur folgenden Analyse in Betracht gezogen, aus unterschiedlichen Gründen jedoch nicht in die Auswahl dieser Arbeit übernommen. Flexibilitätsmodelle von [Schott et al. \(2019\)](#) und [Tušar et al. \(2012\)](#) werden aufgrund einer unvollständigen oder fehlenden Beschreibung mathematischer Modellierungsgrundlagen von der Analyse ausgeschlossen. Die Modellierungsansätze von [Yang et al. \(2017\)](#) und [Hadi und Moeini-Aghtaie \(2019\)](#) fokussieren sich auf die Evaluation der Flexibilität weniger spezifischer Anlagentypen, weshalb sie für die folgende Evaluation unifizierter Flexibilitätsmodelle nicht berücksichtigt werden. [Nosair und Bouffard \(2015\)](#) stellen einen Ansatz vor, der für die Flexibilitätsevaluation ganzer Energiesysteme konzipiert ist und wird deshalb im Kontext dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt.

2.1 „Flexibility trinity“ ([Ulbig und Andersson, 2012](#))

[Ulbig und Andersson \(2012\)](#) analysieren die gesteigerte Bedeutung von operationaler Flexibilität in Energiesystemen, die eine Folge der zunehmenden Integration erneuerbarer Energien ist. Im Zuge der Analyse wird ein Ansatz zur Modellierung und Ermittlung von operationaler Flexibilität vorgestellt. Den theoretischen Hintergrund des beschriebenen Ansatzes bildet die von den Autoren definierte „flexibility trinity“ ([Ulbig und Andersson, 2012, S.4](#)), die sich aus folgenden Kennzahlen zusammensetzt:

- Verfügbare Leistungssteigerung ρ (MW/min)
- Verfügbare Leistung π (MW)
- Verfügbare Energiemenge ϵ (MWh)

Die Mehrzahl der eingeführten Kennzahlen zur Charakterisierung von Flexibilität begründen die Autoren durch die Multidimensionalität von Flexibilität und machen dies anhand eines Speichers deutlich, der zum Ausgleich einer Störung zwar über das benötigte Leistungssteigerungspotential ρ verfügt. Durch seine inhärenten Eigenschaften bezüglich der verfügbaren Energiemenge ϵ , ist er allerdings in der längerfristigen Bereitstellung von Flexibilität beschränkt. ([Ulbig und Andersson, 2015](#))

Eine weitere Eigenschaft der vorgestellten Kennzahlen sind deren zeitbezogenen, integralen Zusammenhänge, die in [Gleichung 2.1](#) dargestellt sind ([Ulbig und Andersson, 2012](#), Gleichung (1)).

$$\rho \quad \frac{d}{dt} \quad \pi \quad \frac{d}{dt} \quad \epsilon \quad (2.1)$$

$$\leftarrow \quad \rightleftarrows \quad \leftarrow \quad \rightleftarrows$$

$$\int dt \quad \int dt$$

[Abbildung 2.1](#) verdeutlicht diese Zusammenhänge. Sie ermöglichen es die Vielschichtigkeit der Flexibilität einer Anlage bezüglich ρ , π und ϵ über die Zeit darzustellen. Durch Einführung der Grenzwerte ρ_{max} , ρ_{min} , π_{max} , π_{min} , ϵ_{max} und ϵ_{min} lässt sich ein zulässiger, von den geplanten Arbeitspunkten abweichender Arbeitsbereich in einem bestimmten Zeitraum abbilden und dadurch für jeden analysierten Zeitschritt die maximale verfügbare Leistung ermitteln. ([Ulbig und Andersson, 2015](#))

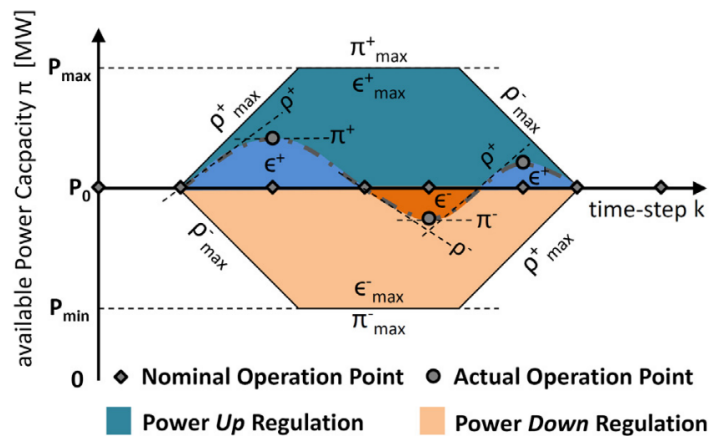


Abbildung 2.1: Flexibilitäts-Kennzahlen in Energiesystemen: Leistungssteigerung ρ , Leistung π und Energiemenge ϵ ([Ulbig und Andersson, 2015](#)).

Um die Prozesse einer Anlage modellieren zu können und daraus ihre Flexibilität abzuleiten, stellen [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) das „Power Nodes modeling framework“ vor. Das Framework soll es ermöglichen, eine Vielzahl an Speichern, Erzeugern und Verbrauchern und deren Eigenschaften bezüglich der Kennzahlen ρ , π und ϵ detailliert abzubilden. Weitere Merkmale bezüglich Steuerbarkeit, Planbarkeit und Überwachbarkeit von Anlagen können nach Aussage der Autoren ebenfalls in die Modelle eingebunden werden. ([Ulbig und Andersson, 2012](#))

Der prinzipielle Aufbau eines „Leistungsknotens“ i (engl.: „power node“) ist am Beispiel eines Energiespeichers in [Abbildung 2.2](#) dargestellt. Alle externen Prozesse werden im Term ξ

zusammengefasst, der durch den Verlustterm w ergänzt wird. Die netzseitigen Prozesse des Leistungsknotens werden durch u_{gen} für eine Einspeisung ins Netz und durch u_{load} für eine Belastung des Netzes beschrieben. Ergänzend dazu werden die zugehörigen Wirkungsgrade η_{load} respektive η_{gen} eingeführt. Als Puffer zwischen den externen und netzseitigen Prozessen dient der Speicher mit einem normierten Ladegrad x , der Kapazität C und dem Term v für die internen Speicherverluste. (Ulbig und Andersson, 2012)

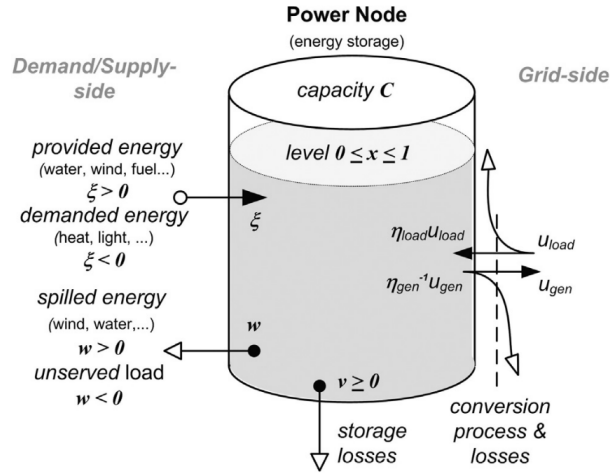


Abbildung 2.2: Leistungsknotenmodell eines Speichers mit zugehörigen Leistungsflüssen (Ulbig und Andersson, 2012).

Durch Bilanzierung des Leistungsknotens i ergibt sich Gleichung 2.2 (Ulbig und Andersson, 2012, Gleichung (2)).

$$C_i * \dot{x}_i = \eta_{\text{load},i} * u_{\text{load},i} - \eta_{\text{gen},i}^{-1} * u_{\text{gen},i} + \xi_i - w_i - v_i \quad (2.2)$$

Für Anlagen ohne Speichereigenschaft entfallen die Speicherverluste v_i und die linke Seite von Gleichung 2.2, wodurch sich für reine Erzeuger und Verbraucher Gleichung 2.3 (Ulbig und Andersson, 2012, Gleichung (3)) ergibt.

$$\xi_i - v_i = \eta_{\text{gen},i}^{-1} * u_{\text{gen},i} - \eta_{\text{load},i} * u_{\text{load},i} \quad (2.3)$$

Zur möglichst präzisen Modellierung der Anlagenprozesse und der daraus resultierenden Flexibilitätsermittlung beschreiben Ulbig und Andersson (2015) acht generelle Constraints, die für jeden beliebigen Anlagentyp gelten und den Gültigkeitsbereich der in Abbildung 2.2 eingeführten Variablen eingrenzen. Dieser Satz an Constraints ist je nach Anlage oder Prozess beliebig

erweiterbar und kann sich auf alle drei Flexibilitätskennzahlen beziehen (Ulbig und Andersson, 2012). Dabei sind auch Abhängigkeiten zwischen Variablen, wie beispielsweise ladegradabhängige Entladeverluste eines Speichers, darstellbar (Ulbig und Andersson, 2012). Anlagen- und prozessspezifische Constraints für das vorgestellte Framework sind bei Heussen et al. (2010) und Heussen et al. (2012) zu finden.

Mit Hilfe der Leistungsknotenbilanz der modellierten Anlage lässt sich unter Einhaltung der festgelegten Constraints die Gesamtheit der zulässigen Änderungen des Arbeitspunkts je Zeitschritt ermitteln. Gleichung 2.4 (Ulbig und Andersson, 2012, Gleichung (7)) zeigt die Herleitung der Gleichung zur Ermittlung der Leistungsflexibilität eines Generators i . $\{\pi_i^\pm(k)\}$ beinhaltet die Gesamtheit der zulässigen Leistungszu- (+) und Leistungsabnahmen(-) zum Zeitpunkt k . $u_{gen,i}^{feasible}(k)$ beschreibt einen beliebigen zulässigen Arbeitspunkt und $u_{gen,i}^0(k)$ den Arbeitspunkt des Generators laut Fahrplan. (Ulbig und Andersson, 2012)

$$\begin{aligned} \{\pi_i^\pm(k)\} &= \left\{ u_{gen,i}^{feasible}(k) \right\} - u_{gen,i}^0(k) \\ &= \left\{ \eta_{gen} * \left(\xi - w^{\min} - v_x - C * \dot{x} \right) \right\}_{k,i} - u_{gen,i}^0(k) \end{aligned} \quad (2.4)$$

Durch zeitliche Ableitung beziehungsweise Integration lassen sich aus der Leistungsbilanz einer beliebigen Anlage sowohl die Leistungssteigerungsbilanz als auch die Energiemengenbilanz ermitteln und daraus die Gleichungen zur Berechnung der jeweiligen Flexibilität herleiten. Die Flexibilität einer Anlage zu einem analysierten Zeitpunkt k kann schlussendlich als maximale zulässige positive ($\pi_{max,i}^+(k)$) und negative Leistungsabweichung ($\pi_{min,i}^-(k)$) vom vorgesehenen Betriebspunkt verstanden und wie in Gleichung 2.5 dargestellt, berechnet werden. (Ulbig und Andersson, 2012)

$$\begin{aligned} \pi_{max,i}^+(k) &= \min \left[\eta_{gen} \left(\xi^{max} - w^{min} - v_x - C \dot{x} \right), u_{gen}^{max} \right]_{k,i} - u_{gen,i}^0(k) \\ \pi_{min,i}^-(k) &= \max \left[\eta_{gen} \left(\xi^{min} - w^{max} - v_x - C \dot{x} \right), u_{gen}^{min} \right]_{k,i} - u_{gen,i}^0(k) \end{aligned} \quad (2.5)$$

Neben den anlagenspezifischen Constraints und Bounds wird sie durch die Leistungssteigerungsflexibilität der vorangegangenen und nachfolgenden Zeitpunkte begrenzt. Durch Integration über die Zeit lässt sich aus den Leistungsflexibilität die Energiemengenflexibilität für einen analysierten Zeitraum ermitteln. (Ulbig und Andersson, 2012)

2.2 „Distributed Multienergy Systems“ (Chicco et al., 2020)

Im Kontext der fortschreitenden Dekarbonisierung von Energiesystemen beschäftigen sich Chicco et al. (2020) mit Flexibilität in „Verteilten Multienergiesystemen“ (engl. „Distributed Multienergy Systems“) (DMES) (Chicco et al., 2020). Dabei liegt der Fokus der Autoren auf der Möglichkeit in DMES durch das Verschieben von Energie über die Sektorgrenzen hinweg Flexibilität zu generieren (Chicco et al., 2020). Zur Modellierung und Flexibilitätsermittlung von Anlagen in DMES stellen Chicco et al. (2020) das Konzept des „Multienergieknotens“ (engl.: „multienergy node“) (Chicco et al., 2020) vor, welches eine erweiterte Kombination des in Abschnitt 2.1 vorgestellten Leistungsknoten Frameworks und des Konzepts des „Energieknotenpunkts“ (engl.: „energy hub“) nach Geidl et al. (2007) ist. In Abbildung 2.3 sind die schematischen Darstellungen der zwei Konzepte und die Kombination zum Multienergieknoten-Konzept zu sehen.

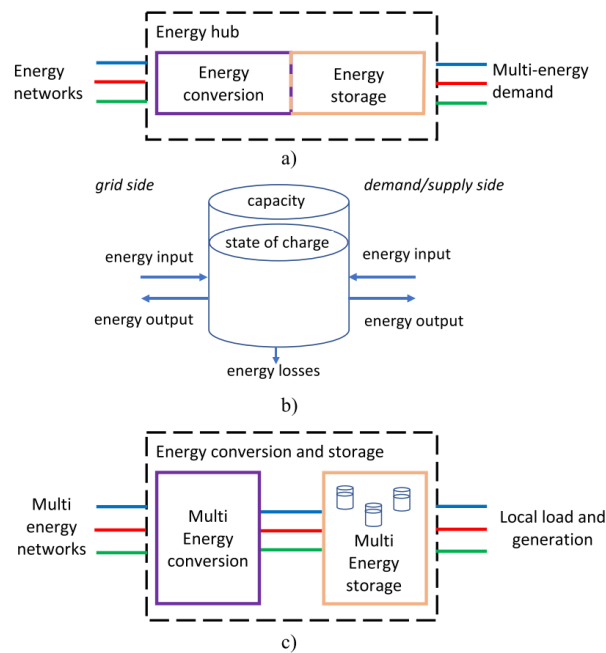


Abbildung 2.3: Multienergieknoten als Kombination aus Leistungsknoten und Energieknotenpunkt (Chicco et al., 2020).

Im Kontext des Energieknotenpunkt-Konzepts kann eine Anlage im DMES als Input-Output-Grey-Box in einem Matrix-Modell abgebildet werden. Mathematisch sind darunter zwei eindimensionale Arrays zu verstehen, die alle der Anlage zugeführten Energieträger \mathbf{v}_i und alle der Anlage abgeführten Energieträger \mathbf{v}_o beinhalten und durch eine Effizienz-Matrix \mathbf{H} aneinander gekoppelt sind (siehe Gleichung 2.6) (Chicco et al., 2020, Gleichung (1)). Die Effizienz-Matrix

beinhaltet die Wirkungsgrade der Wandlungsprozesse zwischen den zugeführten und abgeführten Energieträgern. Das Energieknotenpunkt-Konzept eignet sich durch die Verwendung von erweiterbaren Arrays und Matrizen über die Abbildung einer einzelnen Anlage hinaus zur Modellierung von Anlagenverbänden und DMES. (Chicco et al., 2020)

$$\mathbf{v}_o = \mathbf{H}\mathbf{v}_i \quad (2.6)$$

Um die Speichereigenschaften einer Anlage mit in die Gleichung einzubeziehen wird eine Speicherkoppelmatrix \mathbf{S} und ein Array $\dot{\mathbf{e}}$ eingeführt. Das Array $\dot{\mathbf{e}}$ beinhaltet die Änderung des Speicherinhalts über den betrachteten Zeitraum. Durch Erweiterung von Gleichung 2.6 ergibt sich Gleichung 2.7 (Chicco et al., 2020, Gleichung (2)). T steht für die Transponierung des Arrays.

$$\mathbf{v}_o = [\mathbf{H} \quad -\mathbf{S}] [\mathbf{v}_i \quad \dot{\mathbf{e}}]^T \quad (2.7)$$

Chicco et al. (2020) liefern Minimalbeispiele für die Darstellung von einzelnen Anlagen mit Hilfe des Energieknotenpunkt-Konzepts. Ausführliche Beispiele im Kontext von kostenoptimalem Unit Commitment ganzer Anlagenverbände sind in der Literatur zu finden (Wang et al., 2018; Chicco und Mancarella, 2009).

Um von der mathematischen Formulierung des Energieknotenpunkt-Modell zu einem mathematisches Flexibilitätsmodell zu kommen wird Gleichung 2.7 in Anlehnung an das Leistungsknoten Konzept aus Abschnitt 2.1 und Gleichung 2.2 zu Gleichung 2.8 (Chicco et al., 2020, Gleichung (6)) umgeschrieben.

$$\mathbf{S}\dot{\mathbf{e}} = \mathbf{H}\mathbf{v}_i - \mathbf{v}_o = \mathbf{H}\mathbf{v}_i - \boldsymbol{\xi} - \mathbf{w} \quad (2.8)$$

Das Array $\boldsymbol{\xi}$ beschreibt den internen Netto-Energiebedarf, der sich aus dem internen Energiebedarf \mathbf{v}_d abzüglich der lokal erzeugten erneuerbaren Energie \mathbf{v}_{RES} ergibt. Das Array \mathbf{w} der erzwungenen Netto-Verluste setzt sich aus der abgeworfenen Last $\mathbf{v}_d^{(c)}$ abzüglich der abgeregelten lokal erzeugten erneuerbaren Energie $\mathbf{v}_{\text{RES}}^{(c)}$ und der Abregelung von abgeführter Energie $\mathbf{v}_o^{(c)}$ zusammen (siehe Gleichung 2.9 (Chicco et al., 2020, Gleichung (7))).

$$\boldsymbol{\xi} = \mathbf{v}_d - \mathbf{v}_{\text{RES}}; \quad \mathbf{w} = \mathbf{v}_d^{(c)} - \mathbf{v}_{\text{RES}}^{(c)} - \mathbf{v}_o^{(c)} \quad (2.9)$$

Chicco et al. (2020) leiten aus Gleichung 2.8 die Beschreibung der Flexibilität einer Anlage oder eines DMES als zulässige Änderung des Arrays der zugeführten Energieträger \mathbf{v}_i her. Das Array ist abhängig von den Koppelmatrizen \mathbf{H} und \mathbf{S} und den Kontrollvariablen $\hat{\mathbf{e}}$, $\boldsymbol{\xi}$ und \mathbf{w} , die unter dem Array \mathbf{x} zusammengefasst werden (siehe Gleichung 2.10 (Chicco et al., 2020, Gleichung (17))).

$$\mathbf{v}_i = \mathbf{v}_i(\mathbf{H}, \mathbf{S}, \hat{\mathbf{e}}, \boldsymbol{\xi}, \mathbf{w}) = \mathbf{v}_i(\mathbf{H}, \mathbf{S}, \mathbf{x}) \quad (2.10)$$

Das Flexibilitätsarray $\boldsymbol{\phi}$ ergibt sich in Gleichung 2.11 (Chicco et al., 2020, Gleichung (19)) als Zusammenstellung aller zulässigen positiven (+) und negativen (-) Änderungen $\Delta v_{i,k}$ der zugeführten Energiemenge jedes Energieträgers k zu einem analysierten Zeitpunkt.

$$\boldsymbol{\phi} = [\boldsymbol{\phi}^{(+)\top}, \boldsymbol{\phi}^{(-)\top}]^\top; \quad \boldsymbol{\phi}^{(+)} = \left\{ \Delta v_{i,k}^{(+)} \right\}; \quad \boldsymbol{\phi}^{(-)} = \left\{ \Delta v_{i,k}^{(-)} \right\} \quad (2.11)$$

Zur detaillierten Beschreibung der Prozesse innerhalb einer Anlage oder eines DMES stellen Chicco et al. (2020) obere und untere Beschränkungen für die Energieflüsse und die Speicherkapazität vor. Des Weiteren wird die Möglichkeit diskutiert durch die Einführung von binären Variablen und entsprechenden Beschränkungen die operative Verfügbarkeit einer Anlage im Modell abzubilden.

Weitere Aspekte die von den Autoren aufgegriffen werden, sind die Aggregation von Flexibilität durch das Bilden von Minkowski Summen und die positiven als auch negativen Auswirkungen von netzwerkbezogenen Beschränkungen auf die Flexibilität, die Anlagen im Netzwerkverbund bereitstellen können (Chicco et al., 2020).

2.3 Flexibilität aus Fahrplanräumen durch Maschinelles

Lernen von Bremer (2015)

Bremer (2015) stellt einen abstrakten Modellierungsansatz zur Darstellung von Anlagenflexibilität im Kontext von verteilter Optimierung vor. Der Fokus der Arbeit liegt auf dem Umgang mit technologiespezifischen Constraints unterschiedlicher Anlagen und der darauf basierenden Generierung gültiger Fahrpläne, die in ihrer unifizierten Form zur Lösung von Optimierungsproblemen genutzt werden. Ergebnis der Arbeit ist die Entwicklung eines Dekoders, der auf Basis eines gelernten Suchraummodells dafür sorgt, dass die schrittweise optimierten Fahrpläne während einer heuristischen Optimierung stets innerhalb des Gültigkeitsbereichs liegen. Auf diese Weise kann auf einen rechenintensiven Constraint-Handler verzichtet werden. Exemplarisch

ist in [Abbildung 2.4](#) ein schrittweiser Optimierungsprozess eines zweidimensionalen Fahrplans dargestellt. Der rote Punkt stellt einen durch eine Heuristik zufällig ausgewählten Ausgangsfahrplan dar, der sukzessive bis zum optimalen Fahrplan (grüner Punkt) verbessert wird. Die Fahrpläne der Optimierungsschritte liegen dabei, dank des Dekoders, immer im weißen Gültigkeitsbereich. ([Bremer, 2015](#))

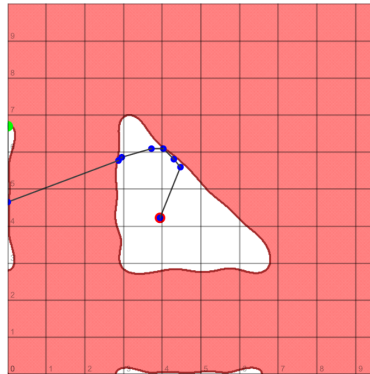


Abbildung 2.4: Schrittweise Optimierung eines zweidimensionalen Fahrplans einer Anlage mit Hilfe des zugehörigen Dekoders. Optimierung verläuft vom roten zum grünen Punkt. Der Gültigkeitsbereich ist weiß eingefärbt. ([Bremer, 2015](#))

Neben den Zeitersparnissen durch die constraintfreie Optimierung bietet der Modellierungsansatz nach [Bremer \(2015\)](#) den Vorteil nach einmaligem Erlernen der Suchraummodelle der analysierten Anlagen eine technologieungebundene Einsatzplanung mit unifizierten Fahrplänen durchführen zu können. Die zugrundeliegende Prozesskette des Modellierungsansatzes ist in [Abbildung 2.5](#) zu sehen.

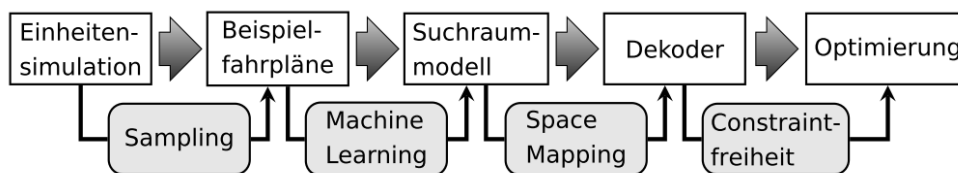


Abbildung 2.5: Prozesskette des Modellierungsansatzes nach [Bremer \(2015\)](#).

Grundlage für das Erlernen des Suchraummodells bilden die technologiespezifischen Constraints der analysierten Anlagen. [Bremer \(2015\)](#) stellt einen Sampling-Algorithmus vor, mit dessen Hilfe ein Satz an gültigen Fahrplänen generiert werden kann. Der Satz an realisierbaren Fahrplänen stellt eine Punktwolke im Raum aller Fahrpläne dar. Sie gilt als gültiger Such- oder

Lösungsraum und wird durch die Constraints vom Rest des Fahrplanraums abgegrenzt. Aus dieser Trainingsmenge an Fahrplänen wird im nächsten Schritt mittels Supportvector Data Description (SVDD) ein mathematisches Modell des Lösungsraums abgeleitet und eingelernt. Beispielhaft wird ein mehrdimensionaler Anlagenfahrplan über 24 Stunden mit einer Auflösung von 15 Minuten betrachtet werden. Die sich ergebenden 96 zeitlichen Dimensionen gepaart mit potentiell nichtlinearen, anlagenspezifischen Constraints bilden einen mehrdimensionalen, nichtlinearen Lösungsraum innerhalb des Fahrplanraums X . Bremer (2015) beschreibt ein Verfahren, das die Darstellung dieses hochkomplexen Raums als einfach zu beschreibende, hochdimensionale Kugel (auch als Hypersphäre S bezeichnet) im Featureraum H ermöglicht. Die Vorgehensweise ist schematisch in [Abbildung 2.6](#) dargestellt. (Bremer, 2015)

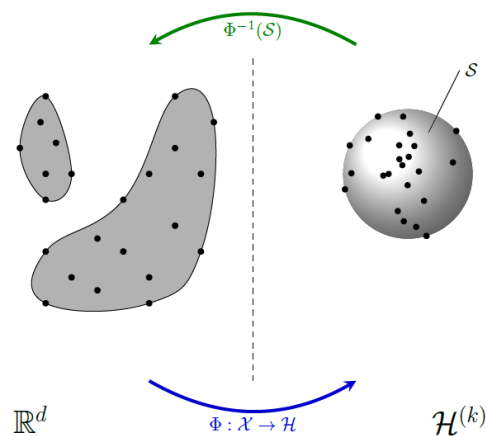


Abbildung 2.6: Schematische Darstellung der Abbildung eines nichtlinearen, d -dimensionalen Lösungsraums (graue Fläche) im Fahrplanraum X als hochdimensionale Kugel im Featureraum H mit Hilfe von SVDD (Bremer, 2015).

Das erlernte, auf SVDD basierende Suchraummodell beinhaltet eine Menge an skalierten Fahrplänen, die alle auf der Oberfläche von S liegen und als Supportvektoren bezeichnet werden. Des weiteren gehören dazu Gewichtungsfaktoren für die Supportvektoren und die Skalierungsparameter der Fahrpläne. Gemeinsam mit einer Abstandsfunktion, die eine geometrische Definition des Suchraums zulässt, bilden sie die Grundlagen für einen SVDD-Klassifikator, der für jeden Fahrplan entscheiden kann, ob dieser von der Anlage umsetzbar ist oder nicht. Hierfür wird mit Hilfe eines Gaußkerns, der auch für die Abbildung von S genutzt wird, der zu klassifizierende Fahrplan geometrisch mit den Supportvektoren des Suchraummodells verglichen. Nach einmaligem Einlernen dieses Modells lassen sich Klassifizierungen von Fahrplänen einer Anlage und Vergleiche zwischen ihnen ohne erneute Abfrage der technischen Constraints solange

durchführen, bis sich die zugrundeliegenden technischen Eigenschaften oder Randbedingungen der Anlage ändern. (Bremer, 2015)

Aufbauend auf diesem Ansatz zur Klassifizierung und zum Vergleich von Fahrplänen stellt Bremer (2015) einen Supportvektor-Dekoderansatz vor, der es ermöglicht ungültige Fahrpläne so zu modifizieren, dass sie in den Gültigkeitsbereich verschoben werden. Nach Abbildung eines ungültigen Fahrplans x in den hochdimensionalen Raum wird dessen Verschiebung, wie in *Abbildung 2.7* schematisch dargestellt, entlang der verlängerten Radien des kugelförmigen Lösungsraums vorgenommen (Bremer, 2015). Anschließend erfolgt eine rückwärtsgerichtete Abbildung des gültigen Fahrplans $\tilde{\psi}_x$ in den d -dimensionalen Lösungsraum (Bremer, 2015). Detailliert wird dieser dreiteilige Vorgang (blaue Pfeile in *Abbildung 2.7*) vom ungültigen Fahrplan x im d -dimensionalen Raum bis zum gültigen Fahrplan x^* von Bremer (2015, Gleichung (9.3)) beschrieben.

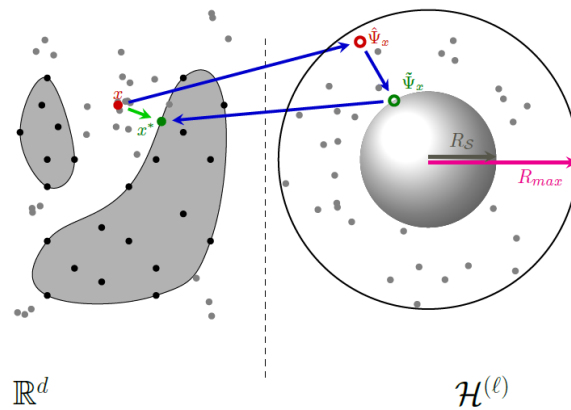


Abbildung 2.7: Prinzipskizze der Funktionalität des Dekoders. Ungültige Fahrpläne (rot) werden im hochdimensionalen Raum über den verlängerten Radius der Hypersphäre S in den Gültigkeitsbereich (grün) verschoben. (Bremer, 2015)

Eine Anzahl an zufällig erzeugten Fahrplänen im gesamten Fahrplanraum lässt sich mit Hilfe des beschriebenen Dekoders in den vorher gelernten Lösungsraum abbilden. Ungültige Fahrpläne wandern in den Gültigkeitsbereich und bereits gültige Fahrpläne werden weiter ins Innere des zulässigen Raums verschoben um, bildlich gesprochen, den von außen nachrückenden Fahrplänen Platz zu verschaffen. Die Verteilung der verschobenen Fahrpläne innerhalb von S und damit auch innerhalb des d -dimensionalen Lösungsraums ist von Verschiebungsparametern abhängig und sollte entsprechend des zu lösenden Optimierungsproblems gewählt werden. In *Abbildung 2.8* ist eine exemplarische Dekoderabbildung in einem doppelringförmigen Lösungsraum mit Verbindungslinien zwischen benachbarten Fahrplänen dargestellt. Mit Hilfe einer Heuristik kann dieses constraintfreie Lösungsgitter nach einem optimalen Fahr-

plan durchsucht werden. Die ungültigen Zwischenräume werden automatisch übersprungen. Bei dieser Betrachtung wird deutlich, dass es sich bei einem für optimal befundenen Fahrplan aufgrund der endlichen Menge an Trainingsdaten nur um eine Annäherung an das Optimum handeln kann. (Bremer, 2015)

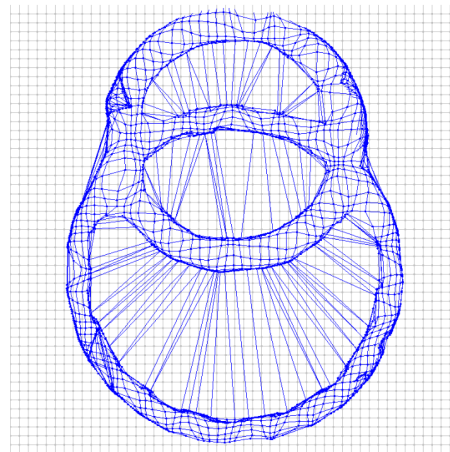


Abbildung 2.8: Exemplarische Dekoderabbildung eines Suchgitters in einem doppelringförmigen Lösungsraum (Bremer, 2015).

Nach Erläuterung des Modellierungsansatzes kann die Flexibilität einer Anlage im Kontext dieser Arbeit als die mehrdimensionale Größe eines zulässigen Lösungsraums aus möglichen Fahrplänen verstanden werden.

Optimale Fahrpläne für Anlagenverbünde lassen sich durch eine Überlagerung der Suchräume einzelner Anlagen finden (Bremer, 2015). Zur Evaluierung des vorgestellten Ansatzes kombiniert Bremer (2015) Blockheizkraftwerke, Batteriespeicher, Wärmepumpen und Warmwasserbereiter zu einem Anlagenkonglomerat, das für die Bereitstellung eines speziellen Produktlastgangs zuständig ist. Die anlagenspezifischen Modelle werden aus unterschiedlichen Veröffentlichungen übernommen (Bremer, 2015). Die Bepreisung der Fahrpläne wird im Kontext der Schaffung von Kennzahlen zur kostenbasierten Optimierung von Bremer (2015) am Beispiel von Blockheizkraftwerken diskutiert und die Integration der Kostenkennzahlen in den Lernprozess des Suchraummodells vorgeschlagen.

2.4 „OpenTUMFlex“ von Zadé et al. (2020a)

Das „OpenTUMFlex“-Modell (Zadé et al., 2020a) ist ein auf Python¹ basiertes Flexibilitätsmodell zur Quantifizierung und Bepreisung der Flexibilität unterschiedlicher Haushaltsgeräte und -anlagen. Die theoretische Grundlage für das Modell bilden vier Veröffentlichungen von Nalini et al. (2019), You et al. (2019), Zadé et al. (2020b) und Zadé et al. (2018), in denen die Flexibilitätsermittlung und -bepreisung unterschiedlicher Anlagentypen untersucht wird. Die in diesem Zuge vorgestellten Anlagenmodelle für Elektroautos, Batteriespeicher, Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, Blockheizkraftwerke und Wärmespeicher werden im „OpenTUMFlex“-Modell zusammengefasst.

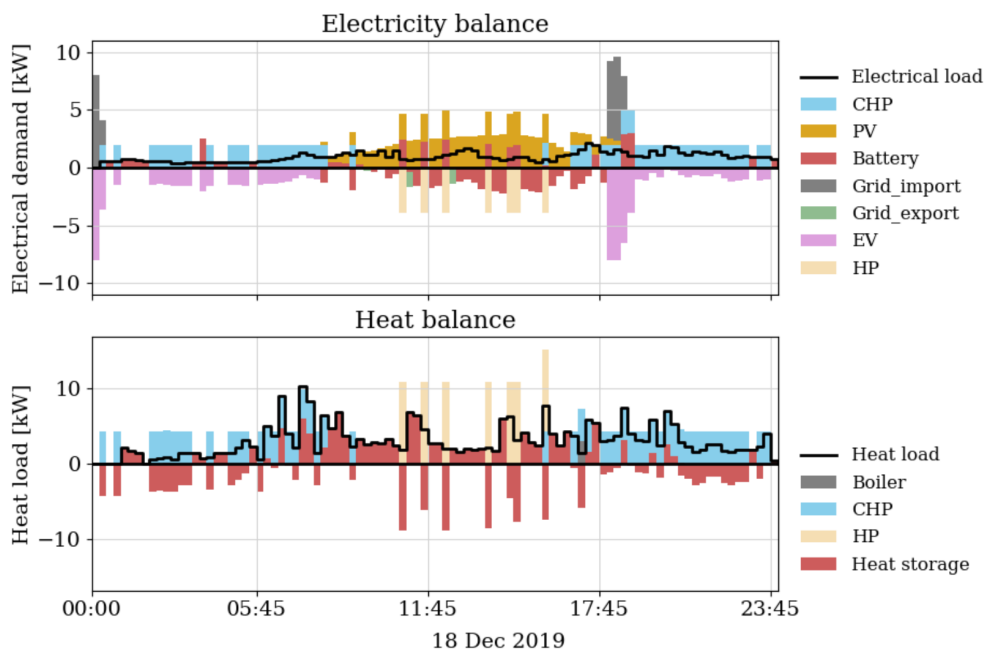


Abbildung 2.9: Zusammengestellte elektrische und thermische Lastkurven, die sich aus der kostenoptimalen Lösung eines beispielhaften Unit Commitment Problems ergeben (Zadé et al., 2020a).

Das Modell ermöglicht die beliebige Kombination der genannten Anlagen zu einem System, das für die kostenoptimale Abdeckung eines thermischen und eines elektrischen Lastgangs verantwortlich ist. Zusätzlich integrierbar ist ein Wärmespeicher als Puffer für die Wärmepumpe und das Blockheizkraftwerk und ein Boiler als alternative Wärmequelle. Neben der Bereitstellung durch die Anlagen besteht die Möglichkeit elektrische Leistung aus dem angebotenen Netz zu beziehen oder auch überschüssige Leistung ins Netz abzugeben. Das sich ergebende

¹<https://www.python.org/>

Optimierungsproblem wird auf Basis der hinterlegten anlagen- und systemspezifischen Constraints und Kostenmodelle gelöst. Beispielhaft ist in [Abbildung 2.9](#) die Lösung eines solchen Unit Commitment Problems dargestellt. Der simulierte Zeitraum beträgt 24 Stunden mit einer Auflösung von 15 Minuten.

Die resultierenden Lastgänge der elektrischen Anlagen werden anschließend zur Ermittlung der verbleibenden elektrischen Flexibilität genutzt. [Abbildung 2.10](#) zeigt die aggregierte Flexibilität der beteiligten elektrischen Anlagen, die nach Lösung des Unit Commitment Problems aus [Abbildung 2.9](#), verbleibt.

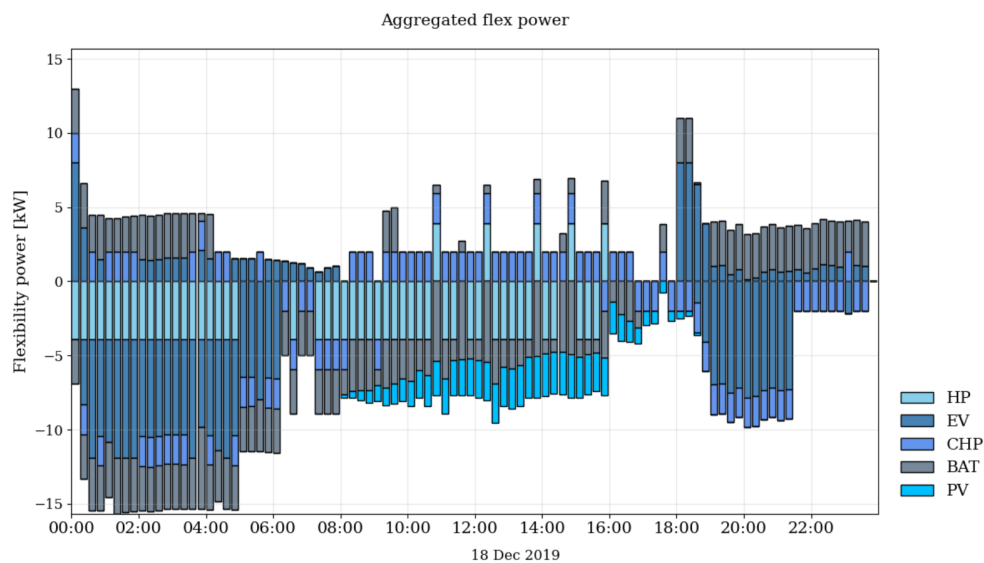


Abbildung 2.10: Aggregierte Flexibilität die nach Lösung des Unit Commitment Problems in [Abbildung 2.9](#) verbleibt (Zadé et al., 2020a).

Nalini et al. (2019) definieren im Kontext eines netzgebundenen Systems aus einer Photovoltaikanlage, einem Batteriespeicher und einer zu bedienenden Haushaltslast die Flexibilität einer Anlage als technisch zulässige Abweichung von ihrem kostenoptimierten Fahrplan. Die Autoren differenzieren zwischen positiver und negativer Flexibilität. Eine mögliche Absenkung der Netzlast durch Erhöhung des Energiebezugs aus dem Netz oder durch Reduktion von geplanter Netzeinspeisung wird von Nalini et al. (2019) als positive Flexibilität definiert. Negative Flexibilität hingegen wird entweder als zulässige Erhöhung der Netzeinspeisung oder als zulässige Absenkung eines geplanten Netzbezugs verstanden (Nalini et al., 2019). Diese Definition steht im Gegensatz zur Definition von Zadé et al. (2020b) und You et al. (2019), die im „OpenTUMFlex“-Modell genutzt wird. Sie definieren positive Flexibilität als die Möglichkeit, die Netzeinspeisung zu erhöhen oder den Netzbezug zu verringern und negative Flexibilität als die Möglichkeit, den Netzbezug zu erhöhen und die Einspeisung ins Netz zu verringern.

Exemplarisch wird im Folgenden auf die Flexibilitätsermittlung eines Batteriespeichers nach [Nalini et al. \(2019\)](#) eingegangen. Sowohl die Struktur der ermittelten Flexibilität als auch der Evaluierungsprozess gleichen, mit Ausnahme von technologiespezifischen Eigenheiten und der unterschiedlichen Definition von positiver und negativer Flexibilität, denen der anderen Anlagentypen des „OpenTUMFlex“-Modells.

Die positive Flexibilität eines Batteriespeichers beschreiben [Nalini et al. \(2019\)](#) als Möglichkeit, den Speicher ungeplant aus dem Netz zu laden. Grundlage für die Berechnung der positiven Flexibilität bildet der im Vorhinein kostenoptimierte Fahrplan des Batteriespeichers. Iterativ wird für jeden Zeitschritt i des Fahrplans ein Flexibilitätsangebot errechnet. Hinter dem Angebot steht eine über den Angebotszeitraum $t_{Flex,i}$ konstante Leistung $P_{Flex,i}$ und die sich nach [Gleichung 2.12](#) ([Nalini et al., 2019](#), Gleichung (6)) ergebende Energieflexibilität $E_{flex,i}$.

$$E_{Flex,i} = P_{Flex,i} * t_{Flex,i} \quad (2.12)$$

Aus der Definition für positive Flexibilität nach [Nalini et al. \(2019\)](#) errechnet sich die positive flexible Leistung $P_{Batt,ch,pos-Flex,i}$ für den Zeitschritt i in [Gleichung 2.13](#) ([Nalini et al., 2019](#), Gleichung (7)) aus der Differenz zwischen maximaler Batterieleistung $P_{Batt,max}$ und der geplanten Ladeleistung $P_{Batt,ch,grid,i}$.

$$P_{Flex,i} = P_{Batt,ch,pos-Flex,i} = P_{Batt,max} - P_{Batt,ch,grid,i} \quad (2.13)$$

Bedingung um aus der flexiblen Leistung ein Flexibilitätsangebot zu erstellen, ist genügend freie Kapazität im Speicher, um $E_{Flex,i}$ aufzunehmen. Sollte für mehr als einen Zeitschritt ausreichend Speicherkapazität vorhanden sein, werden iterativ für nachfolgende Zeitschritte j [Gleichung 2.14](#) ([Nalini et al., 2019](#), Gleichung (8)) und [Gleichung 2.15](#) ([Nalini et al., 2019](#), Gleichung (9)) kontrolliert. [Gleichung 2.14](#) stellt sicher, dass auch in nachfolgenden Zeitschritten die Ladeleistung $P_{Batt,ch,pos-Flex,i}$ verfügbar ist. [Gleichung 2.15](#) dient als Kontrolle um zu gewährleisten, dass in den verbliebenen Zeitschritten nach Ende des Flexibilitätsangebots bis zum Ende des analysierten Zeitraums entweder im System genügend Kapazität $\sum_{j=i+1}^{i_{end}} E_{Batt,dis,load,j}$ zur Entladung des Speichers vorhanden ist oder ein später geplanter Ladeprozess reduziert beziehungsweise gestrichen werden kann. So wird sichergestellt, dass der festgesetzte Ladezustand $E_{Batt,final}$ zum Ende des analysierten Zeitraums gesichert erreicht werden kann. Sobald eine der Bedingungen verletzt wird, kann der Angebotszeitraum $t_{flex,i}$ zur flexiblen Leistung $P_{Flex,i}$

ermittelt werden, der vom Zeitschritt i bis zum Zeitschritt $j - 1$ gilt. (Nalini et al., 2019)

$$P_{\text{Batt,ch,pos-Flex},j} > P_{\text{Batt,ch,pos-Flex},i} \quad \forall j = (i + 1) : i_{\text{end}} \quad (2.14)$$

$$E_{\text{Batt,Flex},i+1} - E_{\text{Batt,final}} \leq \sum_{j=i+1}^{i_{\text{end}}} E_{\text{Batt,dis,load},j} \quad (2.15)$$

Die negative Flexibilität des Speichers setzt sich nach Nalini et al. (2019) aus zwei Bestandteilen zusammen. Erstens besteht die Möglichkeit einen geplanten Ladevorgang des Speichers aus dem Netz zu begrenzen. Zweitens kann negative Flexibilität durch die Netzeinspeisung von nicht genutzter Speicherladung bereitgestellt werden. Um den Zielladegrad des Speichers zum Ende des analysierten Zeitraums einhalten zu können wird dafür sichergestellt, dass in nachfolgenden Zeitschritten genügend Ladeleistung verfügbar ist, um den Entladungsprozess durch Ladung aus dem Netz ausgleichen zu können. Die Berechnungen hierzu gleichen schematisch denen zur Evaluierung der positiven Flexibilität. Nach iterativer Berechnung der positiven und negativen Flexibilitätsangebote zu allen analysierten Zeitschritten $i = 0$ bis i_{end} , lassen sich diese gemeinsam mit dem kostenoptimalen Fahrplan über die Zeit in [Abbildung 2.11](#) darstellen. Zusätzlich abgebildet ist hier ein abgerufenes Flexibilitätsangebot und die Auswirkungen dieses Abrufs auf den Verlauf des Energieaustauschs zwischen Speicher und Netz. Der aktualisierte Verlauf ergibt sich nach erneuter Optimierung der Fahrpläne des Batteriespeichers und der Photovoltaikanlage unter Berücksichtigung des Flexibilitäts-Abrufs. Nalini et al. (2019)

Zadé et al. (2020b), Nalini et al. (2019) und You et al. (2019) beschreiben die Vorgehensweise zur Berechnung der Flexibilitätsangebote von Elektrofahrzeugen, Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Blockheizkraftwerken. Die Aggregation der Flexibilitätsangebote in [Abbildung 2.10](#) ergibt sich aus Addition der maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten aller Anlagen in den Zeitschritten des analysierten Zeitraums.

Als Grundlage für den Handel mit Flexibilitätsangeboten wird von Zadé et al. (2018) ein Bepreisungssystem für Flexibilität aus Elektroautos vorgestellt. Die Berechnung der positiven und negativen Flexibilitätspreise basiert auf Marktpreisvorhersagen und einem Risikofaktor (Zadé et al., 2018). Nalini et al. (2019) greifen diesen Ansatz zur Bepreisung der Flexibilitätsangebote von Batteriespeichern und Photovoltaikanlagen auf. You et al. (2019) führen anstelle eines Risikofaktors eine Vorhersagefehlergröße ein, die auf Basis von historischen Statistiken vergangener Monate ermittelt wird. Des weiteren fließt in das Bepreisungssystem nach You et al. (2019) der Gaspreis mit ein, da er für die Ermittlung der Flexibilitätspreise eines Blockheizkraftwerks entscheidend ist.

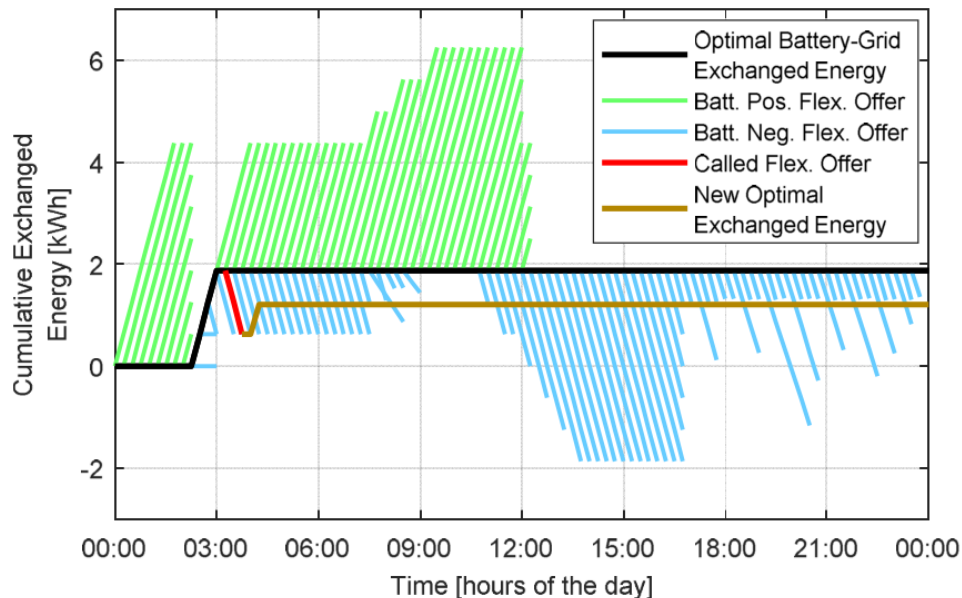


Abbildung 2.11: Verfügbare Flexibilitätsangebote des Batteriespeichers und kostenoptimaler kummulierter Energieaustausch zwischen Speicher und Netz. Exemplarisch dargestellt ist die Änderung des kostenoptimalen Verlaufs nachdem ein Flexibilitätsangebot abgerufen wurde. (Nalini et al., 2019)

2.5 „FlexOffers“ (Siksnys et al., 2019) in zellulären Energiesystemen

(Siksnys et al., 2019) beschreiben die Chancen und Herausforderungen, die sich durch eine zunehmende Integration von erneuerbaren Energien und Speichern in moderne Energiesysteme und die dadurch steigende Flexibilität in Erzeugung und Verbrauch ergeben. Als Lösungsansatz für die sich stellenden Herausforderungen schlagen die Autoren eine Umstrukturierung existierender, Top-down organisierter Energiesysteme vor. In diesem Kontext wird ein unifiziertes „System zur Modellierung, zum Management und zum Handel mit Flexibilität“ (engl. „Flexibility Modeling, Management, and Trading System“) (FMTS) (Siksnys et al., 2019) in zellulären, Bottom-up organisierten Energiesystemen präsentiert. (Siksnys et al., 2019)

Grundlage des FMTS bildet eine vereinheitlichte Darstellung von elektrischer Flexibilität in Erzeugung und Verbrauch als sogenannte „FlexOffer“ (FO) (Siksnys et al., 2019). Die vereinheitlichte Darstellung der Flexibilität zieht sich durch alle Ebenen der zellulären Struktur von der FO-Erzeugung aus Anlagendaten über die Aggregation und Vermarktung bis zur Disaggregation (Siksnys et al., 2019). Um ein möglichst breites Spektrum an Anlagen und deren inhärente Eigen-

schaften darstellen zu können, bildet ein FO unterschiedliche Dimensionen von Flexibilität ab, die innerhalb eines Tupel gespeichert sind (siehe Gleichung 2.16 (Siksnys et al., 2019, Definition 1)).

$$f = ([t_{es}, t_{ls}], p, t_{ds}, p_{ds}) \quad (2.16)$$

$[t_{es}, t_{ls}]$ definiert durch Angabe eines frühesten und spätesten Zeitpunkts den Zeitraum in welchem eine modellierte Anlagenoperation gestartet werden muss. Hinter p steht das Energieprofil der Anlagenoperation, das sich aus einer Abfolge an Scheiben $\langle s_1, \dots, s_d \rangle$ zusammensetzt. Jede Scheibe s_i besitzt eine obere und untere Energieschranke $[e_{max}^i, e_{min}^i]$. d definiert die Anzahl der Scheiben in p . t_{ds} und p_{ds} beziehen sich auf die geplante Fahrweise der Anlage, wobei t_{ds} unter der Bedingung $t_{es} \leq t_{ds} \leq t_{ls}$ den geplanten Startzeitpunkt der Anlagenoperation definiert und $p_{ds} = \langle e_{ds}^1, \dots, e_{ds}^d \rangle$ unter der Bedingung $e_{min}^i \leq e_{ds}^i \leq e_{max}^i$ das fahrplanmäßige Energieniveau pro Zeitschritt. (Siksnys et al., 2019, Definition 1)

Anhand der grafischen Darstellung des FO f eines Elektrofahrzeugs in Abbildung 2.12 lassen sich sowohl die Startzeit-Flexibilität $tf(f)$ als auch die Energiemengen-Flexibilität $af(f)$ des FO ableiten (Gleichung 2.17) (Siksnys et al., 2019).

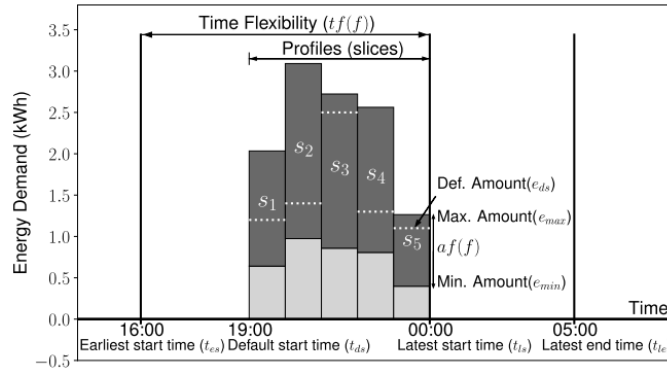


Abbildung 2.12: Darstellung des FO's eines Elektrofahrzeugs inklusive der unterschiedlichen Flexibilitätsdimensionen (Siksnys et al., 2019).

$tf(f)$ berechnet sich aus der Differenz zwischen t_{ls} und t_{es} . $af(f)$ ergibt sich aus der Summe der Differenzen zwischen $e_{max,i}$ und $e_{min,i}$ über alle Scheiben $i = 1$ bis d . (siehe Gleichung 2.17

(Siksnys et al., 2019))

$$tf(f) = t_{ls} - t_{es}; \quad af(f) = \sum_{i=1}^d e_{\max,i} - e_{\min,i} \quad (2.17)$$

Neben den Constraints zur Energiemenge innerhalb einer Zeitscheibe und zu den Startzeiten eines Prozesses nennen Siksnys et al. (2019) vier weitere mögliche Constraints, die einerseits zu einer weiteren Eingrenzung der Startzeit- und Energiemengen-Flexibilitäten eines FO führen können, andererseits eine detailliertere Abbildung von Anlageneigenschaften möglich machen. Die Autoren differenzieren zwischen Anlagen und Prozessen die innerhalb der einzelnen Zeitscheiben bezüglich der zulässigen Arbeitspunkte begrenzt werden („Energy amount constraint“)(Siksnys et al., 2019) oder zusätzlich durch Abhängigkeiten zwischen den Zeitschritten („Dependent energy constraint“)(Siksnys et al., 2019) beschränkt sind. Beispielhaft für Anlagen mit zeitlichen Abhängigkeiten wird eine Wärmepumpe genannt, deren zulässiger Arbeitsbereich zum untersuchten Zeitpunkt von den vorangegangenen Betriebspunkten abhängig ist (Siksnys et al., 2019). Die aus zeitlichen Abhängigkeiten resultierenden FO werden als „Dependency-based FlexOffer“ (DFO) bezeichnet.

Neupane et al. (2017) stellen Algorithmen vor mit deren Hilfe FOs für Haushaltsgeräte, Elektroautos mit reinem Lademechanismus und Wärmepumpen generiert werden. Die Grundlage bei der Ermittlung der FOs bilden Vorhersagen über Energieprofile der Anlagenprozesse und Verbraucherverhaltensweisen, die mit Hilfe von logistischer Regression und Pattern Sequence Matching aus historischen Zeitreihen gewonnen werden (Neupane et al., 2017).

Zur Erstellung von DFOs beschreiben Siksnys und Pedersen (2016) unterschiedliche Algorithmen, die innere und äußere Annäherungen der abhängigen Flexibilität einer beliebigen Anlage liefern. Ziel der vorgestellten Ansätze ist es eine große Anzahl an Constraints zu verarbeiten, die untereinander Abhängigkeiten besitzen. Gleichzeitig möchten die Autoren eine Unterschätzung der Anlagenflexibilität, wie sie aus anderen Ansätzen zu Flexibilitätsermittlung resultiert, vermeiden. Die Unterschätzung der Flexibilität entsteht durch die Annahme, dass alle zulässigen Arbeitspunkte eines Zeitschritts von allen zulässigen Arbeitspunkten des vorangegangenen Zeitschritts anfahrbar sein müssen. DFOs bestehen deshalb aus einem Polyedern je analysiertem Zeitschritt, der den Bereich der gültigen Arbeitspunkte in Abhängigkeit der in den vorangegangenen Zeitschritten abgefahrenen Arbeitspunkte abbildet (Siehe [Abbildung 2.13](#)). (Siksnys und Pedersen, 2016)

Siksnys et al. (2019) beschreiben die Aggregation von FOs und DFOs als notwendigen Schritt

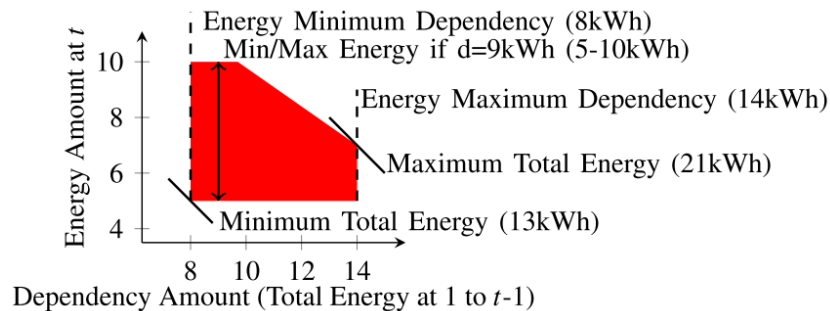


Abbildung 2.13: Darstellung eines DFO-Polyeders unter Berücksichtigung unterschiedlicher energiebezogener Constraints (Siksnys und Pedersen, 2016).

um geringe Mengen an Flexibilität, die von kleinen Anlagen bereitgestellt werden zu bündeln, um so den Wert der Flexibilität an potentiellen Märkten zu steigern und sie leichter managen zu können. Die Gesamtsumme der Flexibilität reduziert sich nach Aussage der Autoren bei deren Aggregation unausweichlicherweise um die Planungskomplexität der beteiligten FOs zu verringern (Siksnys et al., 2019).

In verwandten Arbeiten innerhalb der selben Arbeitsgruppe werden unterschiedliche Algorithmen zur Aggregation von einfachen FO's von Siksnys et al. (2015) und ein heuristischer Algorithmus zur marktbasierter FO-Aggregation von Valsomatzis et al. (2018) vorgestellt. In der bereits vorgestellten Publikation zu DFOs präsentieren Siksnys und Pedersen (2016) unterschiedliche Algorithmen zur Aggregation von DFOs.

2.6 „Buckets, Batteries and Bakeries“ (Petersen et al., 2013a)

Als Flexibilität wird von Petersen et al. (2013a) die Fähigkeit einer Anlage oder eines Systems verstanden von einem Fahrplan abzuweichen. Um diese Fähigkeit charakterisieren zu können und damit die Modellierung von Flexibilität zu ermöglichen, führen Petersen et al. (2013a) die Taxonomie „Buckets, Batteries and Bakeries“ ein. Die drei Flexibilitätsmodelle lassen eine Klassifizierung unterschiedlicher Anlagen oder Anlagenverbände anhand derer technischer Eigenschaften zu. (Petersen et al., 2013a)

Als technologiespezifische Eigenschaften und als Klassifizierungsgrenze zwischen den untersuchten Anlagen und Anlagensystemen konzentrieren sich Petersen et al. (2013a) auf

- die verfügbare Leistung,
- die verfügbare Energie,
- das Energieniveau zu einem spezifischen Zeitpunkt und

- die Mindestlaufzeit eines Prozesses.

Eine Anlage, die als „Bucket“ klassifiziert wird, kann als leistungs- und energiebegrenzter Integrator begriffen werden. Als Beispiel nennen [Petersen et al. \(2013a\)](#) ein Haus mit Wärmepumpe, das als Energiespeicher fungiert. [Abbildung 2.14](#) zeigt exemplarisch die Arbeitspunkte eines „Buckets“, aufgetragen über die Zeit mit eingezeichneter oberer (\bar{E}_i) und unterer (\underline{E}_i) Energiegrenze ([Petersen et al., 2013a](#)).

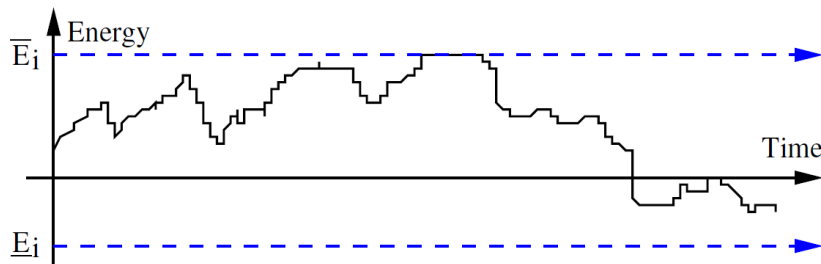


Abbildung 2.14: Ein „Bucket“ kann als leistungs- und energiebegrenzter Integrator verstanden werden ([Petersen et al., 2013a](#)).

Das Modell einer „Battery“ erweitert einen „Bucket“ um einen Constraint, der vorschreibt, dass zu einem Zeitpunkt ein spezifisches Energieniveau erreicht sein muss. Beispielhaft kann damit ein Elektroauto modelliert werden das, wie in [Abbildung 2.15](#) dargestellt, zu einem festgelegten Zeitpunkt $T_{\text{end},i}$ einen benötigten Ladegrad \bar{E}_i aufweisen muss. ([Petersen et al., 2013a](#))

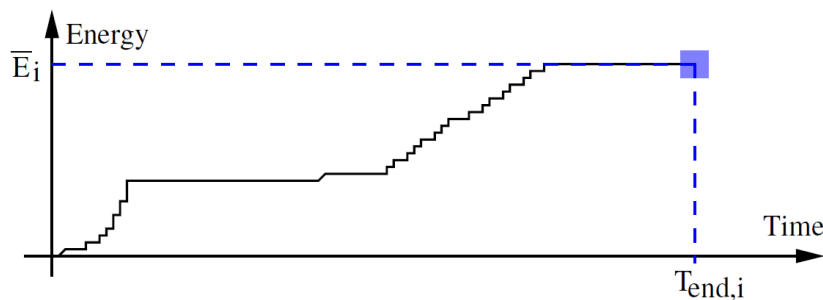
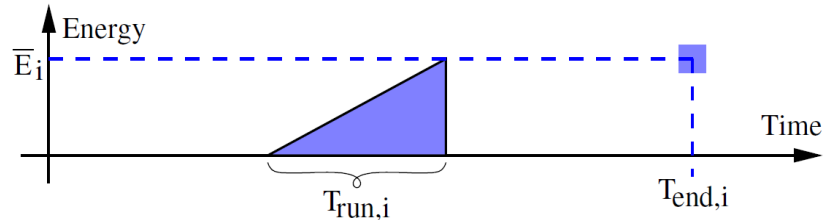


Abbildung 2.15: Eine „Battery“ erweitert das Modell „Bucket“ um ein Energielevel \bar{E}_i , das zum Zeitpunkt $T_{\text{end},i}$ erreicht sein muss ([Petersen et al., 2013a](#)).

Anlagen der Klasse „Bakery“ werden durch einen zusätzlichen Constraint charakterisiert, der besagt, dass der von der Anlage betriebene Prozess durchgängig und mit konstanter Leistung ausgeführt werden muss. Ein Gewächshaus mit kontinuierlicher künstlicher Bestrahlung erfüllt nach Aussage der Autoren genau diese Eigenschaften. Beispielhaft ist ein solcher Batch-Prozess

mit Laufzeit $T_{\text{run},i}$ und Deadline $T_{\text{end},i}$ in [Abbildung 2.16](#) dargestellt. ([Petersen et al., 2013a](#))



[Abbildung 2.16](#): Eine „Bakery“ als Batch-Prozess mit erweiterten Constraints im Vergleich zur „Battery“. $T_{\text{run},i}$ beschreibt die, aus den Constraints resultierende Laufzeit. ([Petersen et al., 2013a](#))

Die Autoren ordnen die drei Modelle mit absteigender Flexibilitätsqualität nach der vorgestellten Reihenfolge. Die Qualität der Flexibilität richtet sich nach der Anzahl der vorhandenen Freiheitsgrade und impliziert nicht automatisch eine Aussage darüber, wie flexibel eine Anlage oder ein Anlagensystem ist, weil diese Einordnung auch von den spezifischen technischen Parametern der Anlage oder des Anlagensystems abhängig ist. So kann eine große „Battery“ als flexibler bewertet werden als ein kleiner „Bucket“, obwohl dieser qualitativ höherwertige Flexibilität bereitstellen kann. ([Petersen et al., 2013a](#))

Die technischen Constraints, die aus den Eigenschaften des jeweiligen Modells resultieren und dessen Dynamik beschreiben, werden von [Petersen et al. \(2013a\)](#) für jedes Anlagenmodell detailliert aufgeführt und durch [Petersen et al. \(2013b\)](#) um einen Verlustterm für das „Bucket“-Modell erweitert. Für „Batteries“ und „Bakeries“ werden außerdem operative Constraints mathematisch beschrieben, die den rechtzeitigen Beginn der Prozesse zur Erfüllung der beschriebenen Bedingungen sicherstellen ([Petersen et al., 2013a](#)).

Die Taxonomie wird von [Petersen et al. \(2013a\)](#) im Kontext eines virtuellen Kraftwerks vorgestellt, das ein Konglomerat an volatilen Erzeugern ausgleichen soll. Die Autoren liefern zwei unterschiedliche Ansätze für die Lösung des sich ergebenden Optimierungsproblems ([Petersen et al., 2013a](#)). Eine mathematische Formulierung der Flexibilität der Anlagen zu einzelnen Zeitschritten wird in diesem Zusammenhang nicht beschrieben.

[Petersen et al. \(2013b\)](#) analysieren die Handlungspotentiale, die ein virtuelles Kraftwerks, das sich aus „Buckets, Batteries and Bakeries“ zusammensetzt, an unterschiedlichen Strommärkten besitzt und stellen dafür einen Algorithmus zur Bepreisung der angebotenen Flexibilität vor. Die angebotene Flexibilität charakterisieren die Autoren als maximale positive oder negative Fahr-

plananpassung die eine Anlage, unter Einhaltung operationaler und technischer Constraints, vollziehen kann (Petersen et al., 2013b). Die Aggregation der Flexibilitäten innerhalb des virtuellen Kraftwerks wird von Petersen et al. (2013b) als Summe der verfügbaren Fahrplananpassungen aller Anlagen im jeweils analysierten Zeitraum beschrieben.

2.7 „Demand Side Flexibility in Smart Grids“ (Barth et al., 2018)

Barth et al. (2018) stellen ein unifiziertes Framework zur Modellierung von Demand Side Flexibilität industrieller und häuslicher Anlagen vor. Die Autoren identifizieren 14 Flexibilitätsmerkmale, deren Umsetzung in einem Flexibilitätsmodell es ermöglichen soll ein möglichst breites Spektrum an Anlagen und Prozessen abzubilden. Die Merkmale orientieren sich an unterschiedlichen, in der Literatur vorgestellten Modellen zur Abbildung von Demand Side Flexibilität. Sie umfassen neben technischen Aspekten wie Prozessverlusten auch operationale Aspekte wie Abhängigkeiten zwischen Anlagen. Das vorgestellte Framework ermöglicht nach Aussage der Autoren die Abbildung von 11 der 14 Flexibilitäts-Merkmale. (Barth et al., 2018)

Die Grundlage des Frameworks bilden „Aufgaben“ (engl. „jobs“) (Barth et al., 2018), die stellvertretend für Prozesse einer Anlage stehen. Barth et al. (2018) stellen ein Optimierungsproblem vor, das darauf abzielt die Ausführung von Aufgaben innerhalb eines Anlagensystems so zu koordinieren, dass die externe Energiezufuhr minimiert wird. Jeder Aufgabe i wird hierzu eine, zur Erfüllung benötigte Basisleistung \tilde{P}_i , eine Basislaufzeit \tilde{T}_i und eine Deadline D_i zugewiesen. Des Weiteren wird ein minimaler Zeitabstand $L_{i,j}$ festgelegt, der in Gleichung 2.18 (Barth et al., 2018, Gleichung (12)) sicherstellt, dass sich die Startzeitpunkte aufeinanderfolgender Aufgaben σ_i und σ_j nicht überschneiden, wodurch die Modellierung von zeitlich untereinander abhängigen Aufgaben möglich ist. (Barth et al., 2018)

$$\sigma_i + L_{i,j} = \sigma_j \quad (2.18)$$

Die Abbildung von Hochfahrzeiten für einen Prozess wird durch die Einführung einer zugehörigen Hochfahraufgabe ermöglicht. Sie setzt sich aus einem Satz an Dummy-Aufgaben zusammen, die die einzelnen Schritte des Hochfahrprozesses repräsentieren. Mit welchem Schritt der Hochfahrprozess eingeläutet wird hängt davon ab, wie groß die zeitliche Lücke zwischen zwei aufeinanderfolgenden Aufgaben ist. Die zugehörige Leistung $R_j(t)$, die im Hochlauf von Aufgabe j zum Zeitpunkt t benötigt wird ergibt sich aus Gleichung 2.19 (Barth et al., 2018, Gleichung (15)). $\lambda \in \{1, \dots, \Lambda_j\}$ beschreibt den λ ten Zeitschritt des Hochfahrprozesses und Λ_j die

Anzahl der maximal notwendigen Hochfahrsschritte um die geforderte Betriebsleistung zum Startzeitpunkt von Aufgabe j zu erreichen. $\rho_{j,\lambda}$ ist eine binäre Variable die aussagt, ob der λ te Hochfahrsschritt ausgeführt werden muss, was vom zeitlichen Puffer zwischen zwei Aufgaben abhängig ist, und $s_j(t + \lambda)$ eine binäre Variable die aussagt, ob Aufgabe j zum Zeitpunkt $t + \lambda$ startet. $\mu_{j,\lambda}$ beinhaltet den Leistungsbedarf des λ ten Zeitschritts.

$$R_j(t) = \sum_{\lambda=1}^{\Lambda_i} \rho_{j,\lambda} * s_j(t + \lambda) * \mu_{j,\lambda} \quad (2.19)$$

Im Zuge des beschriebenen Optimierungsproblems ist eine spezifische Berechnung der Flexibilität einer Anlage zu einem analysierten Zeitpunkt nicht vorgesehen. Allerdings lässt sich aus den, das Optimierungsproblem begrenzenden, Constraints eine Repräsentation von Flexibilität in Form unterschiedlicher Aufgaben-Modi ableiten. Jede Aufgabe kann in $m_i \geq 1$ verschiedenen Modi ausgeführt werden (Barth et al., 2018). M_i beinhaltet ein Satz von Koeffizienten, die die möglichen leistungs- und zeitbezogenen Anpassungen einer Aufgabe charakterisieren (Barth et al., 2018). Wird Modus j einer Aufgabe i zu Ausführung gewählt, ergibt sich in Gleichung 2.20 (Barth et al., 2018, Gleichung (6) und (10)) aus dem Leistungskoeffizienten $\tilde{\psi}_i$ und der Basisleistung \tilde{P}_i die zugehörige Prozessleistung P_i . Die binäre Variable $m_{i,j}$ besagt ob Aufgabe i im Modus j ausgeführt wird (Barth et al., 2018).

$$P_i = \tilde{\psi}_i * \tilde{P}_i; \quad \tilde{\psi}_i = \sum_j m_{i,j} * \psi_{i,j} \quad (2.20)$$

Der Zeitkoeffizient $\tilde{\phi}_{i,j}$ ermöglicht, je nach gewählten Modus j , die Berechnung der Laufzeit T_i der Aufgabe i (siehe Gleichung 2.21 (Barth et al., 2018, Gleichung (13) und (11))). In diese Berechnung fließt der Verlustfaktor $\tau_{k,i}$ ein, der die Verluste mit einbezieht, die zwischen dem Abschlusszeitpunkt η_k vorangegangener Aufgaben und dem Startzeitpunkt σ_i der betrachteten Aufgabe entstehen und zu einer Verlängerung der Laufzeit T_i durch einen benötigten Verlustausgleich führen (Barth et al., 2018).

$$T_i = \tilde{\phi}_i * \tilde{T}_i + \sum_k \tau_{k,i} * ((\sigma_i - \eta_k)); \quad \tilde{\phi}_i = \sum_j m_{i,j} * \phi_{i,j} \quad (2.21)$$

Die Flexibilität einer Anlage und der von ihr ausgeführten Prozesse kann nach den vorangegangenen Erläuterungen indirekt an der Vielzahl und Heterogenität der Aufgaben-Modi und damit an der Ausprägung der Zeit- und Leistungskoeffizienten festgemacht werden.

[Ludwig et al. \(2019\)](#) stellen einen Mechanismus vor, der es ermöglicht aus Zeitreihen von industriellen Prozessen Aufgaben zu generieren. Die zugrunde liegenden Smart Meter Daten unterschiedlicher industrieller Anlagen als auch die daraus gewonnenen Aufgaben werden von den Autoren frei zur Verfügung gestellt ([Ludwig et al., 2019](#)).

3 Bewertung der Flexibilitätsmodelle

Um die Vor- und Nachteile der vorgestellten Flexibilitätsmodelle beziffern zu können, wird eine Bewertungsmetrik entwickelt. Nachdem ihr Aufbau in [Abschnitt 3.1](#) erläutert wird, folgt in [Abschnitt 3.2](#) die Beschreibung des Bewertungsschemas, das gemeinsam mit der Metrik auf die analysierten Flexibilitätsmodelle angewendet wird. Die Ergebnisse dieser Bewertung werden in [Abschnitt 3.3](#) vorgestellt und in [Abschnitt 3.4](#) diskutiert. Dort wird auch ein Zwischenfazit gezogen, um eine Entscheidung bezüglich der weiterführenden Analyse ausgewählter Modelle treffen zu können.

3.1 Aufbau der Bewertungsmetrik

Die Bewertungsmetrik setzt sich aus 23 Kriterien zusammen. Die Auswahl der Kriterien orientiert sich an den 14 Merkmalen, die von [Barth et al. \(2018\)](#) identifiziert werden, um die Flexibilität unterschiedlicher Anlagen- und Prozesstypen abbilden zu können. Zusätzlich fließen Bestandteile der 10 Charakteristiken mit in die Aufstellung der Kriterien ein, die von [Petersen et al. \(2012\)](#) im Kontext eines Virtuellen Kraftwerks als notwendig herausgestellt werden, um die Flexibilität einer Anlage zu ermitteln. Des Weiteren werden Kriterien mit eingebracht, die von den Autoren der in [Kapitel 2](#) vorgestellten Modelle im Zuge der Flexibilitätsmodellierung erwähnt und diskutiert werden. Unterschiedliche Bedingungen, deren Erfüllung die Implementierung eines Flexibilitätsmodells und die Aggregation ermittelter Flexibilität im Zuge dieser Arbeit ermöglichen oder erleichtern, vervollständigen die Bewertungskriterien in [Tabelle 3.1](#).

Die Bewertungskriterien verteilen sich auf fünf Unterkategorien, wodurch die Übersichtlichkeit der Ergebnisse erhöht wird. Die fünf Unterkategorien werden in die zwei Hauptkategorien der anlagenbezogenen Kriterien und der projektbezogenen Kriterien eingeteilt. Unter den anlagenbezogenen Kriterien sind alle Kriterien zu finden, die sich auf die technischen und prozessbezogenen Eigenschaften der abzubildenden Anlagentypen beziehen. Anlagenbezogene Kriterien ermöglichen es, die Implementierbarkeit der Modelle und deren Eignung zur Umsetzung in dieser Arbeit bewerten zu können. Geordnet nach Unterkategorien werden die Bewertungskriterien in den folgenden Abschnitten vorgestellt.

Tabelle 3.1: Bewertungskriterien geordnet nach Kategorien.

Anlagenbezogene Kriterien			Projektbezogene Kriterien	
Anlagen- vielfalt	Technische Kriterien	Zeitliche Kriterien	Umsetzbarkeit & Verständlichkeit	Aggregation
Erzeuger	Wirkungsgrade & Verluste	Hochfahrzeiten	Detaillierte mathematische Beschreibung	Mathematische Beschreibung Aggregation
Verbraucher	Lastwechsel	Ruhezeiten	Open Source Code verfügbar	Flexibilitäts- bepreisung beschrieben
Speicher	Verfügbare Leistung	Anlagen- verfügbarkeit	Verfügbare Datengrundlage	Abhängigkeiten abbildbar
Stochastische Anlagen	Verfügbare Gesamtenergie- menge	Verschiebbare Prozesse	Wissenschaftliche Relevanz	Diskrete zeitliche Auflösung
	Mehrere Energieformen		Anzahl der Parameter $\leq 5 / \leq 7$	

3.1.1 Anlagenvielfalt

Grundsätzlich sollte ein unifiziertes Flexibilitätsmodell die Abbildung der zwei klassischen Akteure eines Energiesystems, hier bezeichnet als **Erzeuger** und **Verbraucher**, ermöglichen. Exemplarisch sei ein Blockheizkraftwerk als **Erzeuger** und eine Wärmepumpe als **Verbraucher** in einem elektrischen Energiesystem genannt.

Ein Grund für die zunehmende Bedeutung von **Energiespeichern** in einer weltweit sich wandelnden Energieversorgung ist deren Einbringung von zusätzlichen Freiheitsgraden in die Steuerung von modernen Energiesystemen (Chicco et al., 2020). Die Abbildung von **Energiespeichern** in Modellen zur Flexibilitätsevaluation moderner Energiesysteme wird deshalb von Barth et al. (2018), Petersen et al. (2012) und Chicco et al. (2020) als notwendig erachtet.

Die gesteigerte Einbindung von **stochastischen Anlagen**, deren Lastprofile auf Vorhersagen beruhen, sind ein Grund für den zunehmenden Bedarf an Flexibilität in Energiesystemen (Siksnys et al., 2019). Nalini et al. (2019) erläutern, wie die Einbindung von Photovoltaikanlagen in Energiesysteme nicht nur zu einem gesteigerten Bedarf an Flexibilität führt, sondern auch als Teil der Lösung des Balanceproblems zwischen Erzeugung und Verbrauch verstanden werden kann.

3.1.2 Technische Kriterien

Wirkungsgrade ermöglichen es, die Wandlungsprozesse zwischen zugeführter und abgeführter Energiemenge einer Anlage möglichst realitätsnah abzubilden (Chicco et al., 2020). **Verluste**, wie beispielsweise Speicherverluste, beeinflussen die durch eine Anlage bereitstellbare Flexibilität, weshalb sie bei der Modellierung einer Anlage zur Flexibilitätsermittlung berücksichtigt werden müssen (Petersen et al., 2012).

Die Geschwindigkeit, mit der unterschiedliche Betriebspunkte einer Anlage angefahren werden können, hat einen Einfluss auf die verfügbare Flexibilität einer Anlage. Deshalb sollten **Lastwechsel** und deren zugehörige Dauer durch ein Flexibilitätsmodell abbildbar sein. (Petersen et al., 2012)

Neben der verfügbaren Leistungssteigerung, die sich durch die Modellierung von **Lastwechseln** abbilden lässt, identifizieren Ulbig und Andersson (2015) die **verfügbare Leistung** und die **verfügbare Gesamtenergiemenge**, die durch eine Anlage bereitgestellt werden können, als weitere Dimensionen von operationaler Flexibilität.

Die Möglichkeit der Integration **mehrerer Energieformen**, wie Strom, Gas und Wärme, wird von Barth et al. (2018) als Gütekriterium eines Flexibilitätsmodells genannt. Chicco et al. (2020) präsentieren einen Modellierungsansatz, der für die Abbildung **mehrerer Energieformen** innerhalb eines Flexibilitätsmodells konzipiert wurde.

3.1.3 Zeitliche Kriterien

Anlagenspezifische **Hochfahrzeiten** und **Ruhezeiten** werden von Barth et al. (2018) und Petersen et al. (2012) als Merkmale einer Anlage genannt, die Einfluss auf ihre zeitliche und energiebezogene Flexibilität haben und deshalb bei der Flexibilitätsermittlung mit einbezogen werden sollten.

Im Zuge der Dekarbonisierung des Mobilitätssektors gewinnen Elektroautos und ihre Rolle im Niederspannungsbereich und in Mikroenergiesystemen an Bedeutung (Zadé et al., 2020a). Zadé et al. (2020a) führen eine Hilfsvariable ein, die es ermöglicht, die **Verfügbarkeit** eines Elektroautos zur Ladung beziehungsweise Entladung zu modellieren und dessen Flexibilität ermitteln zu können.

Die zeitliche Flexibilität einer Anlage entsteht durch die **zeitliche Verschiebbarkeit ihrer Prozesse**, die von Siksnys et al. (2019) und Barth et al. (2018) durch unterschiedliche Kennzahlen charakterisiert wird.

3.1.4 Umsetzbarkeit und Verständlichkeit

Eine **detaillierte mathematische Beschreibung** der vorgestellten Flexibilitätsmodelle ist eine Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Implementierung.

Ein **verfügbarer Open Source Code** kann die zur detaillierteren Evaluierung benötigte Implementierung vereinfachen oder ersetzen.

Eine **verfügbare Datengrundlage** an Inputdaten für die anschließende Simulation erspart die Recherche oder Erzeugung solcher und legt die Grundlage für die Evaluation und den Vergleich der Modelle.

Die Grenze zur Bewertung von **Wissenschaftlicher Relevanz** wird zwischen der Erwähnung eines Modells und dessen beschriebener Implementierung in verwandter Literatur gezogen. Wobei für eine Erwähnung die Maßzahl eins und für eine beschriebene Nachimplementierung die Maßzahl zwei vergeben wird. Gemeinsam mit der **Anzahl der Anlagenparameter** zur unifizierten Anlagenabbildung kann so eine Aussage über die Nachvollziehbarkeit und Implementierbarkeit eines Flexibilitätsmodells getroffen werden.

3.1.5 Aggregation

Liegt in der Literatur eine **mathematische Beschreibung zur Aggregation** der Flexibilität eines Anlagenmodells vor, kann dies als erstes Indiz für die generelle Aggregationseignung der ermittelten Flexibilität gewertet werden. Für den Fall, dass zur Evaluation der Aggregationseignung noch Aggregationsmechanismen benötigt werden, bietet eine **mathematische Beschreibung zur Aggregation** die Grundlage zur Implementierung eines Aggregationsalgorithmus.

Ein Kostenmodell zur **Bepreisung** von ermittelter Flexibilität stellt oftmals die Grundlage für eine zielgerichtete Flexibilitätsaggregation. Exemplarisch als kostenorientierte Aggregation sei an dieser Stelle die Aggregation von Flexibilitäten zur kostenoptimalen Erbringung von Regelleistung genannt.

Prozessbezogene **Abhängigkeiten** zwischen Zeitschritten oder Energieträgern innerhalb einer Anlage und zwischen Anlagen innerhalb eines Anlagenverbunds können Einfluss auf die nach der Aggregation bereitstellbare Flexibilität haben. Durch die Einbindung entsprechender Randbedingungen in die Flexibilitätsermittlung und Aggregation kann eine Fehleinschätzung der verfügbaren Flexibilität verhindert werden. (Siksnys et al., 2019)

Die Verwendung einer **diskreten zeitlichen Auflösung** vermindert die Komplexität des Aggregationsvorgangs, der von Siksnys et al. (2015) als notwendiger Schritt zur Komplexitätsreduktion des anschließenden Planungsproblems beschrieben wird. Gleichzeitig orientiert sie sich an der zeitlichen Struktur der meisten Strommarktprodukte.

3.2 Bewertungsschema

Zur Evaluierung der in Kapitel 2 vorgestellten Flexibilitätsmodelle, nach den in Abschnitt 3.1 eingeführten Bewertungskriterien wird das Bewertungsschema in Tabelle 3.2 eingeführt.

Tabelle 3.2: Schema zur Bewertung der Flexibilitätsmodelle.

Maßzahl	Beschreibung	
	Anlagenbezogene Kriterien	Projektbezogene Kriterien
0	nicht abbildbar	nicht erfüllt
1	teilweise oder indirekt abbildbar	unvollständig oder teilweise erfüllt
2	abbildbar	erfüllt

Die Erfüllung der anlagenbezogenen Kriterien wird nach den Beschreibungen „nicht abbildbar“, „teilweise oder indirekt abbildbar“ und „abbildbar“ mit jeweils einer Maßzahl von null bis zwei in aufsteigender Reihenfolge bewertet. Für die Bewertung der projektbezogenen Kriterien werden die Beschreibungen „nicht erfüllt“, „unvollständig oder teilweise erfüllt“ und „erfüllt“, mit den zugehörigen Maßzahlen null, eins und zwei, eingeführt.

Um ein Verständnis für die Verwendung der unterschiedlich interpretierbaren Bewertungen „teilweise oder indirekt abbildbar“ und „unvollständig oder teilweise erfüllt“ zu vermitteln, werden in diesem Absatz zwei Bewertungsbeispiele erläutert. Teilweise oder indirekte Abbildbarkeit von anlagenbezogenen Kriterien liegt beispielsweise beim Flexibilitätsmodell von [Siksnys et al. \(2019\)](#) vor. Hier wird eine Rückspeisung ins Netz aus dem Batteriespeicher eines Elektroautos ausgeschlossen, wodurch nur der Ladevorgang eines Energiespeichers modelliert wird ([Neupane et al., 2017](#)). Exemplarisch für eine unvollständige oder teilweise Erfüllung eines projektbezogenen Kriteriums sei die mathematische Beschreibung des Flexibilitätsansatzes von [Petersen et al. \(2013a\)](#) genannt. [Petersen et al. \(2013a\)](#) beschreiben zwar detailliert die spezifischen Constraints der drei vorgestellten Flexibilitätsmodelle, da die Modelle allerdings zur Lösung eines Unit Commitment Optimierungsproblems eingesetzt werden, fehlt ein mathematischer Ansatz zu Flexibilitätsberechnung.

Um die Ergebnisse der Bewertung visualisieren und einordnen zu können, wurden je bewertetem Modell m die arithmetischen Mittel \bar{z} der Maßzahlen z_i der Kriterien der Unterkategorien, der Kriterien der Hauptkategorien und der Kriterien der ganzen Metrik nach [Gleichung 3.1](#) gebildet. $n(k)$ ist die Anzahl der Kriterien (und damit auch der Maßzahlen) i in der Kategorie k .

$$\bar{z}_{m,k} = \frac{1}{n(k)} \sum_{i=1}^{n(k)} z_i \quad (3.1)$$

3.3 Bewertungsergebnisse

[Abbildung 3.1](#) zeigt für die sieben evaluierten Modelle, die arithmetischen Mittel der Maßzahlen aller Bewertungskriterien und der Kriterien der Hauptkategorien. In [Abbildung 3.2](#) sind die arithmetischen Mittel der Kriterien der Unterkategorien aller bewerteten Modelle in einem Netzdiagramm abgebildet. Die zugrundeliegenden Bewertungsergebnisse sind im [Anhang A](#) in [Tabelle A.1](#) und [Tabelle A.2](#) zu finden.

Das „OpenTUMFlex“-Modell von [Zadé et al. \(2020a\)](#) schneidet in der Gesamtbewertung aller Kriterien der Metrik mit einer arithmetisch gemittelten Maßzahl von 1.50 am besten ab (siehe [Abbildung 3.1](#)). Insbesondere die projektbezogenen Kriterien tragen zu dieser vergleichsweise hohen Bewertung bei. [Abbildung 3.2](#) zeigt, dass die Unterkategorien Umsetzbarkeit und Aggregation dazu einen nahezu identischen Beitrag leisten. In der Hauptkategorie der anlagenbezogenen Kriterien führt vor allem die abbildbare Anlagenvielfalt zu einer vergleichsweise guten

Bewertung. Da das „OpenTUMFlex“-Modell in den Unterkategorien der technischen Kriterien allerdings nur durchschnittlich abschneidet, wird es in der Bewertung der Hauptkategorie der anlagenbezogenen Kriterien vom Flexibilitätsmodell von Siksnyš et al. (2019) übertroffen und liegt gleichauf mit dem Modell von Ulbig und Andersson (2012).

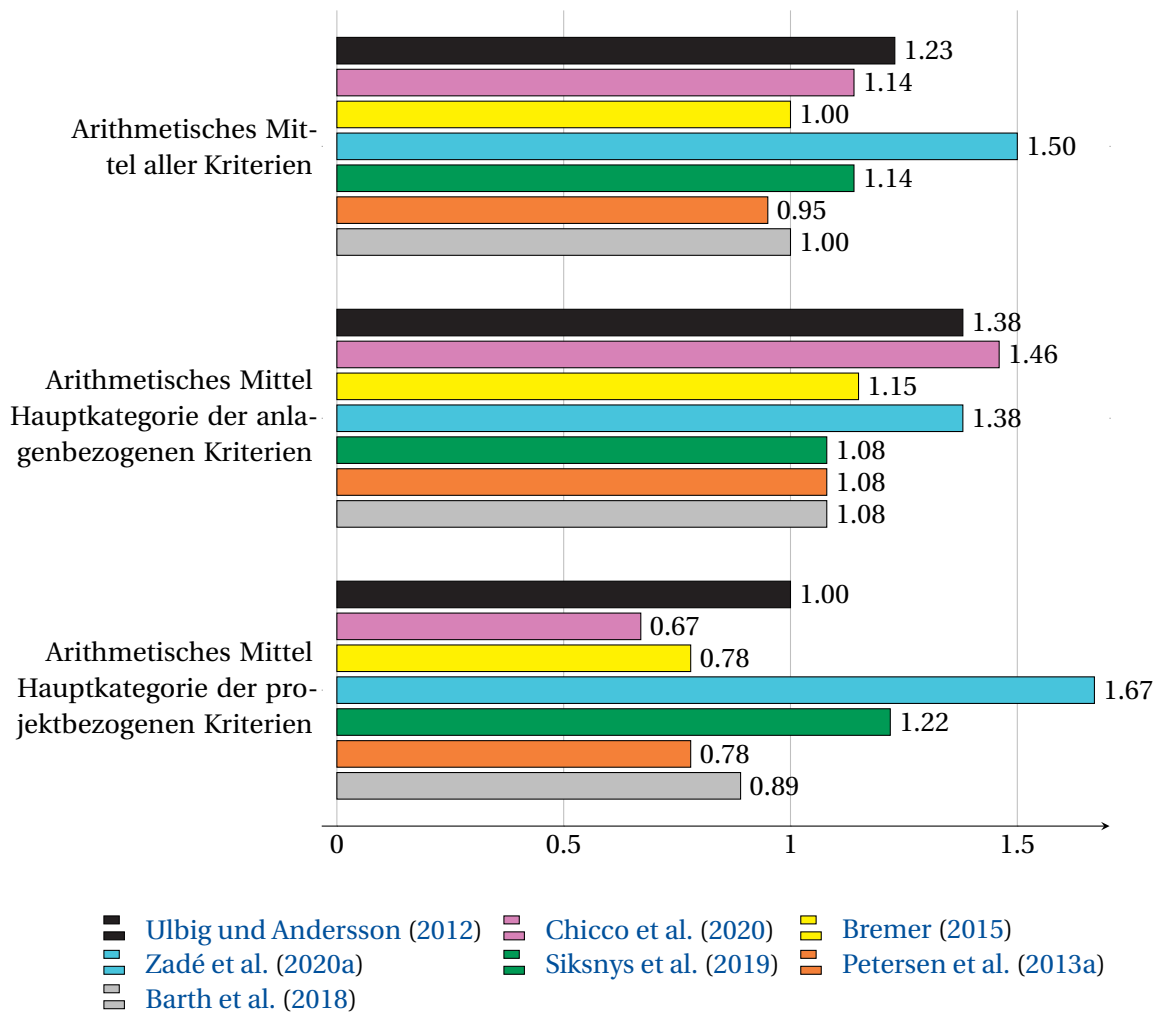


Abbildung 3.1: Arithmetische Mittelwerte der Maßzahlen aller Kriterien (oben), der anlagenbezogenen Kriterien (mittig) und der projektbezogenen Kriterien (unten) der evaluierten Modelle.

Die Stärken des Modells von Ulbig und Andersson (2012) können bei Betrachtung von Abbildung 3.2 in den Bereichen der Abbildbarkeit von Anlagen und derer technischer Details gefunden werden. Gepaart mit einem guten Abschneiden im Bereich der Umsetzbarkeit führt dies zur

zweithöchsten durchschnittlichen Gesamtbewertung unter den analysierten Modellen (siehe [Abbildung 3.1](#)). Aus [Abbildung 3.2](#) lässt sich ablesen, dass die Schwächen des Modells vor allem in der Abbildung von zeitlichen Kriterien liegen.

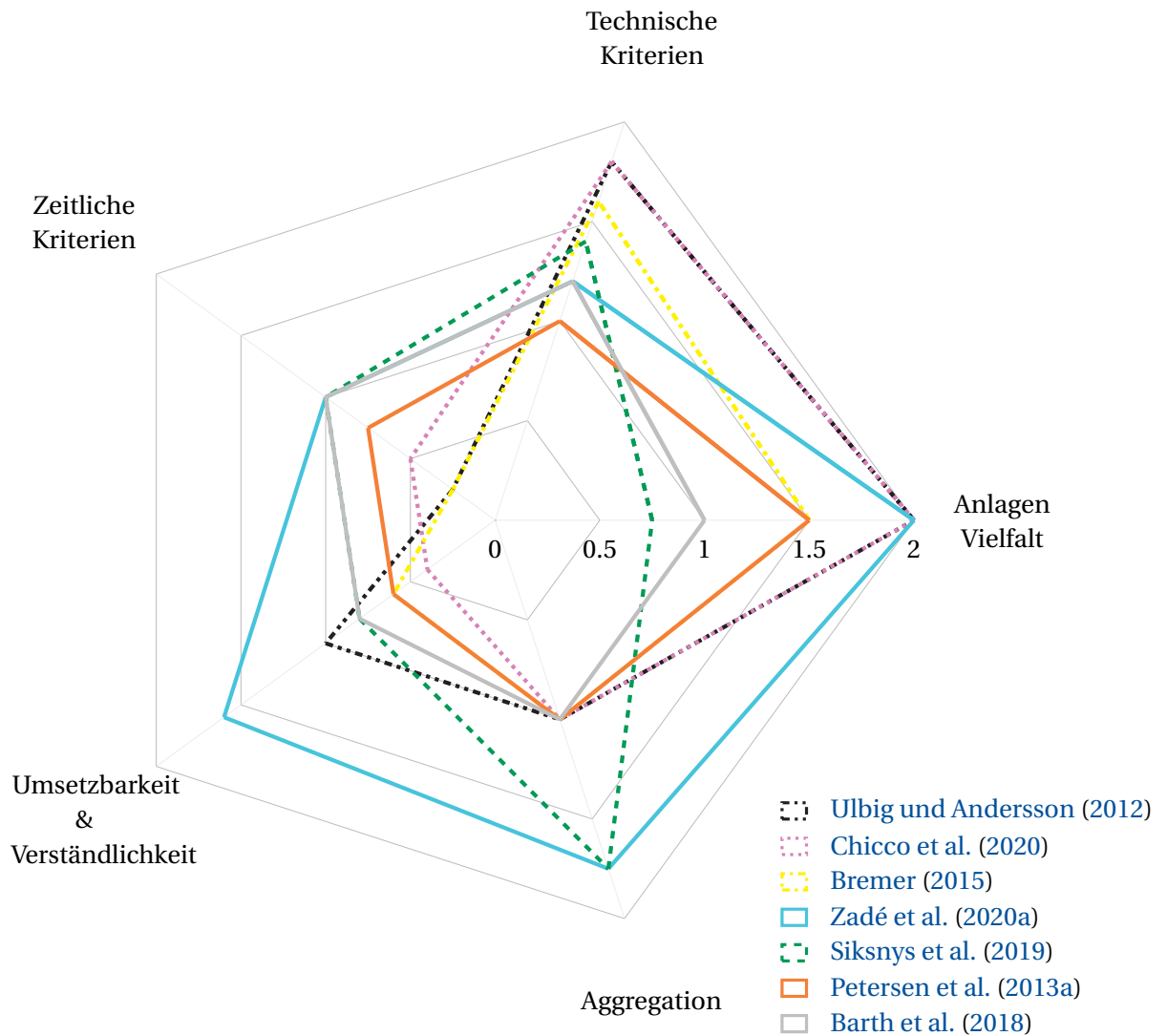


Abbildung 3.2: Arithmetische Mittelwerte der Maßzahlen zugehöriger Kriterien, nach Unterkategorien gegliedert.

[Siksnys et al. \(2019\)](#) liefern im Kontext ihres Flexibilitätsmodells eine Beschreibung von Aggregationsalgorithmen und Ansätzen zur Flexibilitätsbewertung, wodurch sie in der Hauptkategorie der projektbezogenen Kriterien besser als [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) abschneiden.

Bezüglich des Abschneidens in der Hauptkategorie der anlagenbezogenen Kriterien weist das Modell von [Siksnys et al. \(2019\)](#), gemeinsam mit den Modellen von [Barth et al. \(2018\)](#) und [Petersen et al. \(2013a\)](#), die geringste Bewertung auf (siehe [Abbildung 3.1](#)). Wie in [Abbildung 3.2](#) zu sehen ist, steht dem vergleichsweise guten Abschneiden bei der Abbildung zeitlicher Kriterien eine vergleichsweise schwache Bewertung bei der Abbildbarkeit unterschiedlicher Anlagen gegenüber.

[Abbildung 3.1](#) zeigt, dass das Modell von [Chicco et al. \(2020\)](#) mit einer durchschnittlichen Gesamtbewertung von 1.14 Bewertungspunkten gleichauf mit dem Modell von [Siksnys et al. \(2019\)](#) liegt. In [Abbildung 3.2](#) sind Überlagerungen bei der Bewertung der anlagenbezogenen Kriterien der Modelle von [Chicco et al. \(2020\)](#) und [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) zu erkennen. Sie resultieren aus der partiellen Integration des Flexibilitätskonzepts von [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) im Flexibilitätsmodell von [Chicco et al. \(2020\)](#). Die Vorteile, die das Modell von [Chicco et al. \(2020\)](#) gegenüber dem Modell von [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) bei der Abbildung von zeitlichen Kriterien aufweist, stehen der fehlenden wissenschaftlichen Relevanz des Flexibilitätsmodells von [Chicco et al. \(2020\)](#) und einer fehlenden mathematischen Beschreibung der Flexibilitätsberechnung gegenüber. Zur Einordnung der wissenschaftlichen Relevanz des Modells von [Chicco et al. \(2020\)](#) ist allerdings dessen zeitnahe Veröffentlichung in 2020 zu beachten, die die Bewertung beeinflussen kann.

Durch eine verfügbare Datengrundlage kann das Flexibilitätsmodell von [Barth et al. \(2018\)](#) andere Bewertungsdefizite im Bereich der projektbezogenen Kriterien ausgleichen und dort ein besseres Abschneiden als die Modelle von [Petersen et al. \(2013a\)](#) und [Bremer \(2015\)](#) verzeichnen. Weitere Vorteile bietet das Modell durch die vergleichsweise gute Abbildbarkeit der zeitlichen Kriterien (siehe [Abbildung 3.2](#)). Wie in [Abbildung 3.2](#) zu sehen, steht im Kontrast dazu die vergleichsweise geringe Fähigkeit des Modells, ein heterogenes Feld an Anlagen und deren technische Eigenschaften abbilden zu können. [Abbildung 3.1](#) weist dem Modell von [Barth et al. \(2018\)](#) eine arithmetisch gemittelte Maßzahl aller Bewertungskriterien von 1.00 zu, womit es gleichauf mit dem Flexibilitätsmodell von [Bremer \(2015\)](#) liegt.

Sowohl das Flexibilitätsmodell von [Bremer \(2015\)](#), als auch das Modell von [Petersen et al. \(2013a\)](#) weisen vergleichsweise niedrige Bewertungen in der Hauptkategorie der projektbezogenen Kriterien auf (siehe [Abbildung 3.1](#)). Die Stärken des Modells von [Bremer \(2015\)](#), die in der Abbildung von Anlagen und deren Eigenschaften liegen, werden bei der Ansicht von [Abbildung 3.2](#) deutlich. In Kombination mit einer vergleichsweise schlechten Abbildbarkeit von zeitlichen Kriterien führt dies in [Abbildung 3.1](#) zu einer arithmetisch gemittelten Maßzahl von 1.15 in der Hauptkategorie der anlagenbezogenen Kriterien.

Wie in [Abbildung 3.1](#) zu sehen, schneidet das Flexibilitätsmodell von [Petersen et al. \(2013a\)](#) mit einer arithmetisch gemittelten Maßzahl von 0.95 in der Gesamtbewertung am schlechtesten ab. [Abbildung 3.2](#) zeigt für das Modell von [Petersen et al. \(2013a\)](#) ein durchschnittliches bis unterdurchschnittliches Abschneiden in allen Unterkategorien. Die Bewertung der Modelle anhand der Kriterien der Hauptkategorien in [Abbildung 3.1](#) zeigt, dass das Modell gegenüber dem Flexibilitätsmodell von [Chicco et al. \(2020\)](#) im Bereich der projektbezogenen Kriterien einen Vorteil besitzt, der durch dessen wissenschaftliche Relevanz entsteht.

3.4 Zwischenfazit und Diskussion

Auf Basis der Bewertungsergebnisse aus [Abschnitt 3.3](#) lassen sich drei Ansätze zur Flexibilitätsmodellierung identifizieren, die sich für die Implementierung und die Flexibilitätsanalyse in den folgenden Kapitel vergleichsweise gut eignen.

Das „OpenTUMFlex“-Modell von [Zadé et al. \(2020a\)](#) liegt bei der Bewertung der anlagen- und projektbezogenen Kriterien unter den drei besten Modellen und bietet sich durch die bereits vorhandene Implementierung der Flexibilitätsermittlung und -aggregation an, als Vergleichsmodell verwendet zu werden. Des Weiteren können die Inputdaten des „OpenTUMFlex“-Modells als Datengrundlage zur Funktionalitätsanalyse der noch zu implementierenden Modelle und zur Evaluation der modellierten Flexibilitäten genutzt werden.

[Ulbig und Andersson \(2012\)](#) beschreiben ein Flexibilitätsmodell, das sich nach den Maßstäben der in [Abschnitt 3.1](#) vorgestellten Metrik besonders durch die Möglichkeiten zur Abbildung unterschiedlicher Anlagentypen und derer technischer Eigenschaften auszeichnet. Die detaillierte Beschreibung zur Flexibilitätsberechnung erleichtert die Implementierung und ermöglicht einen Vergleich der modellierten Flexibilität mit anderen Modellen. Die wissenschaftliche Relevanz des Modells von [Ulbig und Andersson \(2012\)](#), die beispielsweise in der Integration des Flexibilitätskonzepts durch [Chicco et al. \(2020\)](#) ihren Ausdruck findet, unterstreicht dessen Verständlichkeit und Eignung zur Implementierung.

Der von [Siksnys et al. \(2019\)](#) vorgestellte Modellierungsansatz schneidet zwar in der Abbildung von Anlagen und technischen Eigenschaften vergleichsweise schlecht respektive mittelmäßig ab, bereichert die weiterführende Flexibilitätsanalyse allerdings durch die Abbildbarkeit einer weiteren zeitlichen Dimension und der Abbildbarkeit von zeitlichen Abhängigkeiten durch die Generierung von DFOs. Weitere Gründe, weshalb das Modell von [Siksnys et al. \(2019\)](#) dem im Durchschnitt gleich bewerteten Modell von [Chicco et al. \(2020\)](#) vorgezogen wird, sind die von [Siksnys et al. \(2019\)](#) vorgestellten Aggregationsalgorithmen und die Ansätze zur Flexibilitätsbewertung, die als Indiz für eine Aggregationseignung der modellierten Flexibilitäten gewertet werden können. Außerdem ermöglichen die detailliert beschriebenen Algorithmen

zur Flexibilitätsermittlung die Implementierung des Ansatzes und legen damit die Basis für eine Vergleichbarkeit der ermittelten Flexibilitäten mit anderen Modellen. Um eine möglichst differenzierte Analyse der ausgewählten Modelle durchführen zu können, sprechen zusätzlich die Parallelen zum Ansatz von [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) gegen eine Implementierung des Flexibilitätsmodells von [Chicco et al. \(2020\)](#).

Die weiteren Konzepte zur Flexibilitätsmodellierung von [Petersen et al. \(2013a\)](#), [Barth et al. \(2018\)](#) und [Bremer \(2015\)](#) wurden aufgrund ihrer schlechten Bewertungsergebnisse für die weitere Flexibilitätsanalyse im Kontext dieser Arbeit ausgeschlossen.

Wie im vorangegangenen Absatz erläutert, ist das Abschneiden der Flexibilitätsmodelle in der Evaluation entscheidend für die Auswahl zur weiteren Analyse. Die Kriterien, die der Bewertung zugrunde liegen, wurden mit dem Ziel ausgewählt, neben der Abbildbarkeit von Anlagenflexibilität auch die Kompatibilität eines Modellierungsansatzes mit den Zielen dieser Arbeit einordnen zu können. Ebenso wie die Auswahl der Kriterien ist die Zuordnung der Maßzahlen durch die Subjektivität des Autors beeinflusst, weshalb unterschiedliche Sichtweisen auf die Flexibilitätsmodelle zu unterschiedlichen Bewertungsergebnissen führen können.

Da das Ziel der Bewertung das Hervorheben eines Modells ist, das möglichst viele Funktionen ausreichend gut erfüllt, wurde keine Gewichtung der Bewertungskriterien vorgenommen. Die Erweiterung des Bewertungsverfahrens um Gewichtungsfaktoren, die auf ausgewählte Kriterien oder Kategorien angewendet werden, würde eine anwendungsspezifische Bewertung der Flexibilitätsmodelle ermöglichen. So würde die Suche nach einem Ansatz zur Modellierung eines industriellen Anlagenverbunds, dessen Flexibilität durch eine optimierte zeitliche Abstimmung einzelner Produktionsprozesse generiert wird, zu einer stärkeren Gewichtung der zeitlichen Kriterien im Vergleich zu den anderen Bewertungskriterien führen. Dies hätte ein besseres Abschneiden der Flexibilitätsmodelle nach [Barth et al. \(2018\)](#) oder [Siksnys et al. \(2019\)](#) im Vergleich zu den, auf die abbildbare Anlagenvielfalt fokussierten, Modellen nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) oder [Chicco et al. \(2020\)](#) zur Folge.

4 Implementierung

Um eine weiterführende Bewertung der in [Kapitel 3](#) ausgewählten Flexibilitätsmodelle durchführen zu können, wurden die Flexibilitätsmodelle mit Python² implementiert. Wie in [Abbildung 4.1](#) dargestellt, wurde zur Evaluierung der Aggregationseignung der generierten Flexibilitäten das Agentenmodell „FreqMatch-Market“³ in die Programmarchitektur integriert. Es handelt sich dabei um eine Entwicklung der Abteilung „Digitalisierte Energiesysteme“⁴ der Universität Oldenburg. Die Implementierung der Flexibilitätsmodelle und die Integration des Aggregationsmodells wurde durch eine Visualisierung der erzeugten Flexibilitäten ergänzt. Das Hauptprogramm dient als zentrale Steuereinheit und ermöglicht den Zugriff auf die unterschiedlichen Komponenten der Implementierung.

Zu Beginn der Simulation wird im Hauptprogramm ein Szenario gewählt, das festlegt, welche Anlagentypen von den Flexibilitätsmodellen abgebildet werden sollen (Siehe [Abbildung 4.1](#)). Hierbei kann zwischen im „OpenTUMFlex“-Modell von [Zadé et al. \(2020a\)](#) vordefinierten Szenarien oder einem benutzerdefinierten Szenario gewählt werden. Dabei ist die Zusammenstellung der Anlagen auf die vom „OpenTUMFlex“-Modell abbildbaren Typen begrenzt. Die aktuellste Version des „OpenTUMFlex“-Modells ist über [GitHub](#)⁵ frei zugänglich.

4.1 „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodell von [Zadé et al. \(2020a\)](#)

Das in die Implementierung eingepasste „OpenTUMFlex“-Modell von [Zadé et al. \(2020a\)](#) löst das in [Abschnitt 2.4](#) beschriebene, sich auf Basis der Anlagenwahl ergebende Unit Commitment Problem. Die optimierten Fahrpläne der Anlagen werden einerseits genutzt, um mit Hilfe des „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodells Flexibilitätsangebote zu generieren. Andererseits werden sie gemeinsam mit den Anlagenparametern an das Hauptprogramm übergeben und dienen als Grundlage für die Flexibilitätsmodellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) und die FO- und DFO- Modellierung. Die einzigen Änderungen, die am „OpenTUMFlex“-Modell vorgenommen wurden, sind die Anpassungen für die Integration in die Programmstruktur und die Eingabe einzelner Parameter und Zeitreihen, die in [Kapitel 5](#) vorgestellt werden. Die Flexibilitätsberechnung erfolgt für jeden Anlagentyp nach einem spezifischen Algorithmus. Die Funktionalität der Berechnung wurde in [Abschnitt 2.4](#) exemplarisch anhand eines Batteriespeichers erläutert.

²<https://www.python.org/>

³<https://gitlab.uni-hannover.de/tiemann/freqmatch-market>

⁴<https://uol.de/des>

⁵<https://github.com/tum-ewk/OpenTUMFlex>

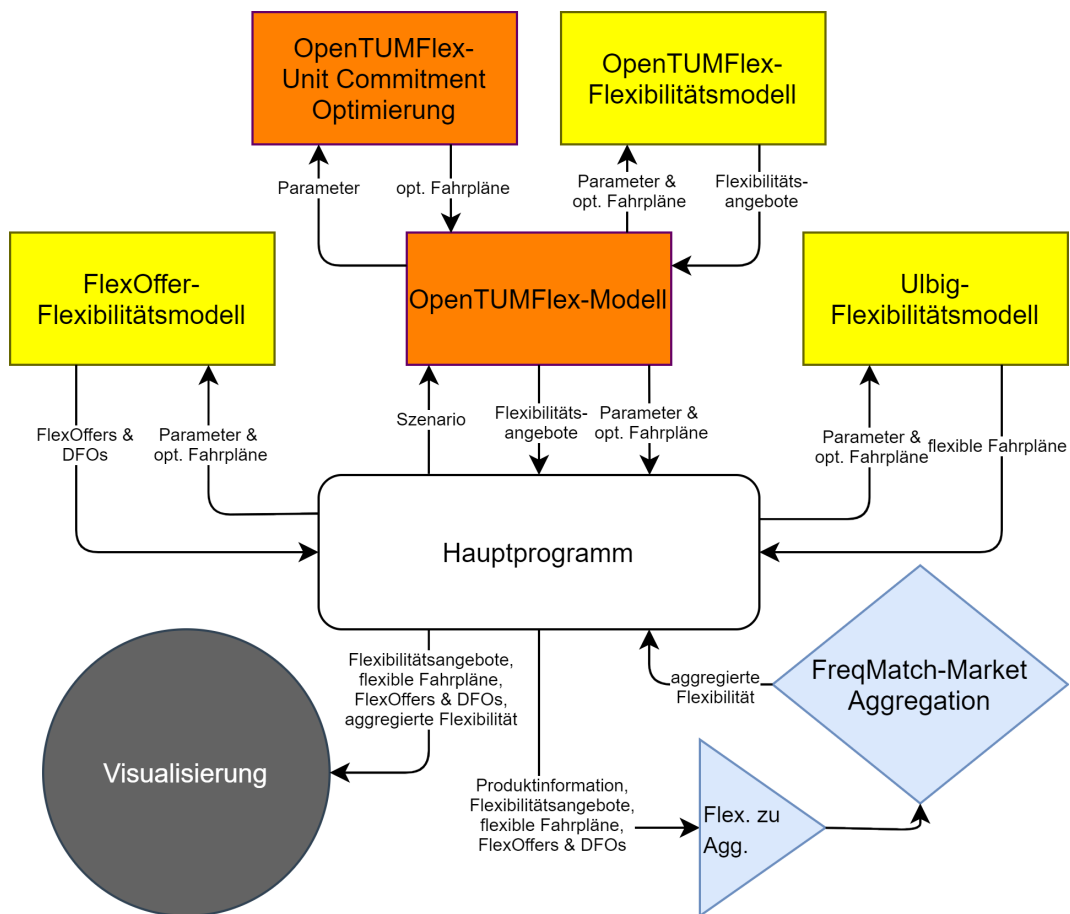


Abbildung 4.1: Architektur der Implementierung (weiß: Hauptprogramm; orange: Quelle für Parameter und Fahrpläne; gelb: Flexibilitätsmodelle; blau: Aggregation; grau: Visualisierung).

Eine detaillierte Darstellung der Auswirkungen des jeweiligen Ermittlungsalgorithmus auf die generierten Flexibilitätsangebote sind Inhalt der Ergebnispräsentation in [Abschnitt 6.1](#).

4.2 Flexibilitätsmodell nach Ulbig und Andersson (2012)

Die Hauptkomponente des Flexibilitätsmodells nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) bildet die Leistungsknotenbilanz nach [Gleichung 2.2](#) für den jeweils analysierten Anlagentyp und die daraus hergeleiteten Gleichungen zur Berechnung der Anlagenflexibilität. Die Herleitung orientiert sich an [Gleichung 2.4](#) und [Gleichung 2.5](#). Die resultierenden Formeln sind im [Abschnitt A.2](#) unter [Gleichung A.1](#) bis [Gleichung A.6](#) zu finden. Die betrachteten Anlagen können von elektri-

scher Seite wie in [Tabelle 4.1](#) kategorisiert werden. Auf Basis der Fahrpläne und Parameter einer Anlage i kann mit Hilfe der hergeleiteten Formeln, iterativ für jeden analysierten Zeitschritt k , die maximal zulässige positive Leistungsabweichung $\pi_{\max,i}^+(k)$ vom Fahrplan und die maximal zulässige negative Leistungsabweichung $\pi_{\min,i}^-(k)$ vom Fahrplan ermittelt werden. Zusätzlich implementiert wurde für die Anlagentypen mit interner Speicherfunktion eine Ladegrad-Kontrolle, die sicherstellt, dass der Abruf einer flexiblen Leistung zu einem spezifischen Zeitpunkt zu keiner Verletzung der Ladegradgrenzen in den nachfolgenden Zeitschritten führt. Hierfür notwendig ist die Ermittlung der Energiemengenflexibilität, die sich aus Integration der Leistungsflexibilität über den analysierten Zeitschritt ergibt (Siehe [Abschnitt 2.1](#)). Aus mehreren Gründen wurde auf die Integration von Leistungssteigerungsflexibilitäten beziehungsweise Lastwechselzeiten in die Modell-Implementierung und deren Auswirkung auf die modellierten Flexibilitäten verzichtet. Erstens sind Lastwechselzeiten im „OpenTUMFlex“-Modell von [Zadé et al. \(2020a\)](#) nicht integriert, weshalb die sich ergebenden Fahrpläne, auf denen die Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) basiert, keine Lastwechselzeiten abbilden. Des Weiteren besitzen die analysierten Anlagentypen von elektrischer Seite im Verhältnis zur gewählten 15 minütigen Auflösung der Fahrpläne (Siehe [Kapitel 5](#)) vergleichsweise kleine Lastwechselzeiten. Aus diesem Grund wird angenommen, dass sie keinen begrenzenden Faktor beim Anfahren der geforderten Betriebspunkte darstellen und ihr Einfluss auf die generierten Flexibilitäten im Zuge dieser Arbeit vernachlässigbar klein ist. Die sich ergebenden flexiblen Fahrpläne werden an das Hauptprogramm übergeben.

Tabelle 4.1: Kategorisierung der untersuchten Anlagentypen zur Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) aus elektrischer Sichtweise.

Anlagentyp	Anlagen	Flexibilitätsgleichungen
Erzeuger	Blockheizkraftwerk, Photovoltaikanlage	Gleichung A.1 , Gleichung A.2
Verbraucher	Elektroauto, Wärmepumpe	Gleichung A.3 , Gleichung A.4
Energiespeicher	Batteriespeicher	Gleichung A.5 , Gleichung A.6

4.3 FO- und DFO-Modellierung nach [Neupane et al. \(2017\)](#) respektive [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#)

Wie in [Abschnitt 2.5](#) erläutert, stammen die Algorithmen zur FO- beziehungsweise DFO-Modellierung von [Neupane et al. \(2017\)](#) und [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#). Aus diesem Grund werden in den folgenden Kapiteln anstelle der Veröffentlichung von [Siksnys et al. \(2019\)](#), die eine allgemeine

Vorstellung des FO-Konzepts beinhaltet, die Veröffentlichungen von [Neupane et al. \(2017\)](#) und [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) referenziert.

Als Basis für die FO-Generierung von Elektroautos mit reiner Ladefunktion dienen die optimierten Fahrpläne und die Anlagenparameter aus dem „OpenTUMFlex“-Modell von [Zadé et al. \(2020a\)](#). Für die FO-Generierung der Wärmepumpe wird kein Fahrplan benötigt. Es werden lediglich die Anlagenparameter aus dem „OpenTUMFlex“-Modell übernommen und entsprechend der in [Kapitel 5](#) vorgestellten Parameter ergänzt. Zur Ermittlung der flexiblen Energieprofile der beiden Anlagentypen wurde jeweils ein von [Neupane et al. \(2017\)](#) vorgestellter anlagenspezifischer Algorithmus implementiert. Im originalen Algorithmus nach [Neupane et al. \(2017\)](#) wird mit Hilfe von Pattern Sequence Matching aus historischen Daten für jeden Verfügbarkeitszeitraum des Elektroautos ein typisches, zu erwartendes Ladeprofil generiert. Da ein entsprechender Datensatz nicht vorliegt, werden die optimierten Ladepläne aus dem „OpenTUMFlex“-Modell innerhalb der Verfügbarkeitszeiträume zeitlich komprimiert und als typische Ladeprofile angenommen. Die Komprimierung des Ladevorgangs hat einen Einfluss auf die zeitliche Flexibilität des generierten FO's. Da der FO-Algorithmus für Elektroautos allerdings einen durchgängigen Ladefahrplan benötigt, wird eine Verfälschung der Ergebnisse bezüglich deren Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen anderen Modellen in Kauf genommen. Zur Nachvollziehbarkeit dieses Vorgangs sei auf [Abbildung 6.14](#) und [Abbildung 6.18](#) verwiesen. Die ursprünglichen optimierten Betriebspläne in den Verfügbarkeitszeiträumen des Elektroautos in [Abbildung 6.14](#) werden durch zeitliche Komprimierung zu den zeitlich verschiebbaren Ladeprofilen in [Abbildung 6.18](#). Um die generierten Energieprofile in FOs umzuwandeln, wird von [Neupane et al. \(2017\)](#) ein weiterer Algorithmus präsentiert, der in die vorgenommene Implementierung integriert wurde. Zusätzlich wird die Möglichkeit integriert auf Basis der Anlagenmodelle nach [Neupane et al. \(2017\)](#) und den daraus generierten FOs, DFOs für Elektroautos und Wärmepumpen mit Hilfe eines Algorithmus nach [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) zu erzeugen. Die dabei zu lösenden Optimierungsprobleme sind in der pythonbasierten Gurobi API⁶ implementiert und werden mit Hilfe des Gurobi Solvers⁷ gelöst. Die generierten FOs und DFOs für Elektroautos und Wärmepumpen werden an das Hauptprogramm übergeben.

⁶https://www.gurobi.com/documentation/9.1/refman/py_python_api_overview.html

⁷<https://www.gurobi.com/>

4.4 Flexibilitätsaggregation mit Hilfe des „FreqMatch-Market“

Der zur Evaluierung der Aggregationskompatibilität integrierte „FreqMatch-Market“ ermöglicht eine zielgerichtete Aggregation der Anlagenflexibilitäten zu unterschiedlichen Produkten der Strombörse und des Regelleistungsmarkts. Wie in [Abbildung 4.1](#) mit dem Baustein „Flex. zu Agg.“ dargestellt, müssen die Anlagenflexibilitäten vor der Aggregation an das Format des Aggregationsmodells angepasst und anschließend passend nach dem im Hauptprogramm gewählten Produkt selektiert werden.

Der Aggregationsalgorithmus des „FreqMatch-Market“ benötigt pro analysierter Anlage eine viertelstündlich aufgelöste, 24-stündige Zeitreihe der flexibel abrufbaren negativen und positiven Leistungen der Anlage. Falls sie keine Laufzeit von 24 Stunden aufweisen, müssen deshalb zunächst die Flexibilitätsangebote, **FOs** und **DFOs** durch Leerstellen an den unbesetzten Zeitpunkten erweitert werden. Obwohl durch die Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) bereits flexible 24-stündige Fahrpläne generiert werden, müssen auch sie modifiziert werden. Wie in [Abschnitt 4.2](#) erläutert, ermöglicht die Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) die Ermittlung der zulässigen positiven und negativen Leistungsabweichung einer Anlage innerhalb eines analysierten Zeitschritts. Da die Modellierung allerdings die Auswirkung eines Flexibilitätsabrufs auf die verfügbare Flexibilität in nachfolgenden Zeitschritten nicht berücksichtigt, muss davon ausgegangen werden, dass die analysierte Anlage nur die Flexibilität eines Zeitschritts gesichert bereitstellen kann (Siehe [Kapitel 6](#)). Ein flexibler Fahrplan mit 96 aufeinanderfolgenden flexiblen Zeitschritten wird deshalb für die Aggregation zu 96 möglichen Fahrplänen mit jeweils einem flexiblen Zeitschritt umgewandelt. Das gleiche Prozedere wird für die nach [Neupane et al. \(2017\)](#) generierten **FOs** der Wärmepumpe durchgeführt. Der implementierte Algorithmus ermöglicht eine Berechnung der maximal abrufbaren elektrischen Leistung der Wärmepumpe unter Berücksichtigung der Temperaturgrenzen des beheizten Raumes innerhalb des analysierten Zeitschritts. Allerdings wird davon ausgegangen, dass die Raumtemperatur in den vorangegangenen Zeitschritten durch Erbringung einer minimalen Heizleistung am Temperaturminimum gehalten wurde. Es kann also nicht angenommen werden, dass bei einem aufeinanderfolgenden Abruf der maximalen elektrischen Leistung eine Einhaltung der Temperaturgrenzen der beheizten Räumlichkeit gewährt ist.

Ergänzend wurde ein Algorithmus implementiert, der aus der sich ergebenden Vielzahl an möglichen Fahrplänen einer analysierter Anlage den Fahrplan mit der maximalen Flexibilität im Zeitraum des zu aggregierenden Produkts auswählt und der jeweiligen Anlage zuweist.

Der „FreqMatch-Market“ erstellt für jede beteiligte Anlage einen Flexibilitätsagenten, der auf Anfrage die verfügbare Flexibilität seiner Anlage an den aggregierenden Agenten weiterleitet.

Einer der Flexibilitätsagenten fungiert als Aggregationsagent und führt nach Erhalt der Flexibilitäten aller anderer Flexibilitätsagenten eine dezentrale Aggregation der Flexibilitäten zu einem gewählten Produkt durch. Die Leistung des Produkts ergibt sich dabei aus der minimalen Leistungssumme, die über den gesamten Produktzeitraum aggregiert bereitgestellt werden kann. Bei der Zusammenstellung des Produkts bevorzugt der aggregierende Flexibilitätsagent die Flexibilität seiner Anlage und füllt die restliche Kapazität mit den günstigsten Flexibilitäten der anderen Anlagen auf. Die aggregierten Flexibilitäten werden nach erfolgreicher Aggregation an das Hauptprogramm übergeben. Auf die vom „FreqMatch-Market“ simulativ darstellbaren Verkaufsprozesse der aggregierten Flexibilitäten an unterschiedliche Marktagenten wird im Zuge dieser Arbeit nicht eingegangen, weil sie auf die Beurteilung der Aggregationseignung der unterschiedlichen Flexibilitäten keinen Einfluss haben.

5 Simulation

Um die Performanz der implementierten Flexibilitätsmodelle bewerten zu können, werden fünf unterschiedliche Anlagen und die zugehörigen Parameter definiert. Die Auswahl der Anlagen richtet sich an den mit dem „OpenTUMFlex“-Modell von [Zadé et al. \(2020a\)](#) abbildbaren Typen, weil die aus dem Modell resultierenden Ergebnisse als Grundlage der weiteren Flexibilitätsmodellierung benötigt werden. Gewählt wird das im „OpenTUMFlex“-Modell vordefinierte Szenario „Apartement“, das eine Photovoltaikanlage, ein Blockheizkraftwerk, ein Elektroauto mit reiner Ladefunktion, eine Wärmepumpe und einen Batteriespeicher und damit alle abbildbaren Anlagentypen beinhaltet. Die Flexibilitätsmodellierung nach „OpenTUMFlex“ und nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) erfolgt für alle fünf Anlagentypen. Für die Modellierung nach „OpenTUMFlex“ ist zusätzlich ein Wärmespeicher integriert, der als Puffer für die Wärmepumpe und das Blockheizkraftwerk dient. Die FO- und DFO-Generierung nach [Neupane et al. \(2017\)](#) respektive [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) wird nur für das Elektroauto und die Wärmepumpe durchgeführt, da von den Autoren in den referenzierten Veröffentlichungen und auch in verwandten Arbeiten keine weiteren anlagenspezifischen Flexibilitätsalgorithmen vorgestellt werden. Zur Simulation der Wärmepumpe mussten eine Zeitreihe der Außentemperatur, ein thermischer Widerstand und eine thermische Kapazität definiert werden, welche in den folgenden Abschnitten mit einem * gekennzeichnet sind. Alle weiteren Parameter und resultierende Zeitreihen für alle modellierten Anlagentypen werden aus dem Szenario „Apartement“ des „OpenTUMFlex“-Modells übernommen. So wird sichergestellt, dass zu den im Unit Commitment Problem zu erfüllenden Lastgängen passende Anlagengrößen gewählt werden und daraus realistische Fahrpläne für die Anlagen resultieren. Die analysierte Zeitspanne beträgt für alle Anlagentypen 24 Stunden von 00:00 Uhr bis 23:45 Uhr mit einer Diskretisierung von 96 15-minütigen Zeitschritten. Die Diskretisierung von 15 Minuten wurde gewählt, da sie die kleinste am deutschen Strommarkt handelbare Zeiteinheit und damit die Grundlage für alle Strommarkt- und Regelleistungsmarktprodukte darstellt.

5.1 Simulationsparameter Photovoltaikanlage

Um die Flexibilitätsmodellierung einer Photovoltaikanlage nach „OpenTUMFlex“ und [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) durchzuführen, wird neben den anlagenspezifischen Parametern eine Zeitreihe der Sonneneinstrahlung im analysierten Zeitraum benötigt, die im [Abschnitt A.3](#) in [Tabelle A.5](#) zu finden ist. Der in [Tabelle 5.1](#) dargestellte Wirkungsgrad der Photovoltaikanlage entspricht nicht dem realen Wirkungsgrad der Anlage, muss für die Simulation allerdings als eins angenommen werden. Der Grund dafür ist die im „OpenTUMFlex“-Modell vorgegebene Zeitreihe der Sonneneinstrahlung, die sich auf die von der Photovoltaikanlage eingespeiste

Leistung bezieht und alle Komponentenverluste und -wandlungsgrade der Anlage bereits mit einbezieht.

Tabelle 5.1: Simulationsparameter der Photovoltaikanlage.

Anlage	Parameter	Wert	Einheit
Photovoltaikanlage	Maximale Leistung elektrisch $P_{\max, PV}$	3	kW
	Minimale Leistung elektrisch	0	kW
	Wirkungsgrad	1	
	Sonneneinstrahlung $S_{\text{ein}} / P_{\max, PV}$	Tabelle A.5	

5.2 Simulationsparameter Blockheizkraftwerk

Beim modellierten Blockheizkraftwerk handelt es sich um ein Nano-Blockheizkraftwerk mit einer maximalen elektrischen Leistung von 2 kW für den Einsatz in Ein- oder Mehrfamilienhäusern. Neben den elektrischen Parametern werden ein thermischer Wirkungsgrad und die sich ergebenden thermischen Leistungsgrenzen aus dem „OpenTUMFlex“-Modell übernommen, um die Flexibilitätsmodellierung nach „OpenTUMFlex“ und [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) durchführen zu können. (Siehe [Tabelle 5.2](#))

Tabelle 5.2: Simulationsparameter des Blockheizkraftwerks.

Anlage	Parameter	Wert	Einheit
Blockheizkraftwerk	Maximale Leistung elektrisch	2	kW
	Minimale Leistung elektrisch	0	kW
	Wirkungsgrad elektrisch	0,3	
	Maximale Leistung thermisch	4,33	kW
	Minimale Leistung thermisch	0	kW
	Wirkungsgrad thermisch	0,65	

5.3 Simulationsparameter Wärmepumpe

Die Leistungsgrenzen und Wirkungsgrade der modellierten Wärmepumpe werden in allen drei Modellen als abhängig von Außen- und Bereitstellungstemperatur angenommen. Die im „OpenTUMFlex“-Modell vorgegebene Zeitreihe der Außentemperaturen wird ersetzt, da sie mit einer konstanten Temperatur von 0°C keinen realistischen Temperaturverlauf abbildet. Der verwendete Verlauf der Außentemperatur, mit einer stündlichen Auflösung und einer Datierung auf den 01.01.2020, stammt von der Messstation des Deutschen Wetterdiensts in Hannover⁸ und wird mit Hilfe von linearer Interpolation auf eine 15-minütige Auflösung verfeinert. Wie in [Tabelle 5.3](#) zu sehen, wird definiert, dass bei maximaler elektrischer Leistung stets eine maximale Temperatur von 45°C durch die Wärmepumpe bereitgestellt wird.

Tabelle 5.3: Simulationsparameter der Wärmepumpe.

Anlage	Parameter	Wert	Einheit
Wärmepumpe	Maximale Leistung elektrisch $P_{\max, el}$	Tabelle A.5	kW
	Minimale Leistung elektrisch	0	kW
	Maximale Leistung thermisch $P_{\max, th}$	Tabelle A.5	kW
	Minimale Leistung thermisch	0	kW
	Bereitstellungstemperatur T_{ber} bei P_{\max}	45	°C
	Außentemperatur $T_{au\beta}$ *	Tabelle A.5	°C
	Leistungszahl (COP) bei T_{ber} & $T_{au\beta}$	Tabelle A.5	
	Start Raumtemperatur Simulationszeitraum	23	°C
	Maximale Raumtemperatur	26	°C
	Minimale Raumtemperatur	20	°C
	Thermischer Widerstand*	7,5	°C/kW
	Thermische Kapazität*	0,3	kWh/°C

Die sich für jeden Zeitschritt ergebenden maximalen elektrischen Leistungen und Leistungszahlen können durch Interpolation aus Leistungstabelle [Tabelle A.4](#) respektive Leistungszahlentabelle [Tabelle A.3](#) (Siehe [Abschnitt A.3](#)) der Wärmepumpe errechnet werden. Die resultierenden Zeitreihen sind im [Abschnitt A.3](#) in [Tabelle A.5](#) zu finden. Des weiteren werden aus dem Optimierungsmodell des „OpenTUMFlex“-Modells die thermischen Komfortgrenzen und die Anfangs-

⁸<https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klarchivstunden.html;jsessionid=34E9AF522A3D5C95C13251A00FB0CC36.live31092?nn=16102#buehneTop>

stemperatur der beheizten Räumlichkeiten für die FO- und DFO-Generierung nach [Neupane et al. \(2017\)](#) respektive [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) übernommen. Zusätzlich zu den Daten aus dem „OpenTUMFlex“-Modell müssen der thermische Widerstand und die thermische Kapazität der Räumlichkeiten so definiert werden, dass sie gemeinsam mit der sich ändernden Außentemperatur zur Dimensionierung der Wärmepumpe passen. (Siehe [Tabelle 5.3](#))

5.4 Simulationsparameter Wärmespeicher

Zur Flexibilitätsermittlung nach „OpenTUMFlex“ werden die Parameter des Wärmespeichers benötigt, dessen Pufferfunktion einen Einfluss auf die verfügbare Flexibilität des Blockheizkraftwerks und der Wärmepumpe hat. (Siehe [Tabelle 5.4](#))

Tabelle 5.4: Simulationsparameter des Wärmespeichers.

Anlage	Parameter	Wert	Einheit
Wärmespeicher	Speicherkapazität	15	kWh
	Maximale Leistung thermisch	10	kW
	Minimale Leistung thermisch	0	kW
	Start Ladegrad Simulationszeitraum	40	%

5.5 Simulationsparameter Elektroauto

Das Elektroauto wird in allen drei Flexibilitätsmodellen nur mit Ladefunktion modelliert. Dafür werden die Leistungsgrenzen, der elektrische Wirkungsgrad, die Speicherkapazität und der Ladegrad des Elektroautos zu Beginn des Simulationszeitraums aus dem „OpenTUMFlex“-Modell übernommen. Zusätzlich werden für die Modellierung nach „OpenTUMFlex“ und [Neupane et al. \(2017\)](#) beziehungsweise [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) die Start- und Endzeitschritte der Verfügbarkeit und die zugehörigen Start- und Zielladegrade benötigt. (Siehe [Tabelle 5.5](#))

5.6 Simulationsparameter Batteriespeicher

Um Flexibilitätsangebote und flexible Fahrpläne nach „OpenTUMFlex“ respektive [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) aus den optimierten Fahrplänen des Batteriespeichers generieren zu können, werden dessen Leistungsgrenzen, dessen elektrischer Wirkungsgrad und dessen Speicherkapazität aus dem „OpenTUMFlex“-Modell übernommen. Wie in [Tabelle 5.6](#) abgebildet, wird

Tabelle 5.5: Simulationsparameter des Elektroautos.

Anlage	Parameter	Wert	Einheit
Elektroauto	Maximale Leistung elektrisch	8	kW
	Minimale Leistung elektrisch	0	kW
	Wirkungsgrad elektrisch	0,98	
	Speicherkapazität	20	kWh
	Start Ladegrad Simulationszeitraum	30	%
	Start Verfügbarkeit	0,72	Zeitschritt
	Ende Verfügbarkeit	31,94	Zeitschritt
	Start Ladegrad Verfügbarkeit	30,50	%
	Ziel Ladegrad Verfügbarkeit	80,100	%

außerdem die Information über den minimal zulässigen Ladegrad, den Ladegrad des Batteriespeichers zu Beginn des Simulationszeitraums und für die Modellierung nach „OpenTUMFlex“ der geforderte Ladegrad am Ende des Simulationszeitraums benötigt.

Tabelle 5.6: Simulationsparameter des Batteriespeichers.

Anlage	Parameter	Wert	Einheit
Batteriespeicher	Maximale Leistung elektrisch	3	kW
	Minimale Leistung elektrisch	0	kW
	Wirkungsgrad elektrisch	0,95	
	Speicherkapazität	5	kWh
	Minimaler Ladegrad	0	%
	Start Ladegrad Simulationszeitraum	50	%
	Ziel Ladegrad Simulationszeitraum	50	%

5.7 Simulationsparameter Aggregation

Um Forschungsfrage 3 (Siehe [Abschnitt 1.2](#)) nach der Eignung der unterschiedlich modellierten Flexibilitäten zur unterschiedlich zielgerichteten Aggregation klären zu können, werden die,

im „FreqMatch-Market“⁹ abbildbaren und in [Tabelle 5.7](#) dargestellten, Produkte des Regelleistungsmarktes und der Strombörse definiert. Die Grundvoraussetzungen zur Erbringung von Regelleistung, wie entsprechende Reaktionszeiten und die Steuerbarkeit von Anlagen, werden als erfüllt angenommen. Gleiches gilt für die Anforderung der unterschiedlichen Produkte an die minimal zu erbringende Leistung, da sie durch eine Skalierung der betrachteten Anlagenanzahl erreicht werden kann. Auf eine Skalierung der Anlagenanzahl wird im Zuge dieser Arbeit jedoch verzichtet, da davon ausgegangen wird, dass ein Verzicht die Aussagekraft der Ergebnisse bezüglich der Aggregationseignung der Flexibilitäten nicht schmälert und zur Wahrung der Übersichtlichkeit der Ergebnisse beiträgt.

Tabelle 5.7: Die zur Aggregation der Flexibilitäten definierten Regelleistungs- und Strommarktprodukte.

Markt	Produkt	15 Minuten Blöcke
Regelleistungsmarkt	Sekundärregelleistung	16
	Minutenregelleistung	16
Strombörse	Day-Ahead-Auktion Stundenprodukt	4
	Intraday-Auktion Viertelstundenprodukt	1
	Intraday-Handel Viertelstundenprodukt	1

Für die Entscheidungsfindung des aggregierenden Flexibilitätsagenten, welche Anlagen bei der Zusammenstellung der Flexibilitätsprodukte bevorzugt werden, wird eine Bepreisung der Flexibilitäten benötigt (Siehe [Kapitel 4](#)). Zwar generiert das „OpenTUMFlex“-Modell Preise für die erstellten Flexibilitätsangebote allerdings lassen sich diese nicht auf die Flexibilitäten der anderen Modelle übertragen, da die Preisbildung abhängig vom spezifischen Charakter und der Länge der Flexibilitätsangebote erfolgt. Dabei wird beispielsweise das prognostizierte Strommarktpreisgefälle zwischen dem geplanten Zeitintervall eines Batterieladeprozesses und dessen Verschiebung mit in die Preisermittlung einkalkuliert. Abgesehen von der unterschiedlichen Länge der Flexibilitätsangebote, lässt sich diese zeitliche Komponente in der Preisbildung nicht auf das Flexibilitätsmodell nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) und nur bedingt auf das FO- beziehungsweise DFO-Konzept übertragen. Außerdem besitzt die Bepreisung der Flexibilitäten keinen Einfluss auf deren technische Aggregationseignung, weshalb die Preise aus Kontinuitätsgründen für alle Flexibilitäten zufällig generiert werden.

⁹<https://gitlab.uni-hannover.de/tiemann/freqmatch-market>

6 Simulationsergebnisse

Die Darstellung aller Simulationsergebnisse erfolgt nach dem Erzeugerzählpfeilsystem (EZS). Die positive Flexibilität einer Anlage wird dementsprechend als mögliche Steigerung der elektrischen Leistungsabgabe einer Anlage oder als mögliche Abnahme der elektrischen Leistungsaufnahme einer Anlage verstanden. Folglich wird negative Flexibilität als eine mögliche Steigerung der elektrischen Leistungsaufnahme oder als mögliche Abnahme der elektrischen Leistungsabgabe einer Anlage dargestellt. Der Fokus der Ergebnisvisualisierung liegt auf der elektrischen Flexibilität, da sie die Schnittmenge aller betrachteter Anlagentypen und Flexibilitätsmodelle darstellt. Mit Hilfe des Wirkungsgrades beziehungsweise der Leistungszahl lassen sich die elektrischen Flexibilitäten des Blockheizkraftwerks und der Wärmepumpe in thermische Flexibilität überführen.

6.1 „OpenTUMFlex“- Flexibilitätsmodellierung nach [Zadé et al. \(2020a\)](#)

Die „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung nach [Zadé et al. \(2020a\)](#) erfolgt für jeden untersuchten Anlagentyp nach einem vergleichbaren Schema, wobei die einzelnen Zeitschritte des vorher optimierten Betriebsplans iterativ analysiert werden. Zunächst wird für den jeweils analysierten Zeitschritt ermittelt, ob eine positive oder negative Abweichung vom Betriebsplan unter Berücksichtigung der anlagenspezifischen Eigenschaften zulässig ist. Sollte eine Abweichung zulässig sein, wird in den folgenden Kapiteln von der Verfügbarkeit von, dem Vorzeichen der Abweichung entsprechend, positiver oder negativer Flexibilität gesprochen. Anschließend folgt für den Zeitschritt in dem Flexibilität verfügbar gemacht werden kann, die Erstellung eines positiven beziehungsweise negativen Flexibilitätsangebots. Der Leistungsbetrag des Angebots richtet sich an der maximal zulässigen positiven oder negativen Leistungsabweichung zum untersuchten Zeitpunkt. Da in manchen Zeitschritten die ermittelte Flexibilität auch über den analysierten Zeitschritt hinaus verfügbar gemacht werden kann, erfolgt abschließend eine Berechnung der maximalen Länge des erstellten Flexibilitätsangebots. Die Ermittlung der maximalen Dauer des Flexibilitätsangebots hängt genauso wie die Feststellung der maximal zulässigen positiven und negativen Leistungsabweichung innerhalb des analysierten Zeitschritts, von den spezifischen Eigenschaften der jeweiligen Anlage ab. Die Auswirkungen der anlagenspezifischen Eigenschaften auf die zulässigen Fahrplanabweichungen der jeweiligen Anlage und die daraus generierten Flexibilitätsangebote werden in den folgenden Abschnitten vorgestellt.

6.1.1 Photovoltaikanlage

In [Abbildung 6.1](#) ist der optimierte Betriebsplan der Photovoltaikanlage mit den verfügbaren negativen Flexibilitäten zu sehen. Die negative Flexibilität einer Photovoltaikanlage ergibt sich nach dem Algorithmus des „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodells durch eine Abregelung deren Netzeinspeisung. Positive Flexibilität kann nach dem Algorithmus durch eine Photovoltaikanlage nicht bereitgestellt werden.

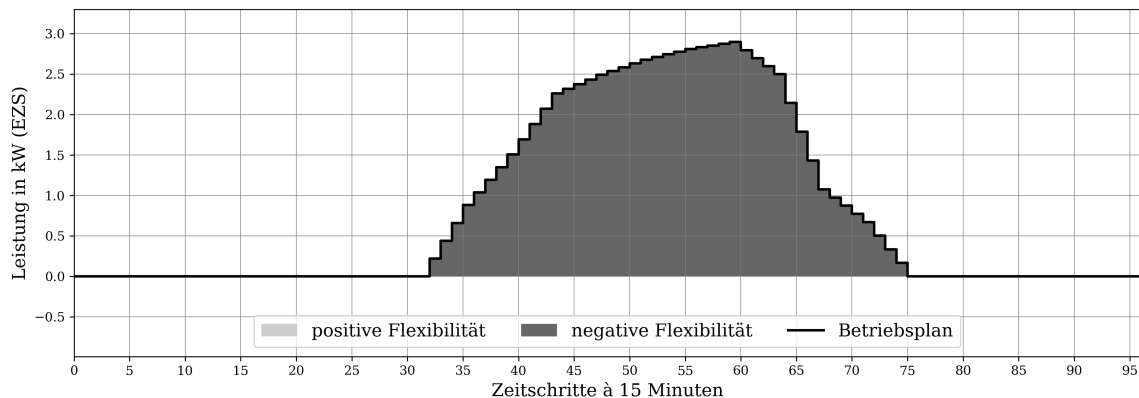


Abbildung 6.1: Betriebsplan der Photovoltaikanlage mit den maximal verfügbaren negativen Flexibilitäten, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.

Wie im [Abschnitt 6.1](#) angedeutet, beziehen sich die generierten Flexibilitätsangebote nicht nur auf den jeweils analysierten Zeitschritt. So wird im Falle der Photovoltaikanlage für jeden Zeitschritt in dem Flexibilität durch Abregelung bereitgestellt werden kann iterativ berechnet in wie vielen anschließenden Zeitschritten die gleiche Leistungsabregelung möglich ist. Die sich ergebenden Flexibilitätsangebote sind für alle analysierten Zeitschritte in [Abbildung 6.2](#) dargestellt. Es ist zu erkennen, dass mit steigender Erzeugungsleistung die Länge der Flexibilitätsangebote bis zum Spitzenwert der Erzeugung zum Zeitpunkt 59 nachlässt. Grund dafür ist der glockenförmige Verlauf der negativen Flexibilität, deren abfallende Flanke nach dem Zeitpunkt 59 die Flexibilitätsangebote des ansteigenden Zeitabschnitts zeitlich einschränkt. Nach der Erzeugungsspitze können nur noch Flexibilitätsangebote mit der Länge eines Zeitschritts angeboten werden, weil sie durch die stetige Abnahme der maximal abregelbaren Leistung in den anschließenden Zeitschritten begrenzt werden.

Angemerkt sei an dieser Stelle, dass die Verfügbarkeitsdauer eines Flexibilitätsangebots einer beliebigen Anlage nicht indiziert, dass bei dessen Abruf die Flexibilität über die gesamte Verfügbarkeitsdauer genutzt werden muss. Der Abruf der flexiblen Leistung der Photovoltaikanlage zum Zeitschritt 32, der für 42 Zeitschritte möglich ist, muss folglich nicht zum Zeitpunkt 32 starten, sondern kann zu Beginn jedes beliebigen Zeitschritts begonnen und unterbrochen werden, der zwischen dem 32ten und 74ten Zeitschritt liegt.

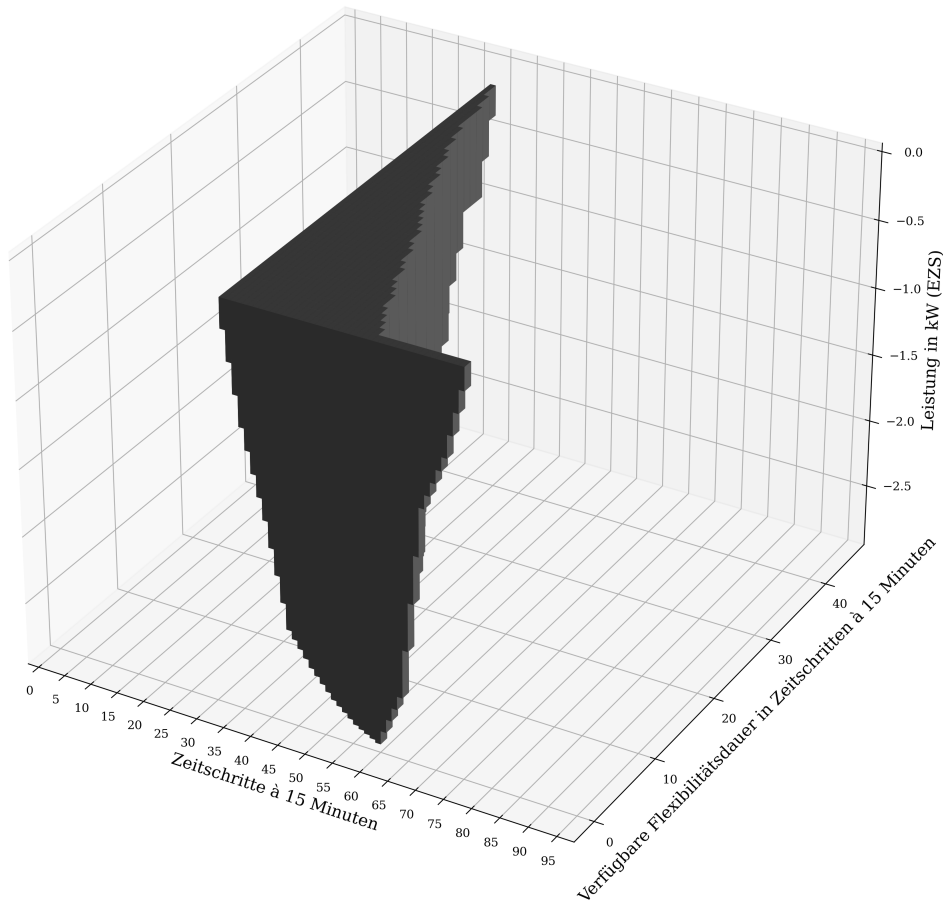


Abbildung 6.2: Negative Flexibilitätsangebote der Photovoltaikanlage, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.

6.1.2 Blockheizkraftwerk

Abbildung 6.3 zeigt den Betriebsplan des Blockheizkraftwerks und die maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die sich nach der „OpenTUMFlex“-Modellierung des Blockheizkraftwerks ergeben. Es ist zu erkennen, dass zu jedem Zeitpunkt an dem das Blockheizkraftwerk elektrische Energie abgibt, negative Flexibilität durch Abregelung bereitgestellt werden kann. Gleiches gilt für die Bereitstellung von positiver Flexibilität durch unplanmäßiges Anfahren, die an allen Zeitpunkten möglich ist an denen sich das Blockheizkraftwerk nicht im Betrieb befindet. Ob positive oder negative Flexibilität durch das Blockheizkraftwerk bereitgestellt werden kann und welche Länge die resultierenden Flexibilitätsangebote aufweisen, hängt maßgeblich von drei Faktoren ab.

Erstens kann ein Flexibilitätsangebot maximal die Länge vom analysierten Zeitpunkt bis zur

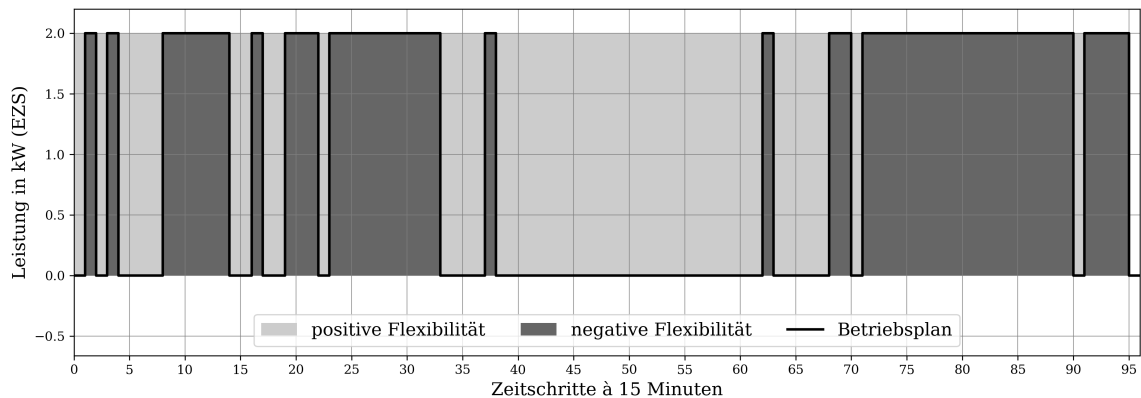


Abbildung 6.3: Betriebsplan des Blockheizkraftwerks mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.

nächsten Änderung des Betriebszustands aufweisen, da ein unplanmäßiger Betrieb der Anlage nur so lange möglich ist, wie sich die Anlage fahrplanmäßig außer Betrieb befindet. Wie in [Abbildung 6.4](#) zu sehen, weist das positive Flexibilitätsangebot zum Zeitpunkt null eine maximale Länge von eins auf, da sich die Anlage zum Zeitpunkt eins fahrplanmäßig in Betrieb befindet.

Zweitens kann ein Flexibilitätsangebot zu einem Zeitschritt nur generiert werden, wenn dessen Abruf zu keiner Verletzung der Ladegradgrenzen des Wärmespeichers innerhalb des Verfügbarkeitszeitraums führt. Der Grund hierfür ist die Tatsache, dass alle positiven oder negativen Abweichungen vom Fahrplan durch den Speicher aufgenommen werden beziehungsweise einen Einfluss auf die Veränderung des Ladegrades in nachfolgenden Zeitschritten haben. Diese Regel begrenzt die Länge der positiven Flexibilitätsangebote im Zeitraum zwischen dem 38ten und 62ten Zeitschritt auf maximal 12 Zeitschritte, da ein längeres unplanmäßiges Laden des Wärmespeichers zu einer Verletzung der oberen Ladegradgrenze führen würde (Siehe [Abbildung 6.4](#)).

Drittens muss sichergestellt sein, dass in den Zeitschritten nach dem Ende des Flexibilitätsangebots genügend Kapazität zum Ausgleich dessen Abrufs vorhanden ist. So muss die zusätzlich erzeugte thermische und elektrische Energie eines positiven Flexibilitätsabrufs durch die Abschaltung eines äquivalenten Prozesses zu einem späteren Zeitpunkt ausgleichbar sein.

Obwohl durch das Blockheizkraftwerk positive und negative Flexibilitätsangebote bereitgestellt werden können, begrenzt sich die Darstellung in [Abbildung 6.4](#) auf die positiven Angebote, um die Übersichtlichkeit der Darstellung zu wahren. Die entweder auf die positiven oder negativen Flexibilitätsangebote begrenzte Darstellung wurde aus Übersichtlichkeitsgründen auch bei der Visualisierung der „OpenTUMFlex“-Simulationsergebnisse der Wärmepumpe, des Elektroautos und des Batteriespeichers angewendet.

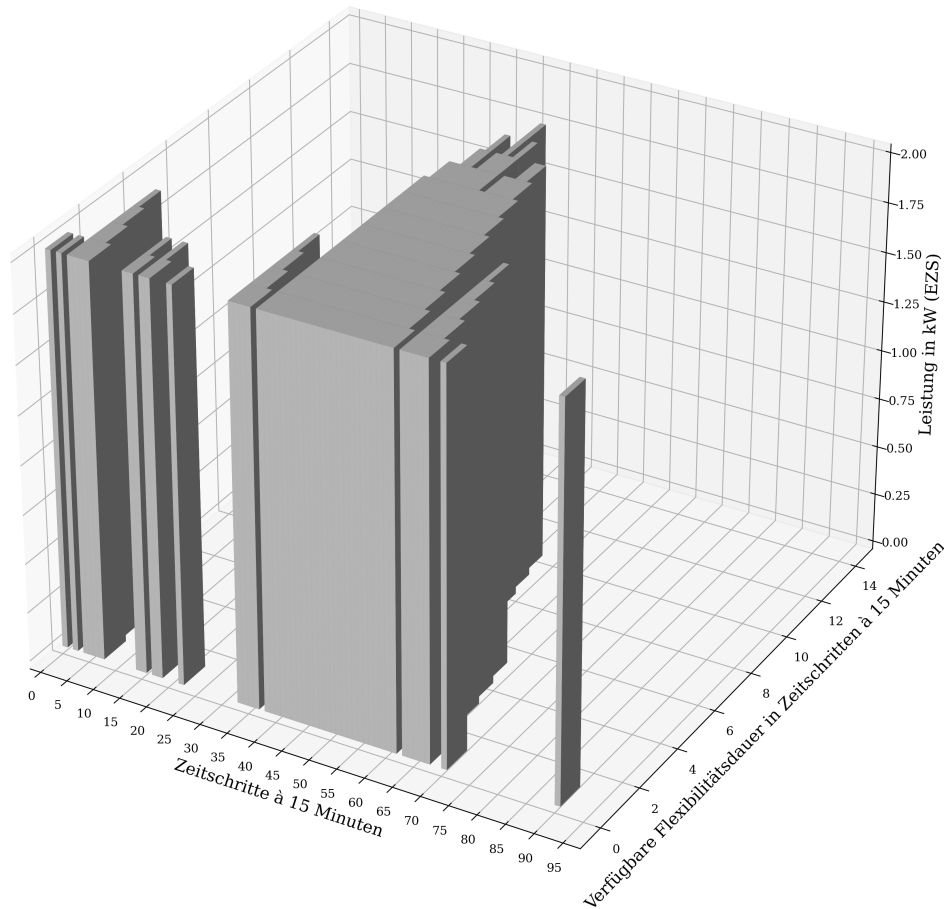


Abbildung 6.4: Positive Flexibilitätsangebote des Blockheizkraftwerks, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.

6.1.3 Wärmepumpe

Abbildung 6.5 zeigt den Betriebsplan der Wärmepumpe und die maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die nach „OpenTUMFlex“ durch die Wärmepumpe bereitgestellt werden können. Wie in Abschnitt 5.3 erläutert, ergibt sich die ändernde maximale Leistungsabweichung vom Betriebsplan aus der sich ändernden Außentemperatur der beheizten Räumlichkeit und der als konstant festgelegten Bereitstellungstemperatur. Die Ermittlung der Flexibilitätsangebote erfolgt nach dem gleichen Prinzip wie die Ermittlung der Flexibilitätsangebote des Blockheizkraftwerks. Angemerkt sei an dieser Stelle, dass die Produktion von Wärme im Gegensatz zum Blockheizkraftwerk nicht mit der Erzeugung sondern mit dem Verbrauch von elektrischer Energie einhergeht. Wie in Abbildung 6.5 zu sehen, kann ab dem Zeitschritt 65 durch die Wärmepumpe keine positive Flexibilität mehr bereitgestellt werden, weil im An-

schluss kein Heizprozess mehr geplant ist durch dessen Abregelung eine positive Abweichung vom elektrischen Fahrplan der Wärmepumpe möglich wäre. Die fehlenden geplanten Heizprozesse nach dem 65ten Zeitschritt führen außerdem dazu, dass ein Abruf eines negativen Flexibilitätsangebots nach diesem Zeitpunkt nicht mehr ausgeglichen werden kann. Deshalb kann nach „OpenTUMFlex“ ab diesem Zeitpunkt durch die Wärmepumpe keine negative Flexibilität mehr verfügbar gemacht werden. Alle weiteren Flexibilitäts-Leerstellen in [Abbildung 6.5](#) können mit der Verletzung der Ladegradgrenzen des Wärmespeichers bei Abruf eines Flexibilitätsangebots erklärt werden.

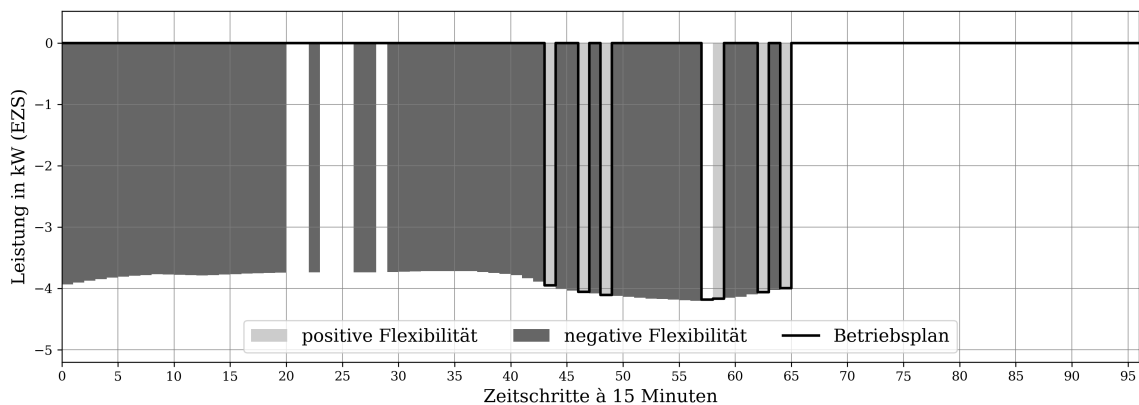


Abbildung 6.5: Betriebsplan der Wärmepumpe mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.

Bei Betrachtung von [Abbildung 6.6](#) wird deutlich, dass die maximale Länge der negativen Flexibilitätsangebote der Wärmepumpe drei Zeitschritte beträgt. Der Grund dafür sind die drei geplanten Heizschritte mit ausreichender Leistung, die den Abruf eines negativen Flexibilitätsangebots nachträglich ausgleichen könnten (Siehe [Abbildung 6.5](#)).

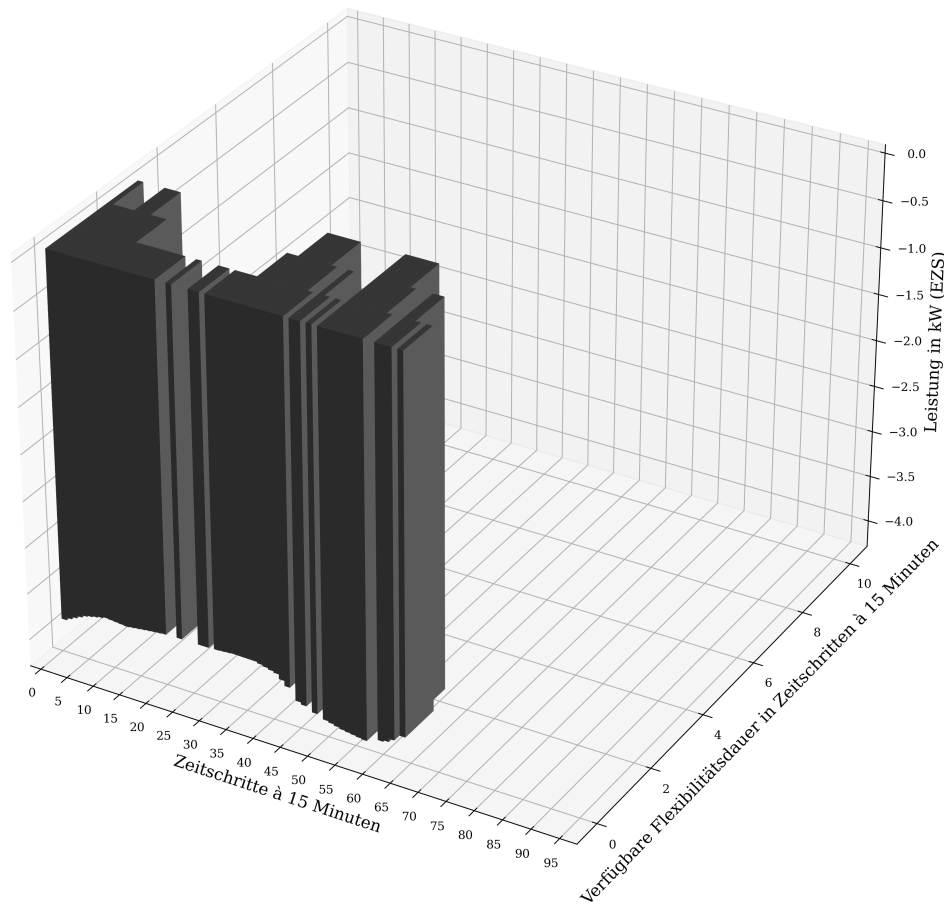


Abbildung 6.6: Negative Flexibilitätsangebote der Wärmepumpe, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.

6.1.4 Elektroauto

In [Abbildung 6.7](#) ist der Betriebsplan des Elektroautos mit reiner Ladefunktion mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten nach „OpenTUMFlex“ und den Verfügbarkeitszeiträumen des Elektroautos abgebildet. Positive Flexibilität kann durch das Elektroauto bereitgestellt werden indem ein geplanter Ladeprozess innerhalb des analysierten Zeitschritts gestrichen wird. Die durch einen positiven Flexibilitätsabruf fehlende Energiemenge muss in einem der nachfolgenden Zeitschritte kompensierbar sein, um den festgelegten Ladegrad am Ende des Verfügbarkeitszeitraums gesichert erreichen zu können. Wie in [Abbildung 6.7](#) zu sehen, folgen auf jeden Zeitschritt mit geplantem Ladeprozess ausreichend Zeitschritte mit freier Ladekapazität, um eine unplanmäßige Abregelung des Ladeprozesses im Zuge eines positiven

Flexibilitätsabrufs innerhalb des Verfügbarkeitszeitraums ausgleichen zu können. Deshalb wird zu jedem Zeitpunkt mit geplantem Ladeprozess ein positives Flexibilitätsangebot nach „OpenTUMFlex“ generiert. Die Länge der positiven Flexibilitätsangebote ergibt sich unter Einhaltung der vorher erläuterten Beschränkungen aus der Anzahl der Zeitschritte in denen aufeinanderfolgend die maximal positive Leistungsabweichung des analysierten Zeitschritts verfügbar gemacht werden kann.

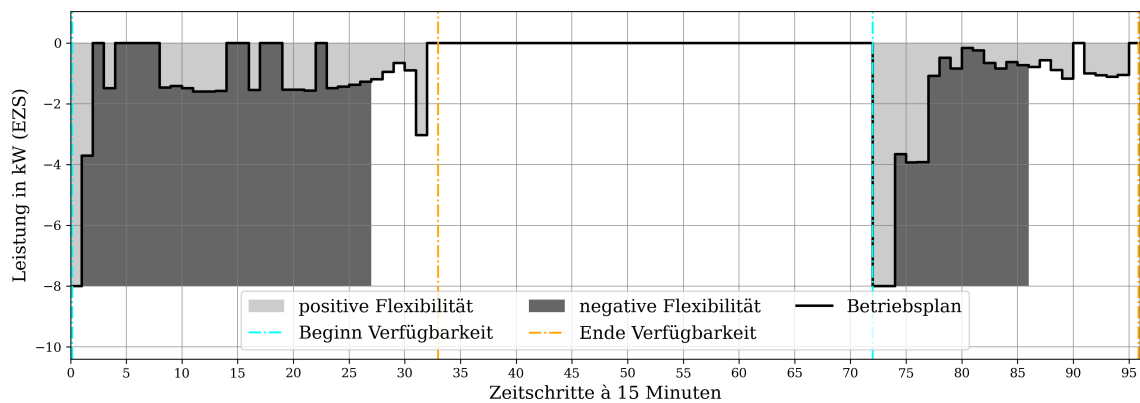


Abbildung 6.7: Betriebsplan des Elektroautos mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren. Zusätzlich gekennzeichnet sind die zwei Verfügbarkeitszeiträume des Elektroautos.

Negative Flexibilität kann durch das Elektroauto bereitgestellt werden indem ein ungeplanter Ladeprozess durchgeführt wird oder die Leistung eines geplanten Ladeprozesses erhöht wird. Um zu einem analysierten Zeitpunkt ein negatives Flexibilitätsangebot mit der maximal zulässigen Leistungsabweichung generieren zu können, müssen anschließend geplante Ladeprozesse mit mindestens gleicher Energiemenge folgen, die gestrichen werden können, um den geforderten Ladegrad am Ende des Verfügbarkeitszeitraums gesichert erreichen zu können. Wie in [Abbildung 6.7](#) zu sehen, können aus diesem Grund für das Elektroauto nach dem Zeitschritt 26 im ersten Verfügbarkeitszeitraum und nach dem Zeitschritt 85 im zweiten Verfügbarkeitszeitraum keine negativen Flexibilitätsangebote mehr generiert werden. Die Notwendigkeit für ausreichend abschaltbare Ladeprozesse nach Beendigung eines negativen Flexibilitätsabrufs führt außerdem zu einer stetig abnehmenden Länge der generierten negativen Flexibilitätsangebote je näher sich der jeweils analysierte Zeitschritt am Ende der einzelnen Verfügbarkeitszeiträume befindet (Siehe [Abbildung 6.8](#)). Ein weiterer begrenzender Faktor für die Länge der negativen Flexibilitätsangebote ist die Anzahl der aufeinanderfolgenden Zeitschritte in denen die maximal negative Leistungsabweichung des analysierten Zeitschritts verfügbar gemacht werden kann.

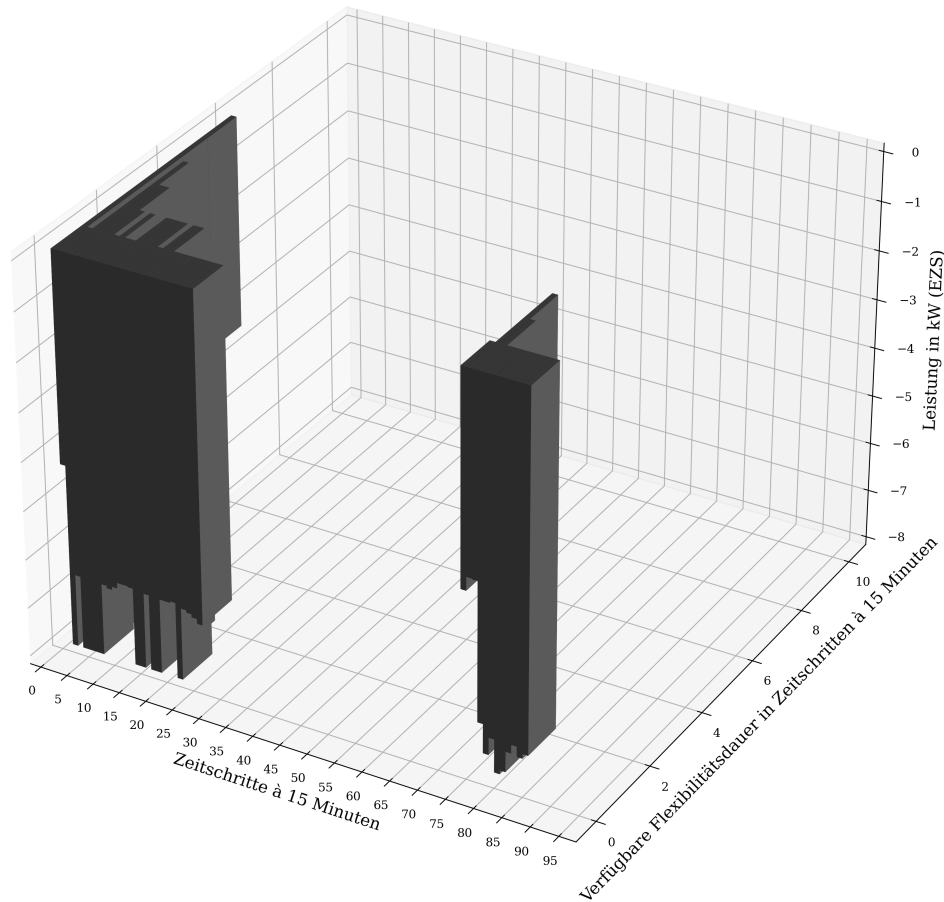


Abbildung 6.8: Negative Flexibilitätsangebote des Elektroautos, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.

6.1.5 Batteriespeicher

In [Abbildung 6.9](#) ist der optimierte Betriebsplan des Batteriespeichers mit den verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten des Untersuchungszeitraums abgebildet, die nach „OpenTUMFlex“ ermittelt wurden. Die negative Flexibilität zu einem analysierten Zeitpunkt hängt von den nachfolgenden Zeitschritten in denen eine Ladung des Batteriespeichers geplant ist und der maximal zulässigen Ladeleistung des Speichers ab. Negative Flexibilität kann nur bereitgestellt werden, wenn auf den betrachteten Zeitschritt ein geplanter Ladeprozess mit mindestens der gleichen Energiemenge folgt, dessen Leistung entsprechend reduziert werden kann. Wie in [Abbildung 6.9](#) zu sehen, ist ab Beginn des Zeitschritts 68 keine negative Flexibilität mehr verfügbar, da in den nachfolgenden Zeitschritten kein Ladeprozess mit mindestens der Energiemenge folgt, die die maximal zulässige negative Leistungsabweichung innerhalb des 68ten Zeitschritts

nachträglich ausgleichen könnte.

Positive Flexibilität kann durch den Batteriespeicher innerhalb eines Zeitschritts bereitgestellt werden, wenn in den darauffolgenden Zeitschritten genügend Ladeleistung verfügbar ist, um durch Zufuhr aus dem angeschlossenen Netz die positive Abweichung vom Betriebsplan nachträglich ausgleichen zu können. Die Lücken in der Verfügbarkeit von positiver Flexibilität zwischen den Zeitschritten 32 und 49 (Siehe [Abbildung 6.9](#)) ist durch den geringen Ladegrad des Batteriespeichers zu erklären. Eine weitere Entladung des Speichers mit der maximalen Entladeleistung würde zu einer Unterschreitung der unteren Ladegradgrenze des Speichers innerhalb der betrachteten Zeitschritte führen.

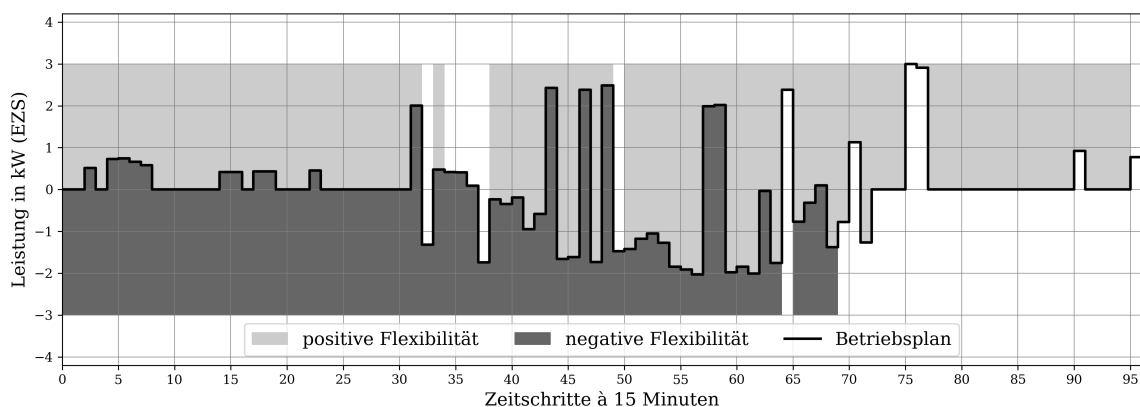


Abbildung 6.9: Betriebsplan des Batteriespeichers mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.

Die Verhinderung der potentiellen Unterschreitung der unteren Ladegradgrenze hat außerdem zur Folge, dass fast alle positiven Flexibilitätsangebote eine maximale Länge von 3 Zeitschritten aufweisen. Als einzige Ausnahme ist in [Abbildung 6.10](#) das Flexibilitätsangebot zum Zeitpunkt 46 zu sehen. Aufgrund des geringen Betrags des Flexibilitätsangebots, als Folge der geringen maximal zulässigen positiven Leistungsabweichung, kann zu diesem Zeitpunkt ein Flexibilitätsangebot über 19 Zeitschritte generiert werden, ohne dass bei dessen Abruf eine Unterschreitung der unteren Ladegradgrenze zu befürchten ist.

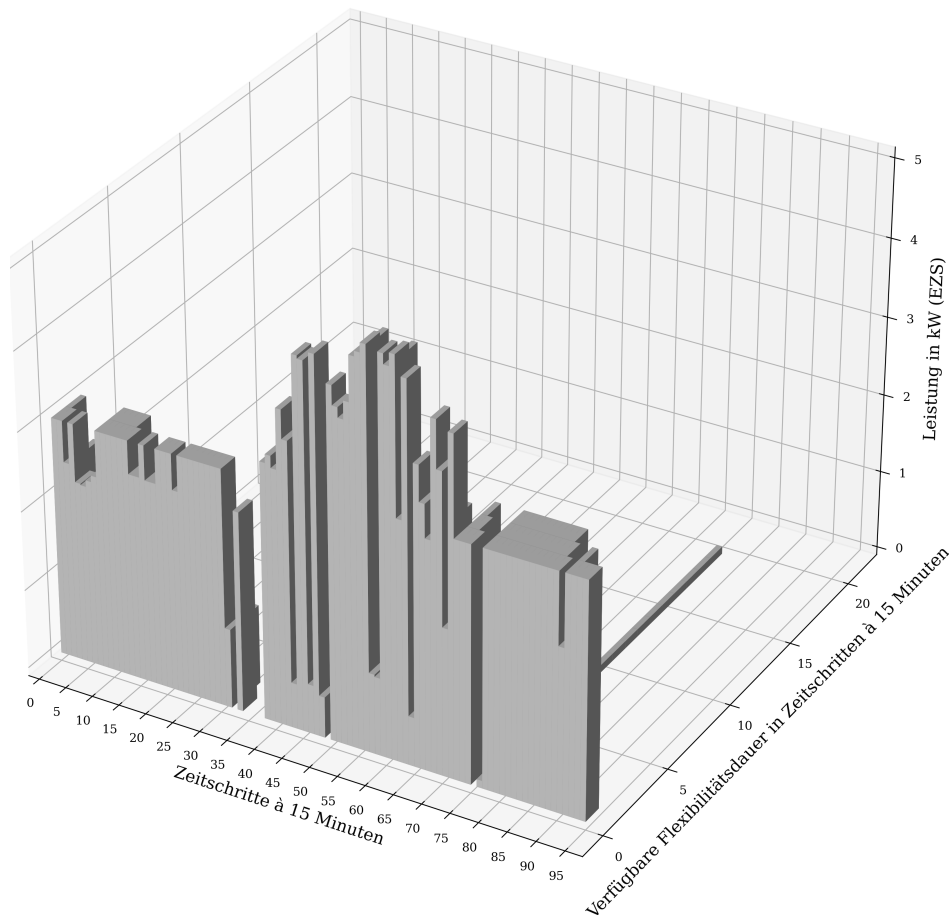


Abbildung 6.10: Positive Flexibilitätsangebote des Batteriespeichers, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.

6.2 Flexibilitätsmodellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#)

Wie in [Abschnitt 4.2](#) beschrieben, erfolgt die Flexibilitätsmodellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) nach einem einheitlichen Schema für alle analysierten Anlagen. Die maximal zulässigen positiven und negativen Leistungsabweichungen je analysiertem Zeitschritt werden in den folgenden Abschnitten auch als positive oder negative Flexibilität bezeichnet.

6.2.1 Photovoltaikanlage

Die maximal zulässigen positiven und negativen Leistungsabweichungen der Photovoltaikanlage, die sich durch die Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) ergeben, decken sich mit

denen der Flexibilitätsmodellierung nach „OpenTUMFlex“. Aus der Eintragung der negativen Flexibilität in den Betriebsplan der Photovoltaikanlage resultiert die gleiche Grafik wie in [Abbildung 6.1](#). Die verfügbare negative Flexibilität je analysiertem Zeitschritt ergibt sich auch in diesem Fall aus der maximal zulässigen Abregelung der Photovoltaikanlage. Positive Flexibilität kann durch die Photovoltaikanlage nicht bereitgestellt werden, da eine erhöhte Einspeisung nur durch Erhöhung der Sonneneinstrahlung möglich wäre. Der Unterschied zu den Modellierungsergebnissen der Photovoltaikanlage nach „OpenTUMFlex“ wird beim Vergleich von [Abbildung 6.11](#) und [Abbildung 6.2](#) deutlich.

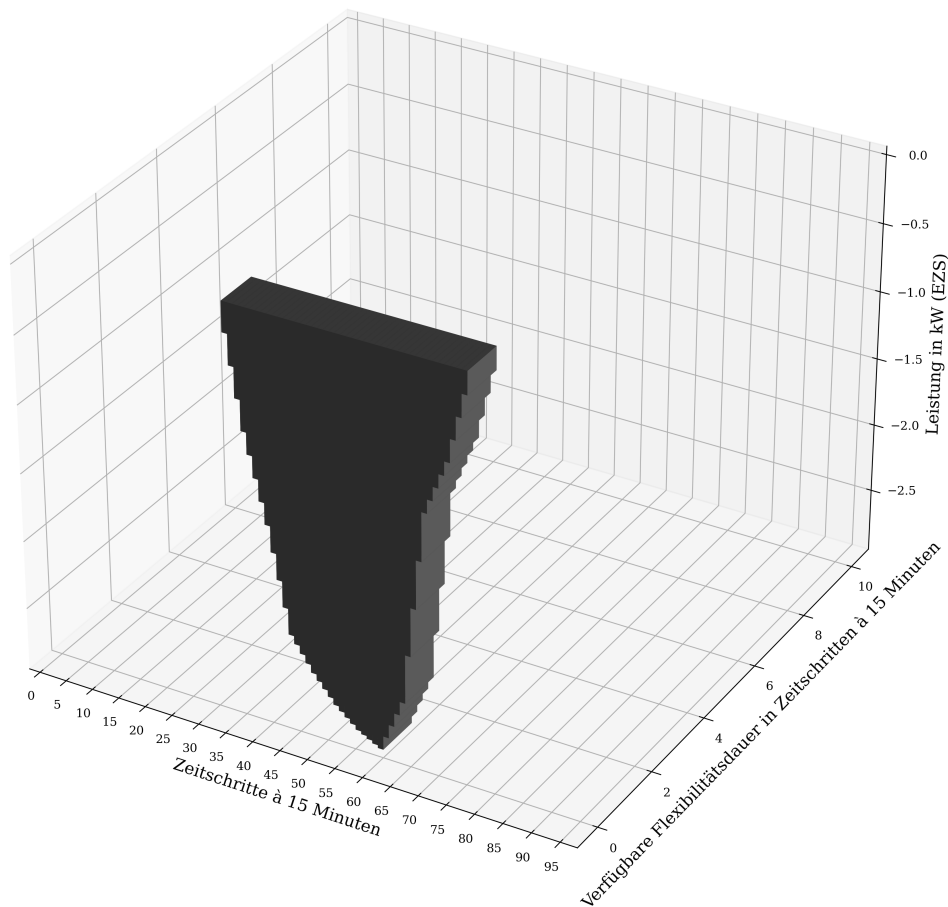


Abbildung 6.11: Negative Flexibilitäten der Photovoltaikanlage und die Länge deren Verfügbarkeit, modelliert nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#).

Wie in [Abschnitt 4.4](#) erläutert, kann aufgrund des Vorgehens in der Flexibilitätsermittlung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) nicht davon ausgegangen werden, dass die Flexibilität, die für einen Zeitschritt evaluiert wurde über den Zeitschritt hinaus verfügbar gemacht werden

kann. Folglich können im Kontext der Flexibilitätsangebote nach „OpenTUMFlex“ die nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) modellierten Flexibilitäten einer Anlage als Flexibilitätsangebote mit einer Verfügbarkeitsdauer von einem Zeitschritt angesehen werden. Diese Erkenntnis gilt für alle nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) modellierten Anlagentypen.

6.2.2 Blockheizkraftwerk

[Abbildung 6.12](#) zeigt den flexiblen Fahrplan des Blockheizkraftwerks mit den maximal zulässigen positiven und negativen Abweichungen vom optimierten Betriebsplan. Innerhalb aller Zeitschritte, in denen sich das Blockheizkraftwerk in Betrieb befindet, kann durch dessen Abregelung negative Flexibilität mit dem Betrag der maximalen elektrischen Leistung der Anlage verfügbar gemacht werden. Diese Beobachtung lässt sich auf die positive Flexibilität übertragen, die innerhalb der Zeitschritte abrufbar ist, in denen sich das Blockheizkraftwerk nicht in Betrieb befindet. Die Ergebnisse der maximal zulässigen Leistungsabweichungen des Blockheizkraftwerks decken sich mit den Beobachtungen aus der Flexibilitätsmodellierung nach „OpenTUMFlex“ in [Unterabschnitt 6.1.2](#).

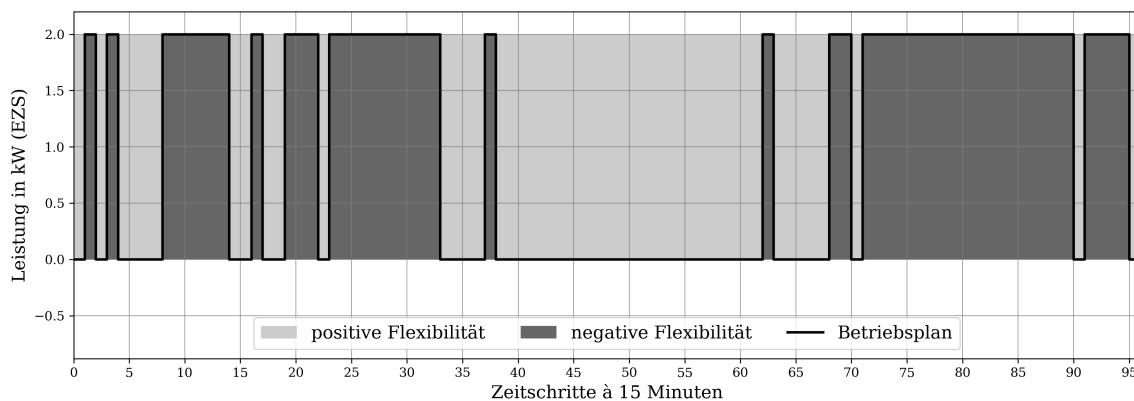


Abbildung 6.12: Betriebsplan des Blockheizkraftwerks mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) resultieren.

6.2.3 Wärmepumpe

Im Gegensatz zum Blockheizkraftwerk kann die Wärmepumpe positive Flexibilität durch Abregelung eines geplanten Heizprozesses bereitstellen. Folgerichtig kann negative Flexibilität durch einen ungeplanten Heizprozess generiert werden. Wie in [Abbildung 6.13](#) zu sehen, lässt sich zu jedem Zeitpunkt des analysierten Zeitraums entweder positive oder negative Flexibilität durch die Wärmepumpe verfügbar machen.

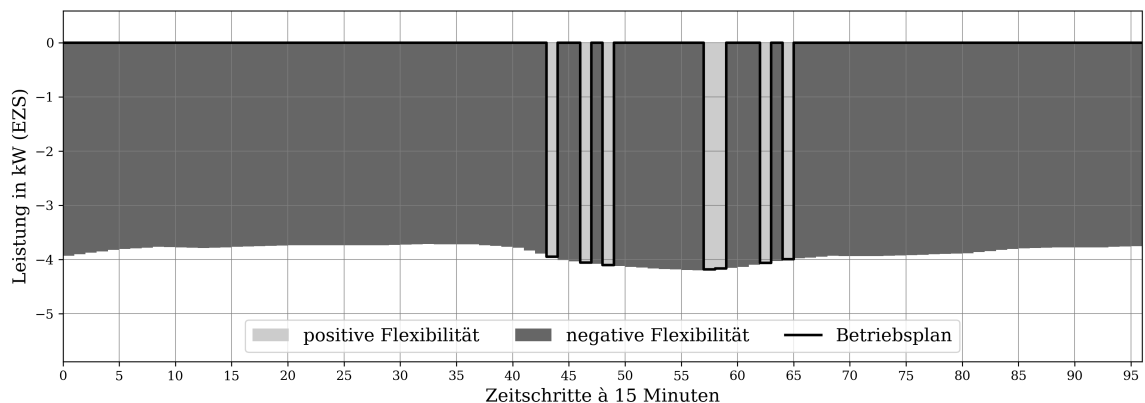


Abbildung 6.13: Betriebsplan der Wärmepumpe mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) resultieren.

Dieses Ergebnis der Flexibilitätsmodellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) deckt sich nicht mit den Resultaten der Modellierung nach „OpenTUMFlex“ in [Unterabschnitt 6.1.3](#). Ein Grund dafür ist die Betrachtung der Wärmepumpe als alleinstehende Anlage ohne Wärmespeicher, die von [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) vorgenommen wird. Durch seine begrenzte Speicherkapazität hat der Wärmespeicher beschränkende Auswirkungen auf die Anzahl der Zeitschritte in denen Flexibilität durch die Wärmepumpe nach „OpenTUMFlex“ verfügbar gemacht werden kann. Zusätzlich wird in der Flexibilitätsmodellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) kein Ausgleichsprozess in nachfolgenden Zeitschritten vorausgesetzt, der in der Modellierung nach „OpenTUMFlex“ die Anzahl der flexiblen Zeitschritte weiter begrenzt. Wie in [Abschnitt 5.3](#) erläutert, ergibt sich die ändernde maximal zulässige Leistungsabweichung vom Betriebsplan aus der sich ändernden Außentemperatur der beheizten Räumlichkeit und der als konstant festgelegten Bereitstellungstemperatur, die eine sich ändernde Leistungszahl der Wärmepumpe zur Folge haben.

6.2.4 Elektroauto

Das Resultat der Flexibilitätsmodellierung des Elektroautos mit reiner Ladefunktion nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) ist in [Abbildung 6.14](#) abgebildet. Die Modellierung ermöglicht weder die Abbildung der Verfügbarkeit noch der Zielladegrade einer Anlage, weshalb die Evaluation der Flexibilität unabhängig von den in [Abbildung 6.14](#) gekennzeichneten Verfügbarkeitszeiträumen stattfindet. Dadurch, dass das Elektroauto dem optimierten Betriebsplan zufolge zum Ende des 94ten Zeitschritts voll aufgeladen ist, besteht aufgrund der integrierten Ladegrad-Kontrolle keine Möglichkeit in den vorangegangenen Zeitschritten durch ein ungeplantes Laden des Elektroautos negative Flexibilität verfügbar zu machen. Ein ungeplanter Ladeprozess oder eine

Erhöhung der Ladeleistung zu einem vorangegangenen Zeitpunkt würde beim anschließenden Abfahren des ursprünglichen Fahrplans zu einer Verletzung der Ladegradgrenze führen. Die nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) evaluierten positiven Flexibilitäten ergeben sich durch das Abschalten oder durch die Reduktion eines geplanten Ladeprozesses. Der Abruf einer positiven Flexibilität würde ohne weitere Maßnahmen allerdings zu einer Verfehlung der definierten Zielladegrade führen.

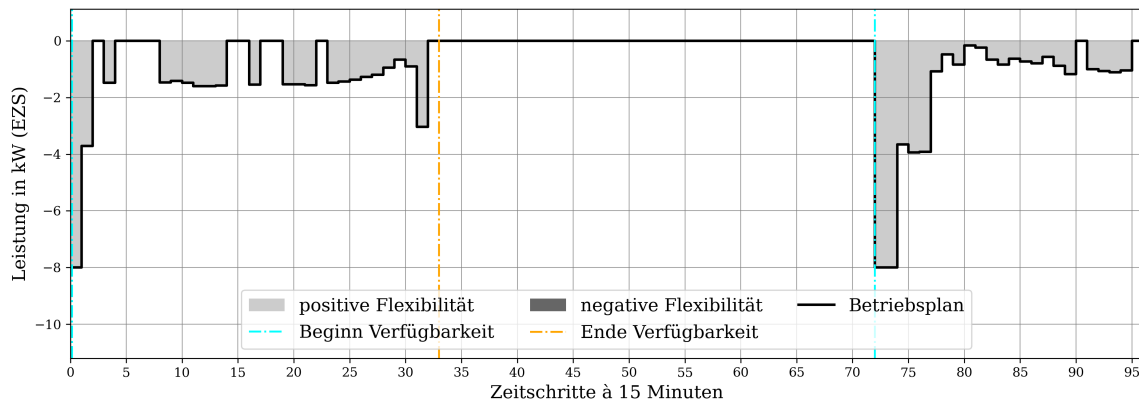


Abbildung 6.14: Betriebsplan des Elektroautos mit den maximal verfügbaren positiven Flexibilitäten, die aus der Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) resultieren. Zusätzlich gekennzeichnet sind die Verfügbarkeitszeiträume des Elektroautos.

6.2.5 Batteriespeicher

In [Abbildung 6.15](#) sind der optimierte Betriebsplan des Batteriespeichers und die Ergebnisse der Flexibilitätsmodellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) abgebildet. Die maximal zulässigen positiven und negativen Leistungsabweichungen zeigen, dass positive Flexibilität entweder durch Abregelung eines geplanten Ladeprozesses oder durch unplanmäßige Entladung des Batteriespeichers bereitgestellt werden kann. Negative Flexibilität hingegen kann entweder durch einen unplanmäßigen Ladeprozess oder die Verringerung eines planmäßigen Entladevorgangs verfügbar gemacht werden. Die implementierte Ladegrad-Kontrolle hat zur Folge, dass die positiven Flexibilitäten bis zum Zeitpunkt 37 auf 2 kW begrenzt sind. Eine größere positive Leistungsabweichung vom Fahrplan würde über einen Zeitschritt von 15 Minuten zu einer Unterschreitung der Ladegradgrenze am Tiefpunkt des Ladegrades zum Zeitpunkt 37 führen. Auf gleiche Weise lässt sich die begrenzte negative Flexibilität bis zum Maximum des Ladegrades zum Zeitpunkt 75 erklären. Im Vergleich zur Flexibilitätsmodellierung nach „OpenTUMFlex“ kann im hinteren Abschnitt des Analysezeitraums Flexibilität bereitgestellt werden, weil keine Ausgleichsprozesse nötig sind, um einen negativen Flexibilitätsabruf kompensieren zu können. Der Grund dafür ist die fehlende Abbildbarkeit von Zielladegraden durch das Flexibilitätsmodell

nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#).

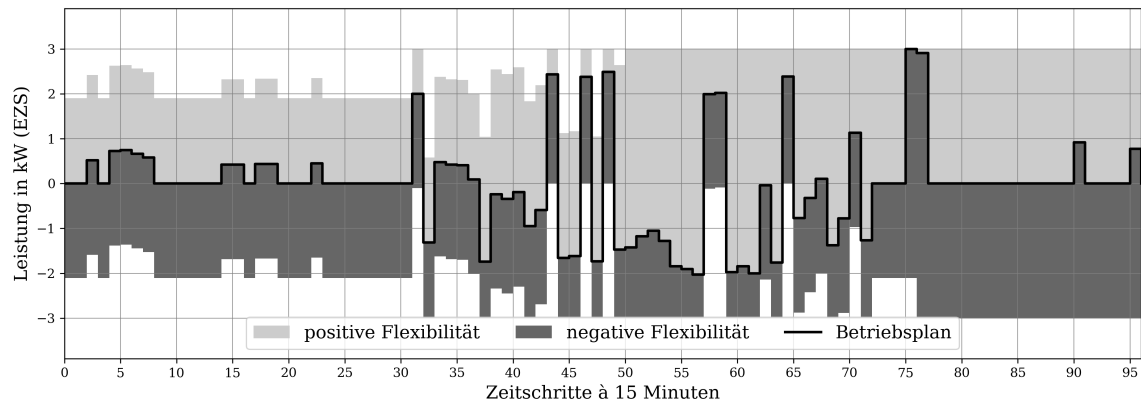


Abbildung 6.15: Betriebsplan des Batteriespeichers mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) resultierten.

6.3 FO-Modellierung nach [Neupane et al. \(2017\)](#)

Wie in [Abschnitt 4.3](#) erwähnt, erfolgt die Erzeugung von FOs für Wärmepumpen und Elektroautos nach anlagenspezifischen Algorithmen, die von ([Neupane et al., 2017](#)) vorgestellt wurden.

6.3.1 Wärmepumpe

Als Grundlage für die Generierung eines Wärmepumpen-FO's wird im Unterschied zu den Modellierungen nach „OpenTUMFlex“ und [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) kein Fahrplan benötigt. Anstelle dessen wurde in [Abschnitt 5.3](#) die thermische Kapazität und der thermische Widerstand der zu beheizenden Räumlichkeit so definiert, dass die maximale Leistung der definierten Wärmepumpe ausreicht, um die Räumlichkeit innerhalb der definierten Temperaturgrenzen zu halten. Das resultierende FO für die Wärmepumpe ist in [Abbildung 6.16](#) zu sehen. Dadurch, dass die Wärmepumpe über fast den ganzen Simulationszeitraum mit einer Mindestleistung betrieben werden muss, um die Raumtemperatur innerhalb der definierten Temperaturgrenzen zu halten, liegen der früheste und späteste Startzeitpunkt des Heizprozesses am gleichen Zeitpunkt zu Beginn des Simulationszeitraums. Dadurch beinhaltet das FO der Wärmepumpe keine zeitliche Flexibilitätskomponente.

Der angewendete Flexibilitätsalgorithmus errechnet iterativ für jeden Zeitschritt die minimal und maximal zulässige elektrische Energiemenge, die von der Wärmepumpe innerhalb des analysierten Zeitschritts aufgenommen werden kann, ohne dass die Temperaturgrenzen der beheizten Räumlichkeit verletzt werden. Dabei wird angenommen, dass die Räumlichkeit in den

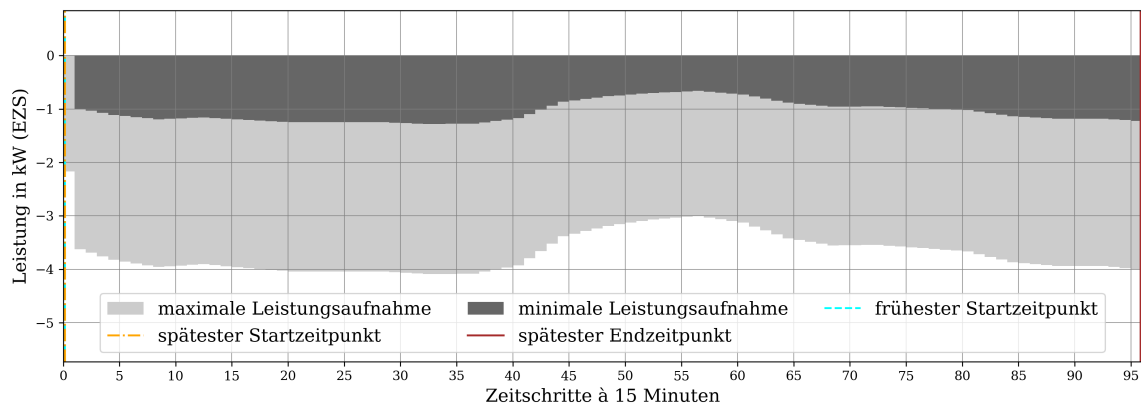


Abbildung 6.16: FO der Wärmepumpe, die nach [Neupane et al. \(2017\)](#) modelliert wurde.

vorangegangenen Zeitschritten dauerhaft am Temperaturminimum gehalten wurde. Auf diese Weise wird eine Maximierung der maximal verfügbaren negativen Flexibilität im analysierten Zeitschritt erreicht. Einzige Ausnahme bildet die Berechnung für den nullten Zeitschritt. Hier wird die definierte Starttemperatur aus [Abschnitt 5.3](#) als Ausgangstemperatur gewählt. Dies hat zur Folge, dass innerhalb des nullten Zeitschritts keine minimale Heizleistung benötigt wird, weil die Raumtemperatur ohne zusätzliche Wärmezufuhr nicht unter das Temperaturminimum fallen würde. Wie in [Abschnitt 4.4](#) erläutert, führt die Annahme der minimalen Raumtemperatur als Ausgangstemperatur der Flexibilitätsberechnung dazu, dass die ermittelte Flexibilität der Wärmepumpe nur in einem Zeitschritt am Stück abrufbar ist. Im Kontext der Flexibilitätsangebote nach „OpenTUMFlex“ ergibt sich so für jeden Zeitschritt, vergleichbar mit den Ergebnissen der Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) (Siehe [Unterabschnitt 6.2.1](#)), ein Flexibilitätsangebot mit der Verfügbarkeitsdauer von einem Zeitschritt (Siehe [Abbildung 6.17](#)).

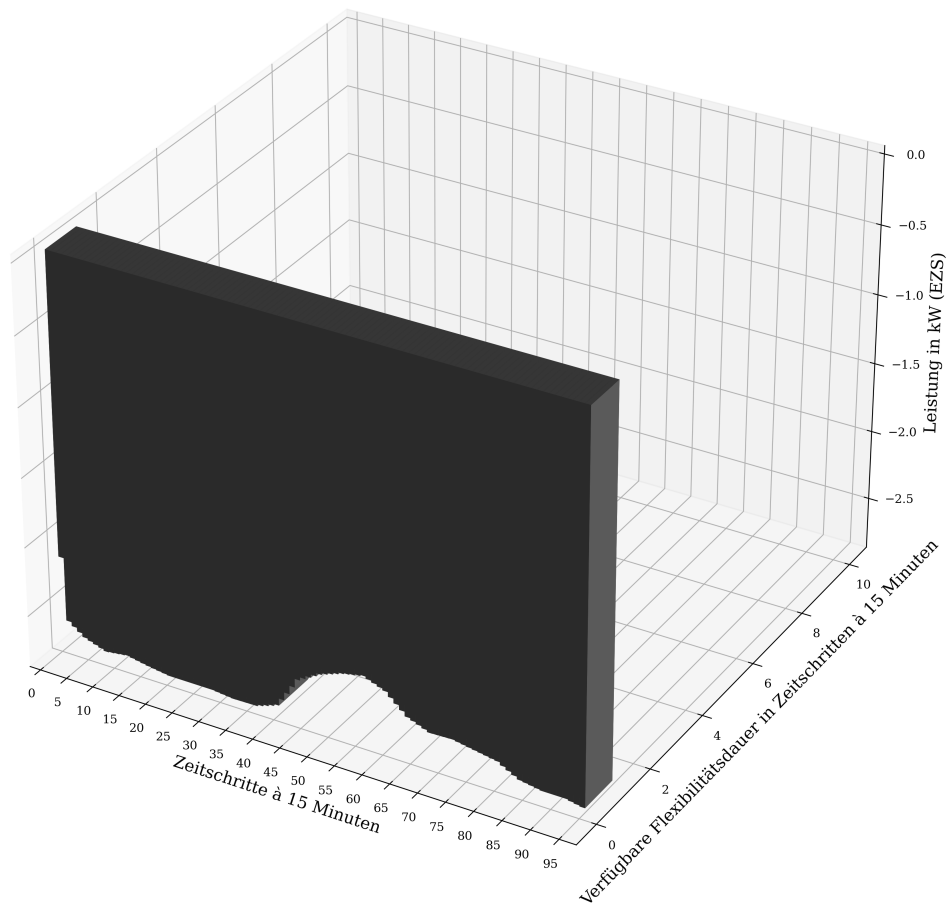


Abbildung 6.17: Negative Flexibilitäten aus dem FO der Wärmepumpe und deren Verfügbarkeitslängen, modelliert nach Neupane et al. (2017).

6.3.2 Elektroauto

Wie in [Abschnitt 4.3](#) erwähnt, wird eine zeitlich komprimierte Variante des Fahrplans aus der „OpenTUMFlex“-Optimierung zur FO-Modellierung des Elektroautos nach [Neupane et al. \(2017\)](#) verwendet. Pro Verfügbarkeitszeitraum erzeugt der implementierte Algorithmus ein FO. Die Modellierungsergebnisse sind in [Abbildung 6.18](#) zu sehen.

Die zeitliche Flexibilität der FO's ergibt sich je Verfügbarkeitszeitraum aus der Differenz zwischen dem frühesten und spätesten Startzeitpunkt des jeweiligen Ladeprozesses. Die zeitlich verschiebbare flexible Energiemenge lässt sich in jedem Verfügbarkeitszeitraum durch die Differenz zwischen der oberen Ladegradgrenze des Speichers und dem fahrplanmäßigen Ladegrad am Ende des Verfügbarkeitszeitraums errechnen. Der Algorithmus nach [Neupane et al.](#)

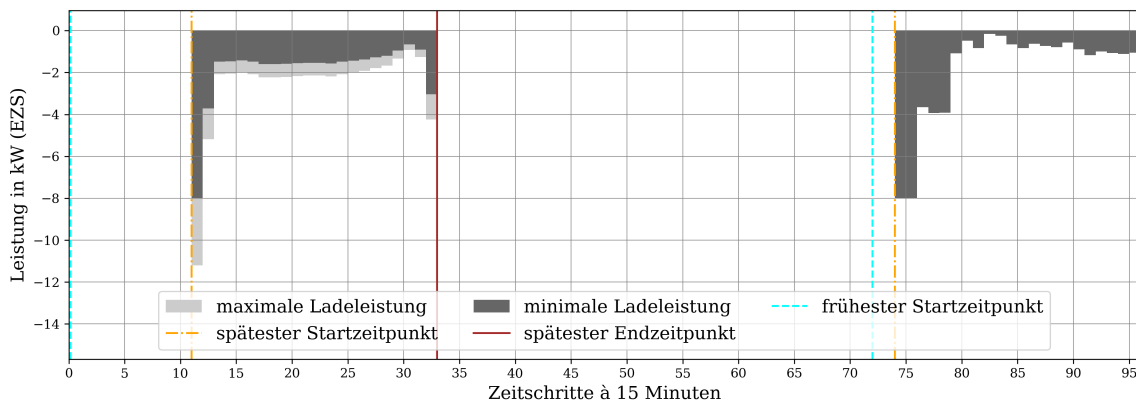


Abbildung 6.18: FO des Elektroautos mit reiner Ladefunktion, modelliert nach [Neupane et al. \(2017\)](#).

(2017) sieht vor, dass die verfügbare flexible Energiemenge proportional zur Ladeleistung auf die Zeitschritte des Ladeprozesses verteilt wird. Auffällig ist dabei, dass eine Kontrolle der Ladeleistungsgrenzen im Algorithmus von [Neupane et al. \(2017\)](#) nicht integriert ist. Deshalb weisen die Ergebnisse im nullten Zeitschritt des ersten Ladeprozesses auf Flexibilitätspotentiale durch eine mögliche Ladeleistungssteigerung hin, obwohl das Elektroauto bereits mit der maximalen Leistung geladen wird. Dadurch, dass der Zielladegrad am Ende des zweiten Verfügbarkeitszeitraum 100 % beträgt, beinhaltet das zweite FO keine flexible Energiemenge. Die zeitliche Flexibilität des zweiten FO eignet sich zum Einsatz bei der optimierten Bilanzierung zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb eines Anlagenverbunds. Flexibel abrufbare Leistungsänderungen können allerdings durch das zweite FO aufgrund der fehlenden flexiblen Energiemenge nicht bereitgestellt werden.

Im Kontext der Flexibilitätsangebote nach „OpenTUMFlex“ führt die zeitliche Verschiebbarkeit des ersten Ladeprozesses dazu, dass für jeden Zeitpunkt im ersten Verfügbarkeitszeitraum zwischen dem frühesten und spätesten Startzeitpunkt ein Flexibilitätsangebot erstellt werden kann. Wie in [Abbildung 6.19](#) zu sehen, ergibt sich über den jeweiligen Verfügbarkeitszeitraum eine sich ändernde flexible Leistung, was im Gegensatz zu den Flexibilitätsangeboten steht, die durch das „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodell generiert wurden.

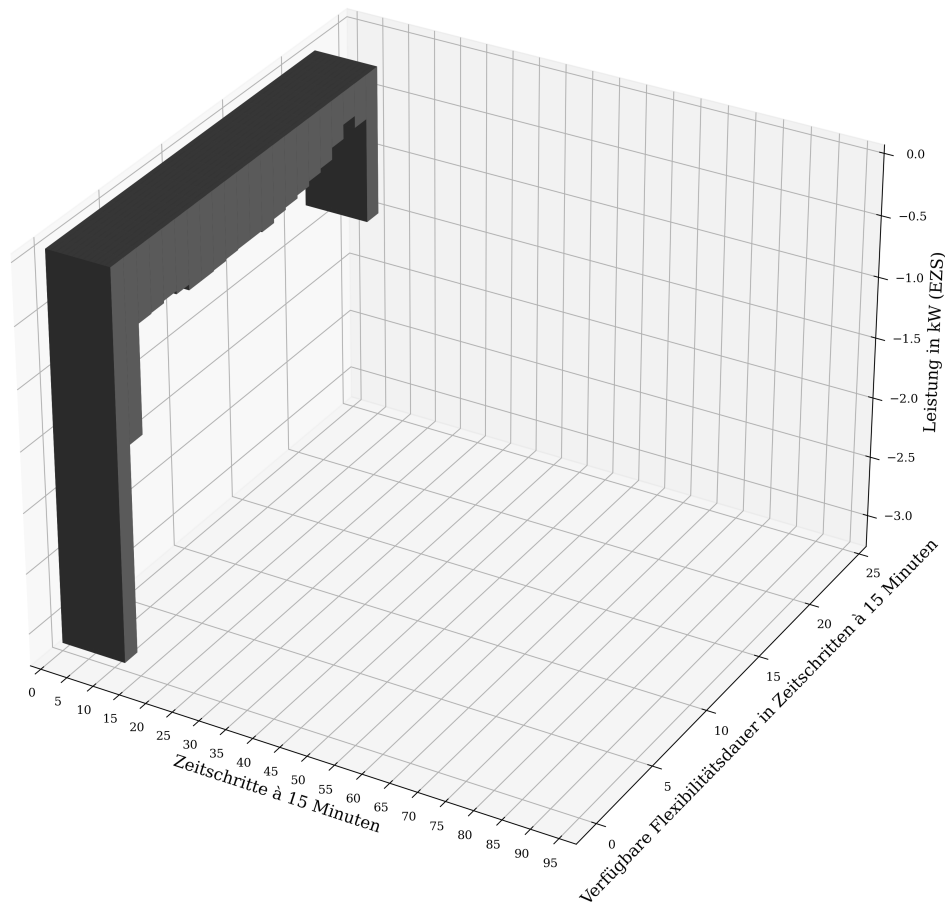


Abbildung 6.19: Negative Flexibilitäten aus dem FO des Elektroautos und deren Verfügbarkeitslängen, modelliert nach Neupane et al. (2017).

6.4 DFO-Modellierung nach Siksnyš und Pedersen (2016)

Zur Implementierung des DFO-Algorithmus wurden die Anlagenmodelle aus der FO Modellierung für Wärmepumpen und Elektroautos übernommen. Die aus der Simulation resultierenden DFOs liegen als Scheiben mit den maximal und minimal von der Anlage aufnehmbaren Energiemengen innerhalb eines betrachteten Zeitschritts vor (Siehe Tabelle 6.1). Die maximal und minimal aufnehmbaren Energiemengen werden dabei in Abhängigkeit der vor dem analysierten Zeitschritt aufgenommenen Energiemenge angegeben. Die Anzahl der Scheiben ist frei wählbar und hat Auswirkungen auf die Schrittweite zwischen den vorher aufgenommenen Energiemengen. Im Zuge der vorgenommenen Untersuchung wurden fünf Scheiben pro Zeitschritt generiert. Durch schrittweise Aneinanderreihung der aufgenommenen Energiemengen

können beliebig viele und unterschiedlich ausgeprägte Fahrpläne mit oberen und unteren Leistungsgrenzen pro Zeitschritt generiert werden. Für die hier getätigten Untersuchungen wurden vier Fahrpläne pro Anlage generiert. Dafür wurden bei beiden Anlagen jeweils Zeitschritt für Zeitschritt die Scheibe 1 im Fahrplan 1, die Scheibe 2 im Fahrplan 2, die Scheibe 3 im Fahrplan 3 und die Scheibe 4 im Fahrplan 4 aneinandergereiht. Da die Scheibe 0 pro Zeitschritt nur um die minimal aufzunehmende Energiemenge steigt, dient ihre Aneinanderreihung als Untergrenze der generierten Fahrpläne.

Tabelle 6.1: Exemplarisches **DFO** eines Zeitschritts mit fünf Scheiben. (d: Vor dem Zeitschritt aufgenommene Energiemenge, e_{min} : Minimal aufnehmbare Energiemenge innerhalb des Zeitschritts abhängig von d, e_{max} : Maximal aufnehmbare Energiemenge innerhalb des Zeitschritts abhängig von d)

Scheibe	d	e_{min}	e_{max}
0	1,5	0,2	0,5
1	2,5	0,2	0,5
2	3,5	0,2	0,45
3	4,5	0,2	0,35
4	5,5	0,2	0,2

6.4.1 Wärmepumpe

Exemplarisch ist in [Abbildung 6.20](#) die negative Flexibilität abgebildet, die sich aus der Aneinanderreihung der Scheiben des Wärmepumpen-**DFOs** zum Fahrplan 4 ergibt. Die Darstellung ist im Kontext der Flexibilitätsangebote nach „OpenTUMFlex“ gewählt und veranschaulicht die Unterschiede der verfügbaren Wärmepumpen-Flexibilität im Vergleich zu den Ergebnissen der **FO**-Modellierung in [Unterabschnitt 6.3.1](#). Bei Betrachtung der flexiblen Leistungsbeträge wird deutlich, dass sich das Ergebnis der **DFO**-Modellierung in einem niedrigeren Leistungsbe-
reich bewegt, als die Ergebnisse der **FO**-Modellierung in [Abbildung 6.17](#). Dieses Ergebnis würde den Erwartungen von [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) widersprechen, die sich durch die Erweiterung von **FOs** zu **DFOs** die Offenlegung vernachlässigter Flexibilitätspotentiale versprechen. Wie in [Unterabschnitt 6.3.1](#) erläutert, können die ermittelten Flexibilitäten aus dem **FO** der Wärmepumpe allerdings nur über die Zeitspanne eines Zeitschritts verfügbar gemacht werden, ohne dass die Gefahr besteht die Temperaturgrenzen in der beheizten Räumlichkeit zu verletzen. Im Gegensatz dazu ermöglicht die **DFO**-Modellierung nach [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) die Berechnung der maximalen Flexibilität pro Zeitschritt, bei deren Abruf über den gesam-

ten Simulationszeitraums keine Verletzung der Modellgrenzen befürchtet werden muss. Wie in [Abbildung 6.20](#) zu sehen, ergibt sich im Kontext der Flexibilitätsangebote des „OpenTUMFlex“-Modells ein Flexibilitätsangebot für den Zeitpunkt null, das alle Zeitschritte des Simulationszeitraums aufgrund der langen Verfügbarkeitsdauer der Flexibilität abdeckt.

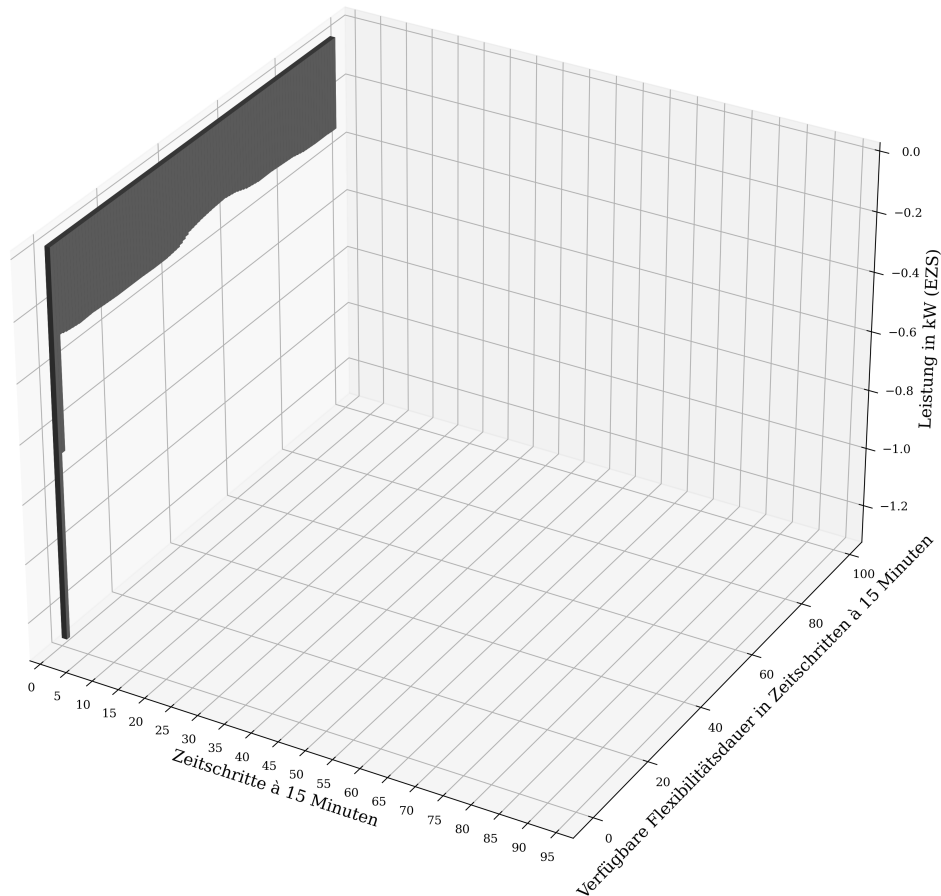


Abbildung 6.20: Negative Flexibilität der Wärmepumpe und deren Verfügbarkeitslänge, die sich aus einer exemplarischen Zusammensetzung der Scheiben des DFO's ergeben.

6.4.2 Elektroauto

[Abbildung 6.21](#) zeigt vier flexible Fahrpläne, die aus den DFOs des Elektroautos zusammengesetzt wurden. Der dargestellte Zeitraum wurde auf den ersten Verfügbarkeitszeitraum des Elektroautos begrenzt, weil die Erweiterung zur DFO-Modellierung keinen Einfluss auf die verfügbaren flexiblen Energiemengen hat und sich deshalb für den zweiten Verfügbarkeitszeitraum keine Änderungen zur Ergebnisanalyse der FO-Modellierung in [Unterabschnitt 6.3.2](#) ergeben

haben. Auch die flexible Energiemenge im ersten Verfügbarkeitszeitraum unterscheidet sich nicht von der flexiblen Energiemenge aus der FO-Modellierung. Allerdings ermöglichen die DFOs eine unterschiedliche Verteilung der flexiblen Energiemenge über die Dauer des Ladeprozesses.

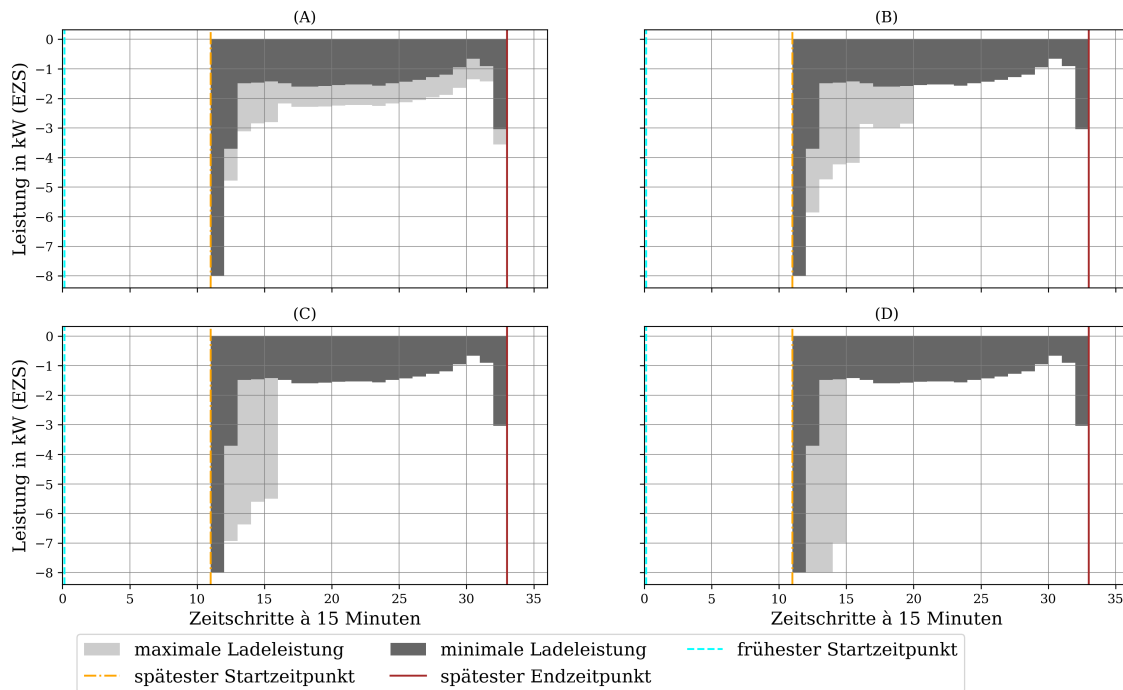


Abbildung 6.21: Flexible Fahrpläne aus DFOs des Elektroautos mit reiner Ladefunktion, das nach Siksny und Pedersen (2016) modelliert wurde.

Die Ergebnisse veranschaulichen, dass es dank der Abhängigkeiten zwischen den Zeitschritten möglich ist, unterschiedlich strukturierte Fahrpläne zu erzeugen. Die flexibel verfügbare Energiemenge im ersten Verfügbarkeitszeitraum kann entweder wie in (D) innerhalb eines kurzen Zeitraums mit hoher Leistung bereitgestellt werden oder wie in (A) gleichmäßig über den gesamten Ladeprozess verteilt, angeboten werden. Da der DFO-Algorithmus eine Überschreitung der maximalen Ladeleistung verhindert, kann in keinem der unterschiedlich aufgebauten Fahrpläne zum Zeitschritt null des Ladeprozesses flexible Leistung durch das Elektroauto verfügbar gemacht werden. Wie in [Abbildung 6.22](#) zu sehen, ergibt sich im Kontext der Flexibilitätsangebote nach „OpenTUMFlex“ ein vergleichbares Resultat zu den Ergebnissen FO-Modellierung in [Abbildung 6.19](#). Durch die Wahl des Fahrplans (D) aus [Abbildung 6.21](#) kommt es allerdings zu einer Umverteilung der flexiblen Energiemenge, was zu einer kürzeren Verfügbarkeitsdauer und einem geänderten Profil der Flexibilitätsangebote über ihre Verfügbarkeitsdauer führt. Außerdem kann durch die fehlende Flexibilität zum Zeitpunkt null des Ladeprozesses kein Fle-

xibilitätsangebot zum Zeitpunkt null des Simulationszeitraums generiert werden.

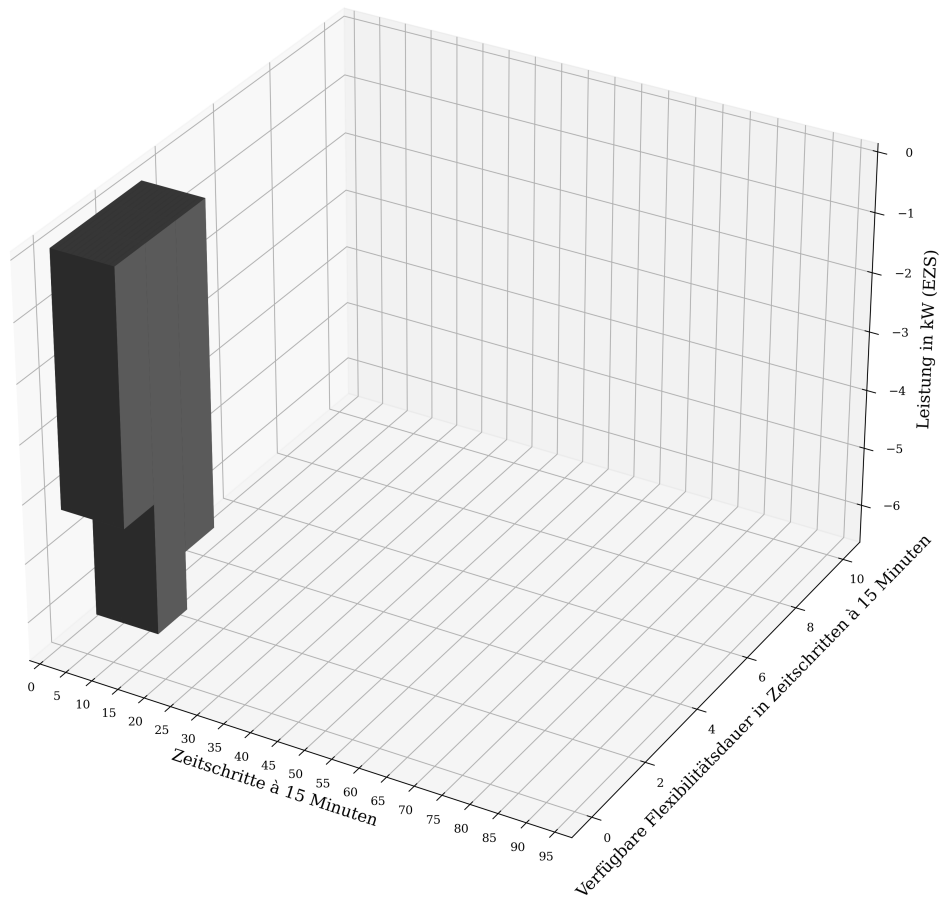


Abbildung 6.22: Negative Flexibilitätsangebote des Elektroautos und deren Verfügbarkeitslängen, die sich aus einer exemplarischen Zusammensetzung der Scheiben des DFO's ergeben.

6.5 Kennzahlen

Um die modellierten Flexibilitäten aggregieren zu können, wird die in [Abschnitt 4.4](#) erläuterte Umrechnung der unterschiedlich strukturierten Ergebnisse in das Flexibilitätsformat des „FreqMatch-Market“¹⁰ vorgenommen. Abhängig vom Modellierungsansatz ergeben sich für jeden Anlagentyp je eine oder mehrere Zeitreihen mit positiver beziehungsweise negativer flexibler Leistung. Anhand dieser Flexibilitätspläne wurden für jeden Modellierungsansatz und Anlagentyp die Kennzahlen in [Tabelle 6.2](#) ermittelt, um die Modellierungsergebnisse neben ihrer visuellen Darstellung in [Abschnitt 6.1](#) bis [Abschnitt 6.4](#) kennzahlbasiert einordnen zu können.

Tabelle 6.2: Kennzahlen zur Einordnung der Simulationsergebnisse mit zugehörigen Variablen.

Kennzahl	Variable
Anzahl der Zeitschritte mit flexibler Leistung	$N_{flexSteps}$
Längste Verfügbarkeitsdauer einer Flexibilität in Zeitschritten à 15 Minuten	$D_{flexMAX}$
Maximale flexible Energiemenge in kWh	$E_{flexMAX}$
Maximale flexible Leistung in kW	$P_{flexMAX}$

Die **Anzahl der Zeitschritte mit flexibler Leistung** $N_{flexSteps}$ trifft eine Aussage darüber, innerhalb wie vieler der 96 Zeitschritte mit mindestens einem der möglichen Flexibilitätspläne durch die jeweilige Anlage Flexibilität verfügbar gemacht werden kann.

Die **längste Verfügbarkeitsdauer einer Flexibilität** $D_{flexMAX}$ sagt aus wie viele aufeinanderfolgende Zeitschritte innerhalb eines Flexibilitätsabrufs maximal durch eine Anlage mit flexibler Leistung bedient werden können.

Die **maximale flexible Energiemenge** $E_{flexMAX}$ ist die flexible Energiemenge, die innerhalb eines Flexibilitätsabrufs maximal durch die jeweilige Anlage bereitgestellt werden kann.

Die **maximale flexible Leistung** $P_{flexMAX}$ beschreibt die maximale Leistung, die durch mindestens einen der Flexibilitätspläne an einem beliebigen Zeitpunkt innerhalb des Simulationszeitraums durch die jeweilige Anlage verfügbar ist.

Die ausführlichen Ergebnisse der Kennzahlermittlung sind im [Abschnitt A.4](#) in [Tabelle A.9](#) bis [Tabelle A.12](#) zu finden. Der Aufwand für die Umrechnung der Flexibilitäten ins Format des „FreqMatch-Market“¹⁰ ist für die Flexibilitätsangebote nach „OpenTUMFlex“ und die nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) modellierten flexiblen Fahrpläne als vergleichsweise gering einzuschätzen. Da in den Konzepten der FO- und DFO-Generierung Flexibilität immer über Energiemen-

¹⁰<https://gitlab.uni-hannover.de/tiemann/freqmatch-market>

gen anstelle von Leistungen definiert ist, wird hier ein gesteigerter Aufwand zur Umrechnung benötigt. Hinzu kommt, dass durch die zeitliche Flexibilitätskomponente zusätzliche Umrechnungsschritte gegangen werden müssen, um alle möglichen Flexibilitätspläne der Elektroautos aus den FOs und DFOs zu ermitteln. Für die Generierung der Flexibilitätspläne aus DFOs muss außerdem zuerst eine Aneinanderreihung der einzelnen Flexibilitäten erfolgen (Siehe [Abschnitt 6.4](#)), weshalb für diese Umrechnung der vergleichsweise größte Aufwand betrieben werden musste.

6.5.1 Kennzahlvergleich Photovoltaikanlage

Obwohl sich die für die Photovoltaikanlage ergebenden Flexibilitäten im Leistungsbetrag nicht unterscheiden, wurde bei Betrachtung ihrer Verfügbarkeitslängen der Vorteil der Flexibilitätsangebote nach „OpenTUMFlex“ gegenüber den nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) modellierten Flexibilitäten deutlich. So beträgt die maximale Verfügbarkeitsdauer von negativer Flexibilität $D_{flexMAX}$, die nach der Umrechnung in Flexibilitätspläne durch die modellierte Photovoltaikanlage bereitgestellt werden kann, für das „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodell 42 Zeitschritte und für das Modell nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) lediglich einen Zeitschritt. Die geringe Zeitdauer der bereitstellbaren Flexibilität, die nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) modelliert wurde, wirkt sich negativ auf die maximal bereitstellbare flexible Energiemenge $E_{flexMAX}$ aus, die mit -0,724 kWh deutlich geringer ist als die -11,913 kWh, die durch ein Flexibilitätsangebot nach „OpenTUMFlex“ maximal bereitstellbar sind.

6.5.2 Kennzahlvergleich Blockheizkraftwerk

Die Ergebnisse der Flexibilitätsmodellierung des Blockheizkraftwerks bestätigen die im vorangegangenen Unterabschnitt beschriebenen Vorteile der im „OpenTUMFlex“-Modell generierten Flexibilitätsangebote. Obwohl in den ermittelten flexiblen Leistungsbeträgen kein Unterschied zwischen der Modellierung nach „OpenTUMFlex“ und [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) erkennbar ist, können mit Hilfe von Flexibilitätsangeboten nach „OpenTUMFlex“ zeitlich längere Flexibilitäten und damit auch größere Energiemengen innerhalb eines Flexibilitätsabrufs verfügbar gemacht werden. Für die maximalen Verfügbarkeitszeiten $D_{flexMAX}$ von positiver und negativer Flexibilität ergeben sich aus dem „OpenTUMFlex“-Modell 12 beziehungsweise 10 Zeitschritte und für das Modell nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) jeweils ein Zeitschritt. Die maximal verfügbaren flexiblen Energiemengen $E_{flexMAX}$ ergeben sich zu 6,0 kWh und -5,0 kWh für die „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung und zu 0,5 kWh beziehungsweise -0,5 kWh für die positive beziehungsweise negative Flexibilitätsmodellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#).

6.5.3 Kennzahlvergleich Wärmepumpe

Abbildung 6.23 zeigt die begrenzende Wirkung des Wärmespeichers und der benötigten Ausgleichsprozesse auf die Anzahl der Zeitschritte in denen nach „OpenTUMFlex“ negative Flexibilität durch die Wärmepumpe bereitgestellt werden kann. Die Modellierungen nach Neupane et al. (2017) und Siksny und Pedersen (2016) ermitteln im Gegenteil zum „OpenTUMFlex“-Ansatz und zum Ansatz nach Ulbig und Andersson (2012) eine Verfügbarkeit von negativer Flexibilität in allen 96 Zeitschritten des Simulationszeitraums. Die Modelle beschränken sich jedoch auf die Bereitstellung von negativer Flexibilität, weshalb sie in den Zeitschritten mit verfügbarer positiver Flexibilität vom „OpenTUMFlex“-Modell und dem Modell nach Ulbig und Andersson (2012) übertroffen werden. Aufgrund der geringen Laufzeiten der Wärmepumpe im optimierten Fahrplan steht nur eine geringe Anzahl an Ausgleichsprozessen für einen negativen Flexibilitätsabruf zur Verfügung. Deshalb ist die maximal verfügbare negative flexible Energiemenge $E_{flexMAX}$, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultiert, mit -3,137 kWh nur knapp dreimal so groß wie das Ergebnis der Modellierung nach Ulbig und Andersson (2012) mit -1,05 kWh. Durch eine maximale Verfügbarkeitsdauer $D_{flexMAX}$ von 96 Zeitschritten kann den Ergebnissen der Modellierung nach Siksny und Pedersen (2016) zufolge eine maximale negative flexible Energiemenge $E_{flexMAX}$ von -7,645 kWh durch die Wärmepumpe bereitgestellt werden. Damit wird auch die maximale negative flexible Energiemenge $E_{flexMAX}$ übertroffen, die nach Neupane et al. (2017) modelliert wurde und aufgrund der zeitlich beschränkten Verfügbarkeit auf -0,703 kWh begrenzt ist.

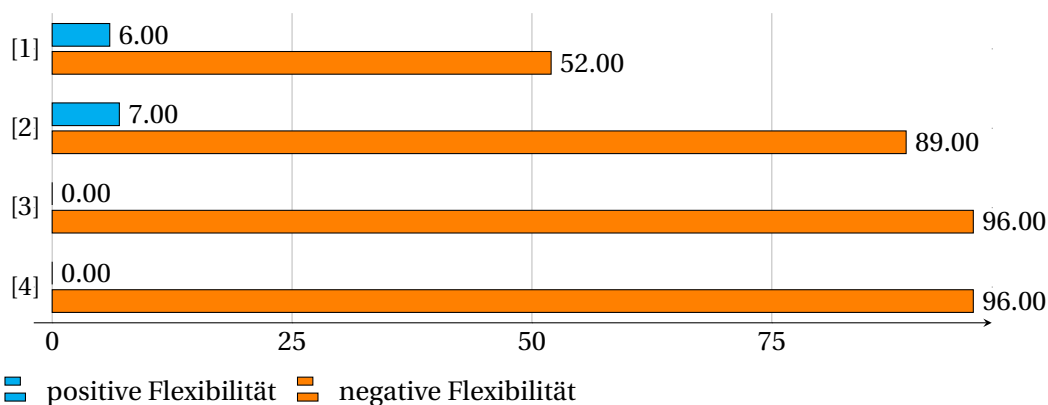


Abbildung 6.23: Anzahl der Zeitschritte mit flexibler Leistung $N_{flexsteps}$ der Wärmepumpe modelliert nach: [1] „OpenTUMFlex“ (Zadé et al. (2020a)), [2] Ulbig und Andersson (2012), [3] Neupane et al. (2017), [4] Siksny und Pedersen (2016).

6.5.4 Kennzahlvergleich Elektroauto

Aufgrund der fehlenden Kontrolle der Leistungsgrenzen in der Flexibilitätsmodellierung des Elektroautos nach [Neupane et al. \(2017\)](#) übersteigt die resultierende maximale Verfügbarkeitsdauer von negativer Leistung $D_{flexMAX}$ und die resultierende Anzahl an Zeitschritten mit verfügbarer negativer Flexibilität $N_{flexsteps}$ die der Modellierung nach [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) um jeweils einen Zeitschritt. Die maximal verfügbaren flexiblen Energiemengen $E_{flexMAX}$ liegen in beiden Fällen mit -4,212 kWh gleichauf. Dadurch, dass die Flexibilitätsmodellierung nach „OpenTUMFlex“ die Möglichkeit mit einbezieht Flexibilität durch die Verschiebung eines Ladeprozesses innerhalb des Verfügbarkeitszeitraums zu generieren, ist es möglich positive Flexibilitäten mit einem maximalen Volumen $E_{flexMAX}$ von 4,0 kWh verfügbar zu machen. Gleichzeitig ermöglicht die Verschiebung von Ladeprozessen durch Ausgleichsprozesse eine Generierung von negativen Flexibilitätsangeboten mit einem maximalen Volumen $E_{flexMAX}$ von -6,516 kWh. Zusätzlich können Flexibilitätsangebote im zweiten Verfügbarkeitszeitraum des Elektroautos generiert werden, was zu 44 Zeitschritten mit möglicher positiver Flexibilität und 38 Zeitschritten mit möglicher negativer Flexibilität führt und die Ergebnisse aller anderen Modellierungsansätze mit einer Ausnahme übertrifft. Aus den Ergebnissen der Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) lassen sich nur positive Flexibilitätspläne für das Elektroauto generieren, deren Anzahl an abgedeckten Zeitschritten $N_{flexsteps}$ mit 44 genau der Anzahl an Zeitschritten entspricht, in denen ein Ladeprozess des Elektroautos geplant ist.

6.5.5 Kennzahlvergleich Batteriespeicher

Wie in [Abbildung 6.24](#) zu sehen, haben die fehlenden Ladeprozesse des Batteriespeichers im hinteren Bereich des Simulationszeitraums (Siehe [Abbildung 6.9](#)) zur Folge, dass aufgrund der dadurch fehlenden Ausgleichsprozesse nur in 69 Zeitschritten negative Flexibilitätsangebote durch das „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodell generiert werden. Damit einher geht, dass die maximal bereitstellbare negative Leistung $P_{flexMAX}$ mit -5,485 kW unter der des Simulationsergebnisses der Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) mit -5,906 kW liegt. Die Festlegung des Betrags der Flexibilitätsangebote auf die maximal verfügbare Leistung führt in Kombination mit der begrenzten Kapazität des Speichers dazu, dass die „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung in einzelnen Zeitschritten keine positive Flexibilität ermittelt und $N_{flexsteps}$ auf 90 Zeitschritte begrenzt ist. Im Gegensatz dazu zeigen die Ergebnisse der Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#), dass positive und negative Flexibilität mit verminderter Leistung in 95 beziehungsweise 96 Zeitschritten durch den Batteriespeicher bereitgestellt werden kann. Trotz der beschriebenen Einschränkungen führt die Möglichkeit Flexibilität über mehrere Zeitschritte zu generieren dazu, dass durch die Flexibilitätsangebote der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung maximale positive beziehungsweise negative flexi-

ble Energievolumina von 2,454 kWh beziehungsweise -3,773 kWh bereitgestellt werden können. Die Ergebnisse der Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) bescheinigen dem Batteriespeicher hingegen maximale flexible Energiepotentiale von 1,257 kWh beziehungsweise -1,476 kWh.

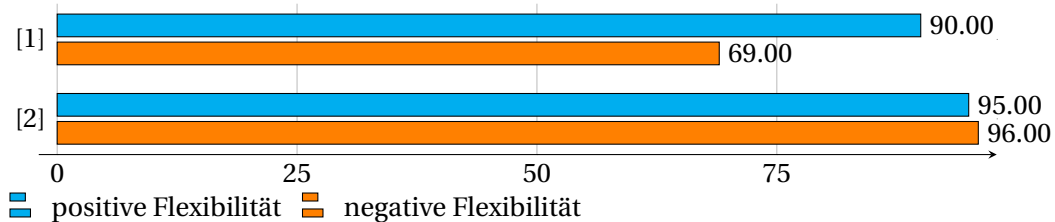


Abbildung 6.24: Anzahl der Zeitschritte mit flexibler Leistung $N_{flexSteps}$ des Batteriespeichers modelliert nach: [1] „OpenTUMFlex“ ([Zadé et al. \(2020a\)](#)), [2] [Ulbig und Andersson \(2012\)](#).

6.6 Flexibilitätsaggregation

Da sich die unterschiedlichen Aggregationsprodukte aus [Abschnitt 5.7](#) für die Betrachtung der Aggregationseignung der unterschiedlich modellierten Flexibilitäten nur durch ihre Länge unterscheiden, können die Ergebnisse der Flexibilitätsaggregation entsprechend der Produktlänge zusammengefasst werden.

Wie in [Abbildung 6.25](#) zu sehen, lassen sich die Flexibilitätsangebote nach „OpenTUMFlex“ zu einem vierstündigen negativen Regelleistungsmarktprodukt zur Erbringung von Sekundär- oder Minutenregelleistung aggregieren.

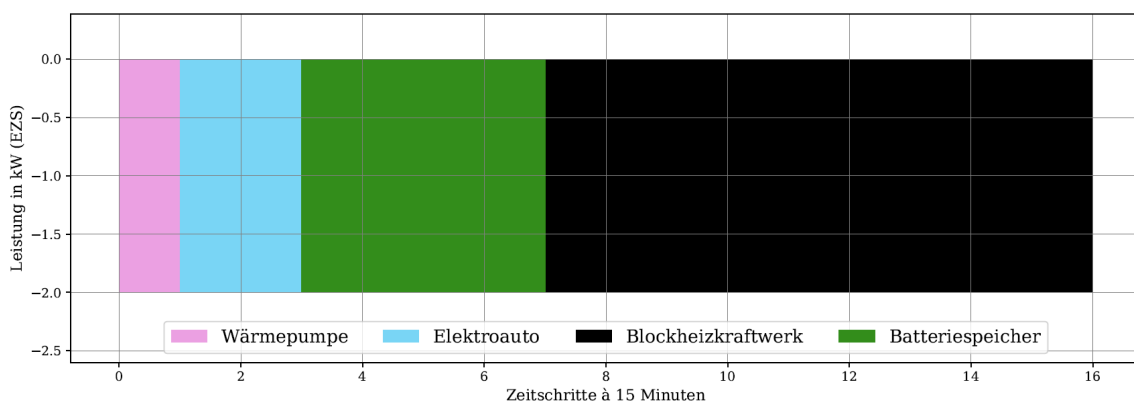


Abbildung 6.25: Negatives Regelleistungsmarktprodukt aus 16, 15-minütigen Blöcken, aggregiert aus Flexibilitätsangeboten, die nach „OpenTUMFlex“ modelliert wurden.

Voraussetzung hierfür sind Flexibilitätsangebote, die zusammengefasst entweder mit positiver oder negativer Leistung den Produktzeitraum abdecken können. Im betrachteten Zeitraum kann unter den modellierten Anlagen lediglich durch die Photovoltaikanlage keine Flexibilität bereitgestellt werden. Angemerkt sei an dieser Stelle, dass sich die Flexibilitätsangebote nach „OpenTUMFlex“ nicht für eine Aggregation zu einem symmetrischen Regelleistungsmarktprodukt, wie Primärregelleistung, eignen würden. Grund dafür ist der Prozess der Flexibilitätsermittlung, bei dem die positiven und negativen Flexibilitätspotentiale losgelöst voneinander ermittelt werden.

Die Anforderung an eine Abdeckung aller Zeitschritte des aggregierten Produkts lässt sich auf die Aggregation eines einstündigen Strommarktprodukts übertragen. Ein exemplarisches Resultat ist in [Abbildung 6.26](#) abgebildet. Es setzt sich aus negativen Flexibilitätsangeboten der Wärmepumpe, des Batteriespeichers und der Photovoltaikanlage zusammen.

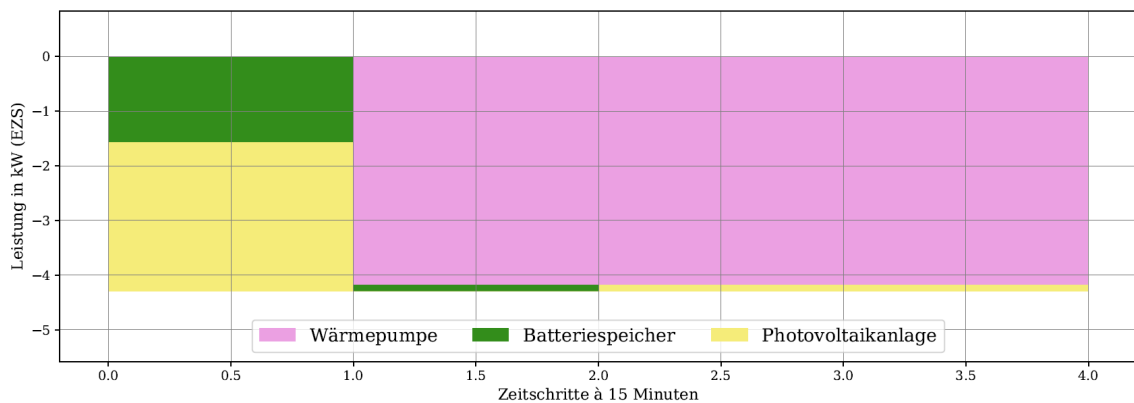


Abbildung 6.26: Negatives Strommarktprodukt aus 4, 15-minütigen Blöcken, aggregiert aus Flexibilitätsangeboten, die nach „OpenTUMFlex“ modelliert wurden.

Wie in [Abschnitt 5.7](#) erläutert, resultieren aus den flexiblen nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) modellierten Fahrplänen pro Anlage eine Vielzahl Flexibilitätsplänen mit nur einem besetzten Zeitschritt. Die auf einen Zeitschritt begrenzte Flexibilität hat zur Folge, dass für die Aggregation eines einstündigen Strommarktprodukts mindestens vier Anlagen vonnöten sind. [Abbildung 6.27](#) zeigt ein solches Aggregationsprodukt mit negativer Leistung. Das Produkt setzt sich aus den Flexibilitäten einer Wärmepumpe, einer Photovoltaikanlage, eines Batteriespeichers und eines Blockheizkraftwerks zusammen, die nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) modelliert wurden. Aufgrund der zeitlichen Einschränkung der nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) modellierten Flexibilitäten ist die Aggregation der Flexibilität der fünf modellierten Anlagen zu einem vierstündigen Regelleistungsmarktprodukt, für das mindestens 16 Anlagen benötigt werden, nicht möglich.

Die aus [FOs](#) und [DFOs](#) abgeleiteten Flexibilitätspläne für Wärmepumpen und Elektroautos

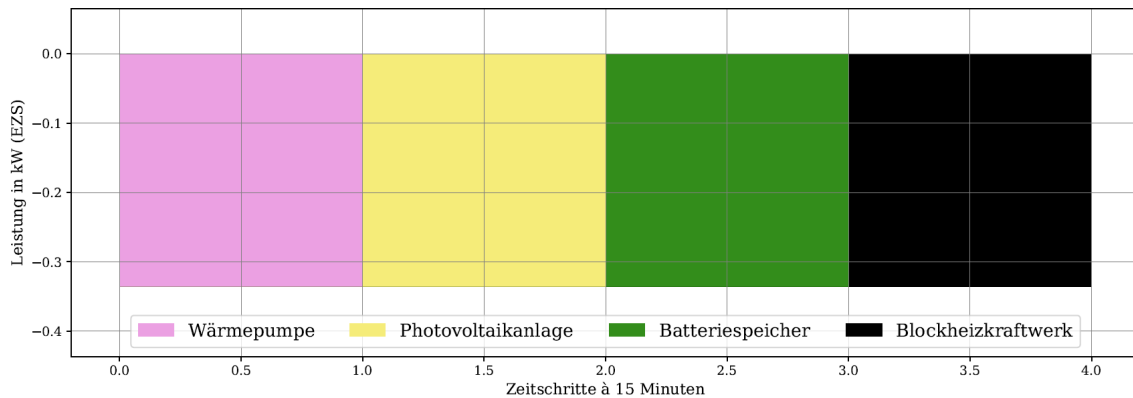


Abbildung 6.27: Negatives Strommarktprodukt aus 4, 15-minütigen Blöcken, aggregiert aus flexiblen Fahrplänen, die nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) modelliert wurden.

eigenen sich sowohl zur Aggregation zu vierstündigen Regelleistungsmarktprodukten als auch zur Aggregation zu einstündigen Strommarktprodukten. In [Abbildung 6.28](#) zeigt sich die in [Unterabschnitt 6.4.2](#) erläuterte zeitliche Einschränkung des FO's der modellierten Wärmepumpe durch die sich der Beitrag der Wärmepumpe zum aggregierten Regelleistungsmarktprodukt auf einen Zeitschritt beschränkt.

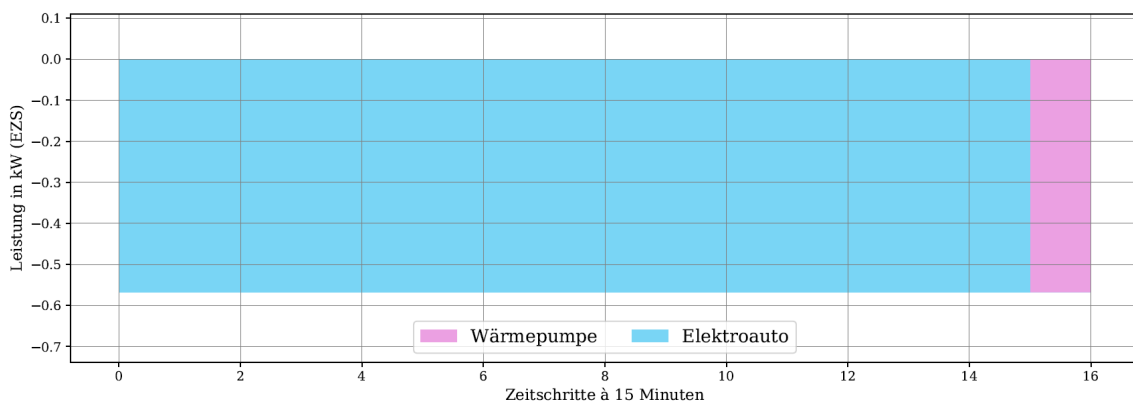


Abbildung 6.28: Negatives Regelleistungsmarktprodukt aus 16, 15-minütigen Blöcken, aggregiert aus FOs, die nach [Neupane et al. \(2017\)](#) modelliert wurden.

Wie in [Abbildung 6.29](#) zu sehen, hat die Erweiterung der FOs zu DFOs zur Folge, dass die Wärmepumpe einen längeren Beitrag zu einem vierstündigen Regelleistungsmarktprodukt leisten kann. Durch den weiter verteilten Beitrag der Wärmepumpe kommt es im Vergleich zur Aggregation der Flexibilitäten aus der FO-Modellierung zu einer Anhebung des Leistungsbetrags des aggregierten Produkts.

6 Simulationsergebnisse

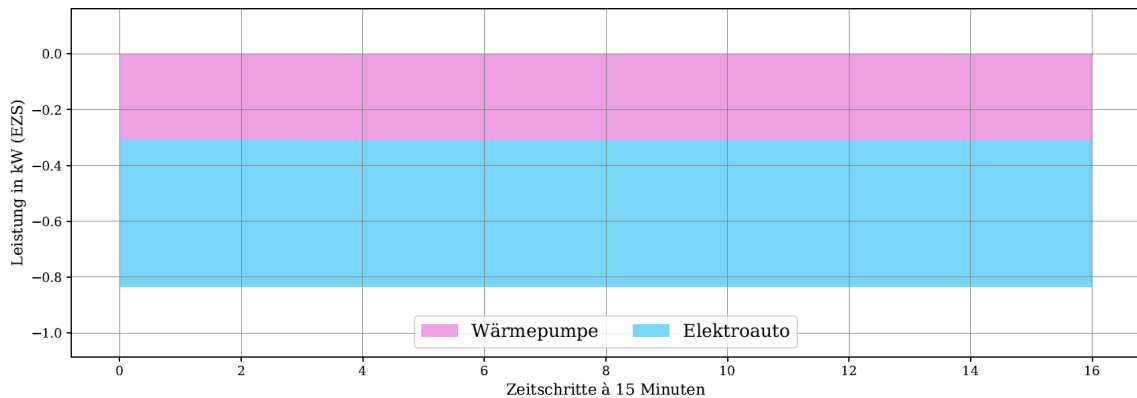


Abbildung 6.29: Negatives Regelleistungsmarktprodukt aus 16, 15-minütigen Blöcken, aggregiert aus DFOs, die nach Siksny und Pedersen (2016) modelliert wurden.

Alle unterschiedlich modellierten Flexibilitäten eignen sich für die Aggregation zu einem 15-minütigen Strommarktprodukt. Exemplarisch dafür ist in [Abbildung 6.30](#) die Aggregation von Flexibilitäten aus einem Batteriespeicher, einem Blockheizkraftwerks und einem Elektroauto zu sehen, die nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) modelliert und zu einem positiven viertelstündigen Strommarktprodukt zusammengesetzt wurden.

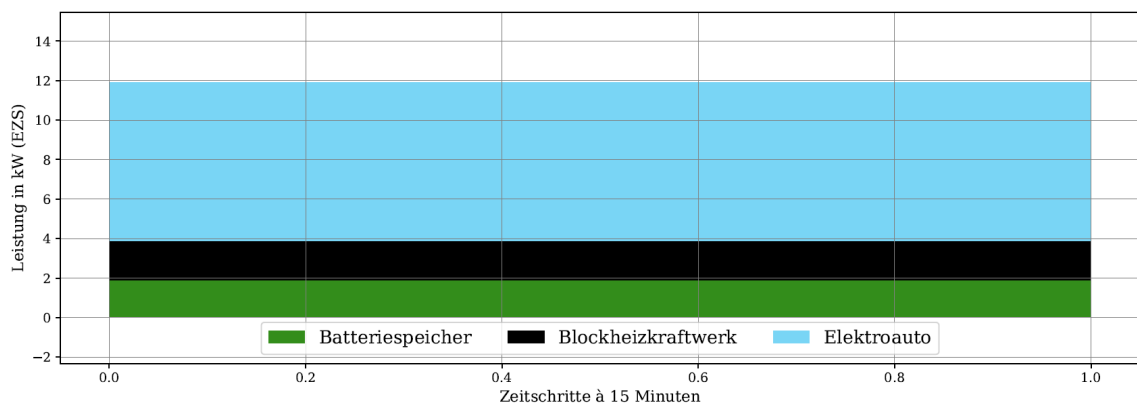


Abbildung 6.30: Positives 15-minütiges Strommarktprodukt aggregiert aus flexiblen Fahrplänen, die nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) modelliert wurden.

In [Abbildung 6.31](#) ist das Ergebnis einer gemischten Aggregation aus Flexibilitätsangeboten der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung und DFOs der Modellierung nach [Siksny und Pedersen \(2016\)](#) zu sehen. Die Wärmepumpe und das Elektroauto wurden dafür nach [Siksny und Pedersen \(2016\)](#) und die Photovoltaikanlage, das Blockheizkraftwerk und der Batteriespeicher nach „OpenTUMFlex“ modelliert. Die Basis des Regelleistungsmarktprodukts bildet die Flexibilität der Wärmepumpe. Wie das Produkt durch die Flexibilitäten der anderen Anlagen

aufgefüllt wird, entscheidet sich nach der zufälligen Preisgebung der Flexibilitäten (Siehe [Abschnitt 5.7](#)). Durch die Photovoltaikanlage kann im betrachteten Zeitraum keine Flexibilität verfügbar gemacht werden. Die Einbindung des Blockheizkraftwerks und des Batteriespeichers hat eine Erhöhung des Leistungsbetrags des aggregierten Produkts im Vergleich zur reinen DFO-Aggregation in [Abbildung 6.29](#) zur Folge. Im Vergleich zur reinen „OpenTUMFlex“-Aggregation in [Abbildung 6.25](#) kommt es zu einer Abnahme der Produktleistung. Der Grund dafür ist, dass die Modellierung nach „OpenTUMFlex“ größere Flexibilitäten bezüglich der verfügbaren Leistung generiert. Durch die Modellierung nach [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) entstehen hingegen leistungsschwächere Flexibilitäten, die über einen längeren Zeitraum verfügbar sind und dazu führen, dass die Wahrscheinlichkeit steigt in mehr Zeitintervallen lange Regelleistungs- oder Strommarktprodukte aggregieren zu können. So lässt sich bei einer reinen „OpenTUMFlex“-Modellierung nur in zwei der sechs vierstündigen Zeitintervalle, in die der Simulationszeitraum eingeteilt werden kann, ein negatives vierstündiges Regelleistungsmarktprodukt aus den Flexibilitäten der fünf Anlagen aggregieren. Bei einer gemischten Aggregation lässt sich hingegen in jedem der sechs Zeitintervalle ein vierstündiges Regelleistungsmarktprodukt zusammensetzen.

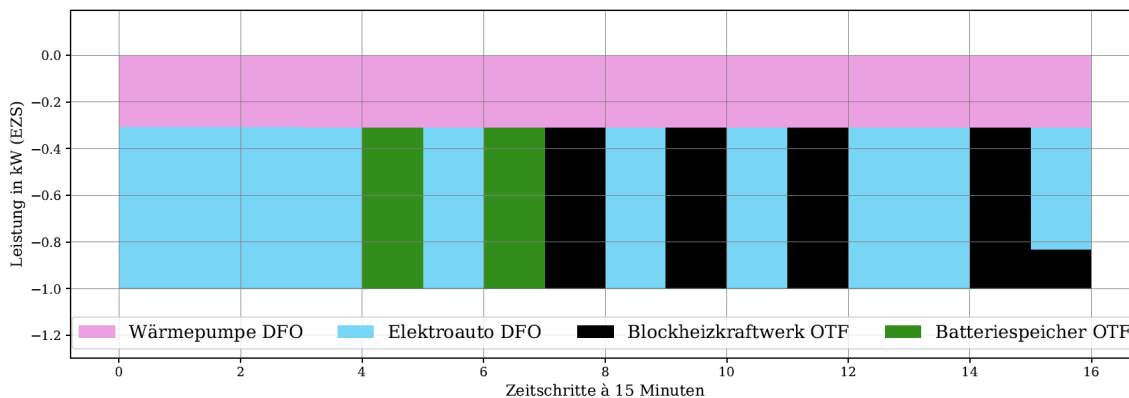


Abbildung 6.31: Negatives Regelleistungsmarktprodukt aus 16, 15-minütigen Blöcken aggregiert aus Flexibilitätsangeboten nach „OpenTUMFlex“ (kurz: OTF) und DFOs, die nach [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) modelliert wurden.

7 Diskussion

Wie die vorgestellten und visualisierten Ergebnisse im Kontext der Beantwortung der gestellten Forschungsfragen einzuordnen sind, wird im Zuge einer vergleichenden Diskussion erörtert.

7.1 Stochastische Anlagen

Die Ergebnisse der durchgeführten Simulation haben gezeigt, dass es mit den Flexibilitätsmodellen nach „OpenTUMFlex“ und [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) möglich ist, die Flexibilität eines stochastischen Erzeugers auf Basis von Vorhersagedaten zu evaluieren. Durch ihre größeren Verfügbarkeitslängen im ersten Zeitabschnitt des Simulationszeitraums haben die nach „OpenTUMFlex“ generierten Flexibilitätsangebote der Photovoltaikanlage die Vorteile des Modells gegenüber der Flexibilitätsmodellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) verdeutlicht. Die Ermittlung der längsten Verfügbarkeitsdauer einer Flexibilität und der maximal verfügbaren flexiblen Energiemengen in [Abschnitt 6.5](#) konnte die in [Abschnitt 6.1](#) bis [Abschnitt 6.4](#) visuell dargestellten Vorteile für alle Anlagentypen numerisch bestätigen. Aufgrund der Festlegung des Leistungsbetrags der Flexibilitätsangebote auf die maximal zulässige Leistungsabweichung decken sich die Simulationsergebnisse der Photovoltaikanlage nach „OpenTUMFlex“ im zweiten Zeitabschnitt allerdings mit den Ergebnissen der Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#). Durch flexiblere Leistungsbeträge oder eine zeitliche Umkehrung der iterativen Flexibilitätsermittlung wäre es möglich den „OpenTUMFlex“-Algorithmus so zu erweitern, dass auch in Zeitabschnitten mit abfallender maximaler Einspeiseleistung Flexibilitätsangebote generiert werden könnten, die eine Verfügbarkeit von über einem Zeitschritt aufweisen.

7.2 Anlagen mit Speicherfunktion

Der Ausschluss kleinerer Leistungen, als die maximal zulässige Leistungsabweichung für den Betrag eines Flexibilitätsangebots nach „OpenTUMFlex“, führt auch bei der Flexibilitätsmodellierung weiterer Anlagentypen dazu, dass bestehende Flexibilitätspotentiale übersehen werden. So weisen die Simulationsergebnisse der „OpenTUMFlex“-Modellierung für einzelne Zeitschritte im Betriebsplan des Batteriespeichers keine flexible Leistung aus, obwohl die Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) für die Zeitschritte Flexibilitäten ermittelt. Die ermittelte Flexibilität besitzt allerdings einen geringeren Betrag als die anlagenspezifisch maximal zulässige Leistungsabweichung. Als weiterer begrenzender Faktor der Flexibilitätsangebote nach „OpenTUMFlex“ konnte die Notwendigkeit von Ausgleichsprozessen identifiziert werden. Die Absicherung, den Abruf einer Flexibilität zu einem späteren Zeitpunkt ausgleichen zu können, kann

als Verschiebung eines späteren Prozesses auf den analysierten Zeitpunkt verstanden werden. Die Ausgleichsprozesse gewährleisten, dass die Zielladegrade am Ende des jeweiligen Simulationszeitraums erreicht werden können.

Für die Flexibilitätsmodellierung des Elektroautos mit reiner Ladefunktion erscheint diese Vorgehensweise nach „OpenTUMFlex“ als sinnvoll und ermöglicht die Darstellung von Zielladegraden am Ende von Verfügbarkeitszeiträumen. Im Gegensatz dazu haben die Ergebnisse der Flexibilitätsmodellierung des Elektroautos nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) gezeigt, dass die einfache energetische Bilanzierung einer Anlage ab einem gewissen Komplexitätsgrad ihrer Funktionen nicht ausreichend ist um die von ihr bereitstellbaren Flexibilitäten verlässlich abbilden zu können. Allerdings weist auch die Flexibilitätsmodellierung des Elektroautos nach „OpenTUMFlex“ Schwächen auf. So werden potentielle Flexibilitäten vernachlässigt, die durch die FO- beziehungsweise DFO-Modellierung nach [Neupane et al. \(2017\)](#) respektive [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) identifiziert werden. Die flexiblen Energiemengen beziehen sich auf freie Ladekapazitäten oberhalb des Zielladegrades des jeweiligen Verfügbarkeitszeitraums. Durch Erweiterung des Elektroauto-FO's zu einem DFO war es möglich die flexible Energiemenge so zu modulieren, dass Flexibilitäten mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen bezüglich der bereitstellbaren Leistung und Verfügbarkeitsdauer entstanden sind. Im Gegensatz zur Modellierung nach „OpenTUMFlex“ resultieren aus der FO- und DFO-Modellierung aufgrund des spezifischen Algorithmus lediglich negative Flexibilitäten, die durch eine unplanmäßige Zunahme der Ladeleistung bereitgestellt werden können.

Für die Modellierung des Batteriespeichers kann die Notwendigkeit der Einhaltung eines Zielladegrades zumindest infrage gestellt werden. Sollte die Flexibilität eines Batteriespeichers zur Spitzenlastkappung genutzt werden, ist ein zeitlich verschiebbarer Zielladegrad unabdingbar. Im Falle von „OpenTUMFlex“ wird allerdings ein Zielladegrad von 50 Prozent für das Ende des simulierten Tages festgelegt. Deshalb erscheint es wahrscheinlicher, dass durch das Erreichen des Zielladegrades ein möglichst gleichmäßig positiver und negativer Handlungsspielraum zur Lösung des Unit Commitment Problems des darauffolgenden Tages gewährt sein soll. Da die Konsequenz daraus jedoch eine mehrstündige Spanne ist, in der keine negative Flexibilität durch den Speicher bereitgestellt werden kann (Siehe [Abbildung 6.9](#)), muss dies als Nachteil des „OpenTUMFlex“-Ansatzes gegenüber dem Flexibilitätsmodell nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) gewertet werden. Als Vorteil der Modellierung des Batteriespeichers nach „OpenTUMFlex“ können hingegen die größeren Leistungsbeträge der Flexibilitätsangebote im ersten Abschnitt des Simulationszeitraums gewertet werden. Sie resultieren aus der Möglichkeit der Verschiebung von Lade- beziehungsweise Entladeprozessen. Die Flexibilitätsmodellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) begrenzt aufgrund der integrierten Ladegrad-Kontrolle die Beträge der bereitstellbaren Flexibilität in diesem Abschnitt.

Die Ergebnisse der „OpenTUMFlex“-Modellierung von Anlagen mit Speicherfunktion sind

allerdings mit Vorsicht zu genießen. Der Grund dafür ist der Kontrollalgorithmus, den [Zadé et al. \(2020a\)](#) zur Einhaltung der Ladegradgrenzen des Batteriespeichers, des Elektroautos und des Wärmespeichers eingebaut haben. In allen Fällen wird zwar kontrolliert, ob die benötigte Kapazität für einen Flexibilitätsabruf zum Analysezeitpunkt vorhanden ist, der sich ändernde Ladegrad nach dem Analysezeitpunkt wird jedoch nicht mit in die Ermittlung einbezogen. Deshalb wird nicht ausgeschlossen, dass es innerhalb der Zeitspanne zwischen dem zweiten Zeitschritt eines Flexibilitätsangebots bis zum Beginn des zugehörigen Ausgleichsprozesses zu einer Verletzung der Ladegradgrenzen des jeweiligen Speichers kommt. So würde es beispielsweise beim vollen Abruf des positiven Flexibilitätsangebots des sechsten Zeitschritts des Batteriespeichers, das eine Gesamtdauer von drei Zeitschritten aufweist, innerhalb des achten Zeitschritts zu einer Verletzung der unteren Ladegradgrenze kommen.

7.3 Wärmeanlagen

Die Ergebnisse der Flexibilitätsmodellierung des Blockheizkraftwerks haben die am Beispiel der Photovoltaikanlage beschriebenen Vorteile des „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodells gegenüber dem Modell nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) bestätigt. Als begrenzender Faktor für die Länge der Flexibilitätsangebote fungiert im „OpenTUMFlex“-Modell ein Wärmespeicher. Er puffert die flexibilitätsbedingten Abweichungen vom Fahrplan der Anlage ab, indem er unplanmäßig generierte Wärme aufnimmt. Auch in diesem Fall ist ein nachfolgender Ausgleichsprozess für einen Flexibilitätsabruf vonnöten, obwohl für den Wärmespeicher kein Zielladegrad definiert ist. Da sowohl in der Beschreibung des Modells als auch in den zugrundeliegenden wissenschaftlichen Veröffentlichungen keine Erläuterung der Notwendigkeit von Ausgleichsprozessen zur Modellierung des Blockheizkraftwerks zu finden sind, lässt sich nur vermuten, dass es wie beim Wärmepumpenmodell von [Neupane et al. \(2017\)](#) um die Einhaltung der Temperaturgrenzen der beheizten Räumlichkeit geht. Dadurch, dass zwischen dem Flexibilitätsangebot und dem zugehörigen Ausgleichsprozess allerdings mehrere Stunden liegen können, in denen die flexibilitätsbedingte Abweichung vom Fahrplan bereits zu einer Verletzung der Temperaturgrenzen führen kann, muss entweder die Korrektheit der gefundenen Erklärung oder die Präzision der Modellierungsergebnisse angezweifelt werden.

Die beschriebenen Erkenntnisse lassen sich auf die Ergebnisse der Flexibilitätsmodellierung der Wärmepumpe nach „OpenTUMFlex“ übertragen. Dort führt die Notwendigkeit eines Ausgleichsprozesses zu einem mehrstündigen Zeitraum, in dem durch die Wärmepumpe keine Flexibilität bereitgestellt werden kann. Im Gegensatz dazu prognostiziert die Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) aufgrund fehlender Einschränkungen durch einen Speicher oder eine beheizte Räumlichkeit für jeden Zeitschritt des Simulationszeitraums verfügbare Flexibilität durch die Wärmepumpe. Gleiches gilt für die Ergebnisse der Modellierung des Blockheiz-

kraftwerks nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#). In die Praxis lassen sich diese Ergebnisse der Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) nur übertragen, wenn die Wärmepumpe beziehungsweise das Blockheizkraftwerk an ein Wärmenetz angeschlossen sind, das unplanmäßig generierte Wärme unbeschränkt aufnehmen oder eine unplanmäßig reduzierte Wärmeproduktion ausgleichen kann. Sollten diese Bedingungen nicht gegeben sein, besteht die Möglichkeit die Anlagen wie nach „OpenTUMFlex“ mit einem Wärmespeicher zu modellieren. Alternativ wird ein ausreichend präzises Wärmemodell der beheizten Räumlichkeiten benötigt, um die zulässige elektrische und thermische Flexibilität der Wärmeanlagen evaluieren zu können.

Mit dem Ansatz nach [Neupane et al. \(2017\)](#) wurde ein Wärmepumpenmodell implementiert, das die Parameter einer zu beheizenden Räumlichkeit in die Flexibilitätsermittlung mit einbezieht. Bei genauerer Analyse des Algorithmus hat sich die Schwäche des Modells bezüglich der Verfügbarkeitsdauer der modellierten Flexibilität der Wärmepumpe gezeigt. Durch die Erweiterung des generierten Wärmepumpen-FO's mit Hilfe des DFO-Algorithmus nach [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) wurde eine alternative Möglichkeit gefunden, die Flexibilität der Wärmepumpe zu ermitteln und dabei die Schwächen der Modellierung nach [Neupane et al. \(2017\)](#) aufzuheben. So konnte der Verfügbarkeitszeitraum der Flexibilität auf den gesamten Simulationszeitraum erweitert werden. Gleichzeitig war es trotz einer verminderten flexiblen Leistung an den einzelnen Zeitpunkten des Simulationszeitraums möglich, eine Steigerung der flexiblen Energiemenge zu erreichen. Die Möglichkeit aus den DFOs beliebige flexible Fahrpläne zu modulieren, kann als ein weiterer Vorteil der DFO-Erweiterung gewertet werden. Im Vergleich zu den Ergebnissen der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung wird aufgrund des spezifischen Algorithmus nach [Neupane et al. \(2017\)](#) in beiden Ansätzen nur negative Flexibilität für die Wärmepumpe ermittelt.

Da im Zuge dieser Arbeit lediglich vier mögliche flexible Fahrpläne pro Anlage zusammengesetzt wurden, sollte bei Beurteilung der DFO-Modellierung berücksichtigt werden, dass die Vorgehensweise der Zusammensetzung Einfluss auf die Struktur der Ergebnisse hatte. Da die Ergebnisse des FO- und DFO-Ansatzes gegensätzliche Vor- und Nachteile bezüglich der ermittelten flexiblen Leistung beziehungsweise Energiemenge besitzen, bietet es sich an zwischen der FO und DFO-Modellierung entsprechend dem Verwendungszweck der modellierten Flexibilität zu wählen.

7.4 Aggregation und Kennzahlbewertung

In [Abschnitt 6.6](#) wurde gezeigt, dass Flexibilitätspläne die aus Flexibilitäten mit einer langen Verfügbarkeitsdauer generiert wurden, die Wahrscheinlichkeit der Aggregation eines vergleichsweise langen Regelleistungsmarktprodukts erhöhen können. Diese Schlussfolgerung wurde allerdings unter Anbetracht der Tatsache gezogen, dass die analysierte Anlagenanzahl auf fünf

begrenzt ist. Es lässt sich die Vermutung anstellen, dass der beschriebene Effekt mit zunehmender Anlagenanzahl weniger deutlich ausgeprägt oder gar nicht zu beobachten wäre. Prinzipiell konnte für alle generierten Flexibilitäten eine Aggregationseignung festgestellt werden. Die Vor- und Nachteile die sich dabei gezeigt haben, spiegeln die technischen Vor- und Nachteile der Modelle bei der Ermittlung der Anlagenflexibilität. So kann den Flexibilitäten, die nach dem Modell von [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) generiert wurden aufgrund ihrer geringen Verfügbarkeitszeiten eine verminderte Eignung zur Aggregation zu langen Regelleistungs- oder Strommarktprodukten bescheinigt werden. Dieser Nachteil resultiert allerdings maßgeblich aus der Wahl der 15-minütigen Diskretisierung, die aus Vergleichbarkeitsgründen auf alle Modelle angewendet wurde. [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) geben bei der Vorstellung ihres Flexibilitätsmodells keine Diskretisierungsweite vor, weshalb es mit dem Modell auch möglich wäre, Flexibilitäten mit einer größeren oder kleineren Verfügbarkeitsdauer als 15 Minuten zu modellieren. Angemerkt sei an dieser Stelle, dass eine Veränderung der Länge eines Zeitschritts, besonders für Anlagen mit Speicherfunktion, Auswirkungen auf die maximal zulässigen Leistungsabweichungen und die damit zusammenhängenden flexiblen Energiemengen hat. Eine weitere Möglichkeit mit der Flexibilitätsmodellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) länger verfügbare Flexibilitäten zu generieren, ist eine iterative Anwendung des Algorithmus. Nach der Ermittlung der maximal zulässigen positiven oder negativen Leistungsabweichung innerhalb eines Zeitschritts, könnte eine Anpassung des Fahrplans entsprechend der maximalen Leistungsabweichung vorgenommen werden. Auf Basis des modifizierten Fahrplans ließe sich die maximal zulässige Leistungsabweichung für den darauffolgenden Zeitschritt unter Berücksichtigung eines möglichen Flexibilitätsabrufs im vorangegangenen Zeitschritt ermitteln. Durch Aneinanderreihung der zulässigen Leistungsabweichungen ließen sich Flexibilitäten zusammensetzen, die der Struktur der Flexibilitätsangebote nach „OpenTUMFlex“ ähneln würden. Die beschriebene Maßnahme würde allerdings zu einer Erhöhung des bisher geringen Implementierungsaufwands des Modells nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) führen, der einen Vorteil gegenüber den anderen Modellen darstellt.

Aus verschiedenen Gründen kann den nach „OpenTUMFlex“ generierten Flexibilitätsangeboten das vergleichsweise beste Abschneiden bei der Untersuchung der Aggregationseignung bescheinigt werden. Zunächst ist der Aufwand für die Umrechnung der Flexibilitätsangebote deutlich geringer als für die Umrechnung der FOs und DFOs. Des Weiteren hat die Kennzahlermittlung gezeigt, dass die erzeugten Flexibilitätspläne aus den Ergebnissen der „OpenTUMFlex“-Modellierung die Flexibilitätspläne aus den Ergebnissen der Modellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#), bezogen auf die flexiblen Energiemengen und die damit zusammenhängende Verfügbarkeitsdauer der Flexibilitäten, übertreffen. Betrachtet man die Kennzahlen zur maximal verfügbaren Leistung und den besetzten Zeitschritten innerhalb des Simulationszeitraums, sind die Ergebnisse der Modellierungsansätze nach [Ulbig und Anders-](#)

son (2012) und „OpenTUMFlex“ annähernd ausgeglichen. Bestimmte Vor- und Nachteile sind bei einzelnen Anlagentypen zu finden. Die ermittelten Kennzahlen der FO- beziehungsweise DFO-Modellierung des Elektroautos lassen sich nur bedingt in Relation zu den Kennzahlen der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung setzen. Der Grund dafür ist die Konzentration der Modellierung nach Neupane et al. (2017) und der Erweiterung nach Siksnyš und Pedersen (2016) auf die flexible Energiemenge, die in der Modellierung nach „OpenTUMFlex“ ignoriert wird. Bei den Kennzahlen zur Modellierung der Wärmepumpe ist besonders auffällig, dass durch die DFO-Modellierung Flexibilität ausgewiesen wurde, die über den gesamten Simulationszeitraum abrufbar ist. In den Ergebnissen der anderen Modellierungsansätze begrenzt sich die Verfügbarkeitsdauer auf wenige Zeitschritte. Ein Vergleich der Kennzahlen hat allerdings auch in diesem Fall nur begrenzte Aussagekraft, da die unterschiedlichen Wärmemodelle verschiedene Rahmenbedingungen für die Verwendung der erzeugten Wärme annehmen.

7.5 Umsetzbarkeit und Implementierungsaufwand

Der auffälligste Nachteil der Flexibilitätsmodelle nach Neupane et al. (2017) und Siksnyš und Pedersen (2016) ist die begrenzte Anzahl an anlagenspezifischen Flexibilitätsalgorithmen. Sie beschränkt die vorgenommene FO- beziehungsweise DFO-Flexibilitätsmodellierung auf die Wärmepumpe und das Elektroauto. Die Erzeugung von FOs und DFOs für weitere Anlagentypen erfordert neben den anlagenspezifischen Modellen, einen vergleichsweise großen Implementierungsaufwand. Dieser wurde bereits bei der Implementierung der Modelle des Elektroautos und der Wärmepumpe deutlich. Dabei ist der Aufwand für die Implementierung des DFO-Algorithmus als besonders groß hervorzuheben, was unter anderem auf die Integration der benötigten Optimierungsalgorithmen zurückzuführen ist. Zusätzlich werden spezifische Variablen benötigt, die die Umsetzung eines so präzisen Modells, wie das der Wärmepumpe möglich machen. Für die Implementierung des „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodells mussten im Zuge dieser Arbeit nur geringe Änderungen vorgenommen werden, die den Ablauf der Simulation betreffen. Die Erweiterung des Modells um eine weitere Anlage ist vorstellbar, weil elektrische Erzeuger, Verbraucher und Speicher bereits modelliert sind und die Vorgehensweisen bei der Flexibilitätsermittlung zumindest teilweise auf eine neue Anlage übertragbar sein sollten. Allerdings ist der dafür benötigte Implementierungsaufwand aufgrund der Vielzahl an unterschiedlichen Bedingungen, die je nach Anlagentyp für die Erstellung eines Flexibilitätsangebots erfüllt sein müssen, nicht zu unterschätzen. Die größte Stärke des Flexibilitätsmodells nach Ulbig und Andersson (2012) ist die universelle Übertragbarkeit der Leistungsknotenbilanz auf alle beliebigen Anlagentypen und der geringe Aufwand für die Implementierung des Flexibilitätsalgorithmus. So ließe sich die Formel für die Berechnung der maximal zulässigen Leistungsabweichungen eines elektrischen Verbrauchers ohne größere Anpassungen für die

Flexibilitätsmodellierung eines Elektrolyseurs verwenden. Die Universalität des Konzepts hat allerdings eine fehlende Präzision bei der Abbildung von komplexen Anlageneigenschaften zur Folge. Dies wurde bei der Analyse der Modellierungsergebnisse des Elektroautos deutlich. Eine Möglichkeit um das Leistungsknotenkonzept nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) auch auf komplexere Anlagen anwendbar zu machen, wäre eine Erweiterung des Modells wie sie im Zuge dieser Arbeit durch die Ladegrad-Kontrolle vorgenommen wurde. Eine solche Anpassung erhöht jedoch die Komplexität des Modells und den damit zusammenhängenden Implementierungsaufwand.

Tabelle 7.1 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten in den vorherigen Abschnitten dargelegten und diskutierten Vor- und Nachteile der analysierten Flexibilitätsmodelle. Zusätzlich ist der angedeutete Zusammenhang zwischen dem zu betreibendem Implementierungsaufwand und der erzielbaren Präzision in der Abbildung der Flexibilität von Anlagen dargestellt. Die Analyse der Modellierungsergebnisse hat gezeigt, dass mit zunehmendem Implementierungsaufwand eine detailliertere Abbildung von Anlageneigenschaften und von komplexen Rahmenbedingungen möglich ist.

Tabelle 7.1: Zusammenfassung der Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Flexibilitätsmodelle. ([1] Flexibilitätsmodell nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#); [2] „OpenTUMFlex“ nach [Zadé et al. \(2020a\)](#); [3] FO-Modellierung nach [Neupane et al. \(2017\)](#) mit DFO-Erweiterung nach [Siksnyš und Pedersen \(2016\)](#) ursprünglich: FO-Grundkonzept nach [Siksnyš et al. \(2019\)](#))

	Modell	Vorteile	Nachteile
zunehmende Präzision abnehmender Aufwand	[1]	<ul style="list-style-type: none"> - universelle Einsetzbarkeit - geringer Implementierungsaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> - eingeschränkter Komplexitätsgrad - geringe Verfügbarkeitszeiten
	[2]	<ul style="list-style-type: none"> - vergleichsweise sehr gute Modellierungs- und gute Aggregationsergebnisse - frei verfügbarer Code - große Anlagenvielfalt 	<ul style="list-style-type: none"> - aufwändige Erweiterung - teilweise undurchsichtige/fehlerhafte Flexibilitätsermittlung
	[3]	<ul style="list-style-type: none"> - präzise Anlagendarstellung - vergleichsweise sehr gute Aggregationsergebnisse - modulierbare Flexibilitäten 	<ul style="list-style-type: none"> - großer Implementierungsaufwand - sehr aufwändige Erweiterung

8 Fazit und Ausblick

Im Zuge der vorliegenden Arbeit konnte mit Hilfe einer ausführlichen Literaturrecherche Forschungsfrage 1 nach der Existenz unterschiedlicher Modelle zur unifizierten Abbildung von Anlagen-Flexibilität in der wissenschaftlichen Literatur beantwortet werden. Durch Anwendung einer selbst entworfenen Metrik wurde eine erste Bewertung von sieben ausgewählten Flexibilitätsmodellen durchgeführt. Basierend auf den Bewertungsergebnissen konnten die drei vielversprechendsten Modellierungsansätze identifiziert und zur Implementierung ausgewählt werden.

Anhand der Ergebnisse der anschließenden Simulation war eine detailliertere Beurteilung der Vor- und Nachteile der Modelle bei der Abbildung der Flexibilität unterschiedlicher Anlagentypen und damit die Beantwortung von Forschungsfrage 2 möglich. Dabei hat die durchgeführte Ergebnisdiskussion ein differenziertes Bild bezüglich der Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Flexibilitätsmodelle gezeichnet. Auf den ersten Blick erscheint es sinnvoll das „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodell den anderen Modellen vorzuziehen. Dafür spricht die Abbildbarkeit aller analysierter Anlagentypen, die freie Verfügbarkeit des Codes, der integrierte Preisungsalgorithmus und die guten Modellierungsergebnisse der generierten Flexibilitätsangebote. Allerdings werden aufgrund der spezifischen Flexibilitätsermittlung bei unterschiedlichen Anlagen Flexibilitätspotentiale vernachlässigt, die durch die Modelle nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) und [Neupane et al. \(2017\)](#) beziehungsweise [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) identifiziert werden. Des Weiteren ist eine Ergänzung des Modells durch andere Anlagentypen im Vergleich zum universell einsetzbaren Ansatz nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) als aufwändig einzuschätzen. Zusätzlich wirkt die Flexibilitätsmodellierung der Anlagen mit Speicherfunktion fehlerhaft und die Modellierung der Wärmeanlagen unvollständig. Als Alternative präsentieren [Neupane et al. \(2017\)](#) beziehungsweise [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) eine Möglichkeit, die Flexibilität einer Wärmeanlage auf Basis eines detaillierten Wärmemodells zu ermitteln. Aufgrund des großen Implementierungsaufwands bietet sich die Umsetzung dieses Ansatzes jedoch nur an, wenn die modellierte Wärmeanlage isoliert betrachtet werden muss und potentielle Flexibilitätsabrufe nicht durch einen Wärmespeicher oder den Anschluss an ein Wärmenetz ausgeglichen werden können.

Im Zuge der Flexibilitätsaggregation war eine Vereinheitlichung der unterschiedlich modellierten Flexibilitäten möglich, wodurch weitere Rückschlüsse auf die Vor- und Nachteile der zugrundeliegenden Modelle gezogen werden konnten. Des Weiteren konnte auf Basis der Aggregationsergebnisse Forschungsfrage 3 nach der Aggregationseignung der unterschiedlich modellierten Flexibilitäten für alle implementierten Modelle positiv beantwortet werden. Dabei hat sich gezeigt, dass sich die Flexibilitäten aus aufwändigen Modellierungen wie nach „OpenTUMFlex“, [Neupane et al. \(2017\)](#) oder [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) aufgrund ihrer längeren

Verfügbarkeitszeiten vergleichsweise gut zur Aggregation von langen Regelleistungsmarktprodukten eignen.

Zusammenfassend sollte die Wahl eines passenden Flexibilitätsmodells abhängig von den zu modellierenden Anlagentypen, den einzuhaltenden Rahmenbedingungen und der Verwendung der ermittelten Flexibilitäten getroffen werden. Da das Ziel der Arbeit neben der Beantwortung der Forschungsfragen die Identifizierung eines möglichst unifiziert einsetzbaren Flexibilitätsmodells ist, empfiehlt es sich auf das frei verfügbare „OpenTUMFlex“-Modell zurückzugreifen und entsprechende Ausbesserungen und Erweiterungen vorzunehmen, um die beschriebenen Fehler und Schwächen zu beheben. Dabei erscheint eine Orientierung an den Stärken der Modelle nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#) und [Neupane et al. \(2017\)](#) beziehungsweise [Siksnys und Pedersen \(2016\)](#) als empfehlenswert.

Aufgrund des begrenzten Rahmens dieser Arbeit wurde die Konzentration auf die Modellierung von Wirkleistungs-Flexibilität gelegt. Im Kontext von Versorgungs- und Systemsicherheit wird in Energieversorgungsnetzen allerdings auch Flexibilität durch Blindleistung benötigt, um die Netzspannung auf allen Spannungsebenen innerhalb der festgelegten Spannungsbänder halten zu können. Um das Flexibilitätpotential einer Anlage umfassend modellieren zu können, ist es notwendig in folgenden Arbeiten die durchgeführte Flexibilitätsanalyse um eine Blindleistungs-Dimension zu erweitern.

Ein weiterer interessanter Aspekt der Flexibilitätsmodellierung ist die Auswirkung der Organisation von Anlagen innerhalb eines Verbundes auf die von der einzelnen Anlage bereitstellbare Flexibilität. Durch die Einbindung eines Wärmespeichers hat sich in den Ergebnissen der Modellierung nach „OpenTUMFlex“ bereits angedeutet, welchen Einfluss die Berücksichtigung von Zusammenhängen zwischen benachbarten Anlagen auf die verfügbare Flexibilität haben kann. Des Weiteren wäre eine Klärung der Frage interessant, welche Auswirkungen eine Skalierung der Anzahl der Anlagen auf die aggregierbare Flexibilität des Anlagenverbundes hat. Zusätzlich seien an dieser Stelle potentielle Auswirkungen erwähnt, die das Netz auf die bereitstellbaren Flexibilitäten der verbundenen Anlagen haben kann.

Eine weitere Möglichkeit die durchgeführte Analyse zu verfeinern, wäre eine Untersuchung der Auswirkungen einer Dimensionierung der Anlagen. Da die in dieser Arbeit modellierten Anlagentypen auf die häusliche Größe begrenzt sind, wurde ausgeschlossen, dass Hochfahr- oder Lastwechselzeiten einen relevanten Einfluss auf die bereitstellbaren Flexibilitäten haben. Um die Flexibilitätsmodelle auch auf Anlagen in höheren Leistungsniveaus anwenden zu können, müsste geklärt werden, welche Auswirkungen große Hochfahr- oder Lastwechselzeiten auf die bereitstellbaren Flexibilitäten haben und welche Erweiterungen nötig wären, um diese Auswirkungen mit Hilfe der Modelle abzubilden.

A Anhang

A.1 Bewertungsmetrik und Bewertungsergebnisse

Tabelle A.1: Struktur der Bewertungsbögen. Zeilen- und Spaltendeklaration der Bewertungskriterien (A-E und 1-5) wird für die Zuordnung der Ergebnisse in [Tabelle A.2](#) eingeführt.

Anlagenbezogene Kriterien			Projektbezogene Kriterien		
Anlagen- vielfalt	Technische Kriterien	Zeitliche Kriterien	Umsetzbarkeit & Verständlichkeit	Aggregation	
A	B	C	D	E	
1	Erzeuger	Wirkungsgrade & Verluste	Hochfahrzeiten	Detaillierte mathematische Beschreibung	Mathematische Beschreibung Aggregation
2	Verbraucher	Lastwechsel	Ruhezeiten	Open Source Code verfügbar	Flexibilitäts- bewertung beschrieben
3	Speicher	Verfügbare Leistung	Anlagen- verfügbarkeit	Verfügbare Datengrundlage	Abhängigkeiten abbildbar
4	Stochastische Anlagen	Verfügbare Gesamtenergie- menge	Verschiebbare Prozesse	Wissenschaftliche Relevanz	Diskrete zeitliche Auflösung
5		Mehrere Energieformen		Anzahl der Parameter $\leq 5 / \leq 7$	

Tabelle A.2: Bewertungsergebnisse der Flexibilitätsmodelle (Aufbau nach [Tabelle A.1](#)):
 (a) [Ulbig und Andersson \(2012\)](#), (b) [Chicco et al. \(2020\)](#), (c) [Bremer \(2015\)](#),
 (d) „OpenTUMFlex“ ([Zadé et al., 2020a](#)), (e) [Siksnys et al. \(2019\)](#), (f) [Petersen et al. \(2013a\)](#),
 (g) [Barth et al. \(2018\)](#); $\bar{z}_{m,1}$: Arithmetisches Mittel der Kriterien der Unterkategorien des Modells m ; $\bar{z}_{m,2}$: Arithmetisches Mittel der Kriterien der Hauptkategorien des Modells m ; $\bar{z}_{m,3}$: Arithmetisches Mittel aller Kriterien der Metrik des Modells m .

(a)	A	B	C	D	E
1	2	2	1	2	1
2	2	2	0	0	0
3	2	2	0	0	1
4	2	2	0	2	2
5	-	1	-	1	-
$\bar{z}_{a,1}$	2.00	1.80	0.25	1.00	1.00
$\bar{z}_{a,2}$	1.38			1.00	
$\bar{z}_{a,3}$	1.23				

(b)	A	B	C	D	E
1	2	2	2	1	1
2	2	2	0	0	0
3	2	2	0	0	1
4	2	1	0	0	2
5	-	2	-	1	-
$\bar{z}_{b,1}$	2.00	1.80	0.50	0.40	1.00
$\bar{z}_{b,2}$	1.46			0.67	
$\bar{z}_{b,3}$	1.14				

(c)	A	B	C	D	E
1	2	2	1	1	0
2	2	2	0	0	1
3	2	2	0	0	1
4	0	1	0	1	2
5	-	1	-	1	-
$\bar{z}_{g,1}$	1.50	1.60	0.25	0.60	1.00
$\bar{z}_{g,2}$	1.15			0.78	
$\bar{z}_{g,3}$	1.00				

(d)	A	B	C	D	E
1	2	0	0	2	2
2	2	0	0	2	2
3	2	2	2	2	1
4	2	2	2	1	2
5	-	2	-	1	-
$\bar{z}_{f,1}$	2.00	1.20	1.00	1.60	1.75
$\bar{z}_{f,2}$	1.38			1.67	
$\bar{z}_{f,3}$	1.50				

(e)	A	B	C	D	E
1	0	1	0	2	2
2	2	0	0	0	2
3	1	2	2	0	1
4	0	2	2	1	2
5	-	2	-	1	-
$\bar{z}_{c,1}$	0.75	1.40	1.00	0.80	1.75
$\bar{z}_{c,2}$	1.08			1.22	
$\bar{z}_{c,3}$	1.14				

(f)	A	B	C	D	E
1	2	1	0	1	0
2	2	0	1	0	2
3	2	2	0	0	0
4	0	2	2	2	2
5	-	0	-	0	-
$\bar{z}_{d,1}$	1.50	1.00	0.75	0.60	1.00
$\bar{z}_{d,2}$	1.08			0.78	
$\bar{z}_{d,3}$	0.95				

(g)	A	B	C	D	E
1	1	1	2	1	0
2	2	2	0	0	1
3	1	2	0	2	1
4	0	1	2	1	2
5	-	0	-	0	-
$\bar{z}_{e,1}$	1.00	1.20	1.00	0.80	1.00
$\bar{z}_{e,2}$	1.08			0.89	
$\bar{z}_{e,3}$	1.00				

A.2 Leistungsgleichungen

$$\begin{aligned} \{\pi_{\text{gen},i}^{\pm}(k)\} &= \{u_{\text{gen},i}^{\text{feasible}}(k)\} - u_{\text{gen},i}^0(k) \\ &= \left\{ \eta_{\text{gen}} * \left(\xi_{\min}^{\max} - w_{\max}^{\min} - v_x - C * (x_{\max}^{\min} - x) \right) \right\}_{k,i} - u_{\text{gen},i}^0(k) \end{aligned} \quad (\text{A.1})$$

$$\pi_{\text{gen,max},i}^+(k) = \min \left[\eta_{\text{gen}} * \left(\xi_{\max} - w_{\min} - v_x - C * (x_{\min} - x) \right), u_{\text{gen,max}} \right]_{k,i} - u_{\text{gen},i}^0(k) \quad (\text{A.2})$$

$$\pi_{\text{gen,min},i}^-(k) = \max \left[\eta_{\text{gen}} * \left(\xi_{\min} - w_{\max} - v_x - C * (x_{\max} - x) \right), u_{\text{gen,min}} \right]_{k,i} - u_{\text{gen},i}^0(k)$$

$$\begin{aligned} \{\pi_{\text{load},i}^{\pm}(k)\} &= \{u_{\text{load},i}^{\text{feasible}}(k)\} - u_{\text{load},i}^0(k) \\ &= \left\{ \frac{1}{\eta_{\text{load}}} * \left(-\xi_{\max}^{\min} + w_{\min}^{\max} + v_x + C * (x_{\min}^{\max} - x) \right) \right\}_{k,i} - \\ &u_{\text{load},i}^0(k) \end{aligned} \quad (\text{A.3})$$

$$\begin{aligned} \pi_{\text{load,max},i}^+(k) &= \min \left[\frac{1}{\eta_{\text{load}}} * \left(-\xi_{\min} + w_{\max} + v_x + C * (x_{\max} - x) \right), u_{\text{load,max}} \right]_{k,i} - \\ &u_{\text{load},i}^0(k) \end{aligned} \quad (\text{A.4})$$

$$\begin{aligned} \pi_{\text{load,min},i}^-(k) &= \max \left[\frac{1}{\eta_{\text{load}}} * \left(-\xi_{\max} + w_{\min} + v_x + C * (x_{\min} - x) \right), u_{\text{load,min}} \right]_{k,i} - \\ &u_{\text{load},i}^0(k) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \{\pi_{\text{sto},i}^{\pm}(k)\} &= \{u_{\text{sto},i}^{\text{feasible}}(k)\} - u_{\text{sto},i}^0(k) \\ &= \left\{ \eta_{\frac{\text{gen}}{1/\text{load}}} * \left(\eta_{\frac{\text{load}}{1/\text{gen}}} * u_{\frac{\text{load}}{\text{gen}}}^{\min} \pm \xi_{\min}^{\max} \mp w_{\max}^{\min} \mp v_x \mp C * (x_{\max}^{\min} - x) \right) \right\}_{k,i} \\ &\mp u_{\text{sto},i}^0(k) \end{aligned} \quad (\text{A.5})$$

$$\begin{aligned}
 \pi_{\text{sto}(\text{gen}),\text{max},i}^+(k) &= \min \left[\eta_{\text{gen}} * \left(\eta_{\text{load}} * u_{\text{load},\text{min}} + \xi_{\text{max}} - w_{\text{min}} - v_x - C * (x_{\text{min}} - x) \right) \right. \\
 &\quad \left. , u_{\text{gen},\text{max}} \right]_{k,i} - u_{\text{sto},i}^0(k) \\
 \pi_{\text{sto}(\text{load}),\text{max},i}^+(k) &= \max \left[\frac{1}{\eta_{\text{load}}} * \left(\frac{1}{\eta_{\text{gen}}} * u_{\text{gen},\text{min}} - \xi_{\text{min}} + w_{\text{max}} + v_x + C * (x_{\text{max}} - x) \right) \right. \\
 &\quad \left. , u_{\text{load},\text{max}} \right]_{k,i} + u_{\text{sto},i}^0(k)
 \end{aligned} \tag{A.6}$$

A.3 Simulationsparameter

Tabelle A.3: Leistungszahltablelle der Wärmepumpe.

		T _{ber} in K				
		288,15	308,15	318,15	328,15	333,15
T _{aus} in K	266,15	4,000	2,889	2,525	2,100	1,857
	275,15	4,688	3,421	2,876	2,524	2,381
	280,15	5,625	4,000	3,270	2,833	2,708
	288,15	6,294	4,619	3,710	3,111	2,857
	293,15	6,500	4,773	3,811	3,172	2,967

Tabelle A.4: Leistungstabelle der Wärmepumpe in kW.

		T _{ber} in K				
		288,15	308,15	318,15	328,15	333,15
T _{aus} in K	266,15	2,892	3,470	3,647	3,856	4,048
	275,15	3,085	3,663	4,000	4,048	4,048
	280,15	3,085	3,856	4,401	4,627	4,627
	288,15	3,277	4,048	4,762	5,205	5,398
	293,15	3,470	4,241	4,997	5,591	5,783

Tabelle A.5: Zeitreihen der Simulationsparameter. [1]

Zeitschritt	T_{auß} in °C	$\frac{S_{\text{ein}}}{P_{\text{max,PV}}}$	P_{max,el} (T_{auß}) in kW	COP (T_{auß})	P_{max,th} (T_{auß}) in kW
0	0,100	0	3,933	2,772	10,904
1	-0,450	0	3,904	2,741	10,700
2	-1,000	0	3,876	2,710	10,505
3	-1,550	0	3,848	2,682	10,321
4	-2,100	0	3,822	2,655	10,149
5	-2,400	0	3,808	2,642	10,060
6	-2,700	0	3,794	2,629	9,974
7	-3,000	0	3,781	2,616	9,893
8	-3,300	0	3,768	2,605	9,814
9	-3,175	0	3,773	2,609	9,847
10	-3,050	0	3,778	2,614	9,879
11	-2,925	0	3,784	2,619	9,913
12	-2,800	0	3,789	2,625	9,947
13	-2,975	0	3,782	2,617	9,899
14	-3,150	0	3,775	2,610	9,853
15	-3,325	0	3,767	2,604	9,808
16	-3,500	0	3,760	2,597	9,764
17	-3,650	0	3,753	2,592	9,728
18	-3,800	0	3,747	2,587	9,693
19	-3,950	0	3,741	2,582	9,658
20	-4,100	0	3,735	2,577	9,625
21	-4,100	0	3,735	2,577	9,625
22	-4,100	0	3,735	2,577	9,625
23	-4,100	0	3,735	2,577	9,625
24	-4,100	0	3,735	2,577	9,625
25	-4,100	0	3,735	2,577	9,625
26	-4,100	0	3,735	2,577	9,625
27	-4,100	0	3,735	2,577	9,625

Tabelle A.6: Zeitreihen der Simulationsparameter. [2]

Zeitschritt	T_{auß} in °C	S_{ein} / P_{max,PV}	P_{max,el} (T_{auß}) in kW	COP (T_{auß})	P_{max,th} (T_{auß}) in kW
28	-4,100	0	3,735	2,577	9,625
29	-4,225	0	3,731	2,573	9,598
30	-4,350	0	3,726	2,569	9,571
31	-4,475	0	3,721	2,565	9,546
32	-4,600	0,074	3,716	2,562	9,521
33	-4,575	0,147	3,717	2,563	9,526
34	-4,550	0,220	3,718	2,563	9,531
35	-4,525	0,294	3,719	2,564	9,536
36	-4,500	0,346	3,720	2,565	9,541
37	-4,125	0,398	3,734	2,576	9,619
38	-3,750	0,450	3,749	2,588	9,704
39	-3,375	0,502	3,765	2,602	9,795
40	-3,000	0,565	3,781	2,616	9,893
41	-1,875	0,628	3,833	2,666	10,218
42	-0,750	0,691	3,888	2,724	10,592
43	0,375	0,753	3,948	2,789	11,010
44	1,500	0,772	4,011	2,859	11,467
45	1,900	0,792	4,034	2,885	11,639
46	2,300	0,811	4,057	2,912	11,814
47	2,700	0,831	4,081	2,939	11,994
48	3,100	0,846	4,104	2,967	12,177
49	3,350	0,861	4,120	2,984	12,293
50	3,600	0,877	4,134	3,002	12,411
51	3,850	0,893	4,150	3,020	12,530
52	4,100	0,904	4,165	3,037	12,650
53	4,250	0,915	4,174	3,048	12,722
54	4,400	0,926	4,183	3,059	12,795
55	4,550	0,937	4,192	3,070	12,869

Tabelle A.7: Zeitreihen der Simulationsparameter. [3]

Zeitschritt	T_{auß} in °C	S_{ein} / P_{max,PV}	P_{max,el} (T_{auß}) in kW	COP (T_{auß})	P_{max,th} (T_{auß}) in kW
56	4,700	0,945	4,202	3,080	12,942
57	4,425	0,952	4,185	3,061	12,807
58	4,150	0,959	4,168	3,041	12,674
59	3,875	0,966	4,151	3,021	12,542
60	3,600	0,933	4,134	3,002	12,411
61	3,000	0,900	4,098	2,960	12,131
62	2,400	0,867	4,063	2,919	11,859
63	1,800	0,834	4,028	2,879	11,595
64	1,200	0,715	3,994	2,840	11,342
65	0,925	0,596	3,978	2,822	11,229
66	0,650	0,477	3,963	2,805	11,118
67	0,375	0,359	3,948	2,789	11,010
68	0,100	0,325	3,933	2,772	10,904
69	0,125	0,291	3,935	2,774	10,913
70	0,150	0,258	3,936	2,775	10,923
71	0,175	0,224	3,937	2,777	10,932
72	0,200	0,168	3,939	2,778	10,942
73	0,075	0,112	3,931	2,771	10,894
74	-0,050	0,056	3,925	2,763	10,847
75	-0,175	0	3,919	2,756	10,800
76	-0,300	0	3,912	2,749	10,754
77	-0,425	0	3,905	2,742	10,708
78	-0,550	0	3,899	2,735	10,663
79	-0,675	0	3,892	2,728	10,618
80	-0,800	0	3,886	2,721	10,574
81	-1,225	0	3,864	2,699	10,428
82	-1,650	0	3,843	2,677	10,289
83	-2,075	0	3,823	2,657	10,157

Tabelle A.8: Zeitreihen der Simulationsparameter. [4]

Zeitschritt	T_{auß} in °C	S_{ein} / P_{max,PV}	P_{max,el} (T_{auß}) in kW	COP (T_{auß})	P_{max,th} (T_{auß}) in kW
84	-2,500	0	3,803	2,637	10,031
85	-2,650	0	3,797	2,631	9,988
86	-2,800	0	3,790	2,625	9,947
87	-2,950	0	3,783	2,618	9,906
88	-3,100	0	3,777	2,612	9,866
89	-3,100	0	3,777	2,612	9,866
90	-3,100	0	3,777	2,612	9,866
91	-3,100	0	3,777	2,612	9,866
92	-3,100	0	3,777	2,612	9,866
93	-3,300	0	3,768	2,605	9,814
94	-3,500	0	3,760	2,597	9,764
95	-3,700	0	3,751	2,590	9,716

A.4 Kennzahlen

Tabelle A.9: Bewertungskennzahlen der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung nach [Zadé et al. \(2020a\)](#). (PV: Photovoltaikanlage, BHKW: Blockheizkraftwerk, WP: Wärmepumpe, EV: Elektroauto, BAT: Batteriespeicher; $D_{flexMAX}$ in Zeitschritten à 15 Minuten, $E_{flexMAX}$ in kWh, $P_{flexMAX}$ in kW; cyan: positive Flexibilitätspläne, orange: negative Flexibilitätspläne)

		Anlage									
		PV		BHKW		WP		EV		BAT	
Kennzahlen	$N_{flexSteps}$	0	43	46	49	6	52	44	38	90	69
	$D_{flexMAX}$	0	42	12	10	1	3	10	6	19	12
	$E_{flexMAX}$	0,0	-11,913	6,0	-5,0	1,042	-3,137	4,0	-6,516	2,454	-3,773
	$P_{flexMAX}$	0,0	-2,897	2,0	-2,0	4,168	-4,202	8,0	-8,0	5,027	-5,485

Tabelle A.10: Bewertungskennzahlen der Flexibilitätsmodellierung nach [Ulbig und Andersson \(2012\)](#). (PV: Photovoltaikanlage, BHKW: Blockheizkraftwerk, WP: Wärmepumpe, EV: Elektroauto, BAT: Batteriespeicher; $D_{flexMAX}$ in Zeitschritten à 15 Minuten, $E_{flexMAX}$ in kWh, $P_{flexMAX}$ in kW; cyan: positive Flexibilitätspläne, orange: negative Flexibilitätspläne)

		Anlage									
		PV		BHKW		WP		EV		BAT	
Kennzahlen	$N_{flexSteps}$	0	43	47	49	7	89	44	0	95	96
	$D_{flexMAX}$	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1
	$E_{flexMAX}$	0,0	-0,724	0,5	-0,5	1,046	-1,05	2,0	0,0	1,257	-1,476
	$P_{flexMAX}$	0	-2,897	2,0	-2,0	4,185	-4,202	8,0	0,0	5,027	-5,906

Tabelle A.11: Bewertungskennzahlen der FO-Flexibilitätsmodellierung nach Neupane et al. (2017). (WP: Wärmepumpe, EV: Elektroauto; $D_{flexMAX}$ in Zeitschritten à 15 Minuten, $E_{flexMAX}$ in kWh, $P_{flexMAX}$ in kW; cyan: positive Flexibilitätspläne, orange: negative Flexibilitätspläne)

		Anlage			
		WP		EV	
Kennzahlen	$N_{flexSteps}$	0	96	0	33
	$D_{flexMAX}$	0	1	0	22
	$E_{flexMAX}$	0,0	-0,703	0,0	-4,212
	$P_{flexMAX}$	0,0	-2,811	0,0	-3,2

Tabelle A.12: Bewertungskennzahlen der DFO-Flexibilitätsmodellierung nach Siksnyš und Pedersen (2016). (WP: Wärmepumpe, EV: Elektroauto; $D_{flexMAX}$ in Zeitschritten à 15 Minuten, $E_{flexMAX}$ in kWh, $P_{flexMAX}$ in kW; cyan: positive Flexibilitätspläne, orange: negative Flexibilitätspläne)

		Anlage			
		WP		EV	
Kennzahlen	$N_{flexSteps}$	0	96	0	32
	$D_{flexMAX}$	0	96	0	21
	$E_{flexMAX}$	0,0	-7,645	0,0	-4,212
	$P_{flexMAX}$	0,0	-2,169	0,0	-6,516

Abbildungsverzeichnis

1.1	Die Flexibilitätslücke, die sich durch die Transformation moderner Energieversorgungssysteme auftut (Papaefthymiou et al., 2014).	2
2.1	Flexibilitäts-Kennzahlen in Energiesystemen: Leistungssteigerung ρ , Leistung π und Energiemenge ϵ (Ulbig und Andersson, 2015).	9
2.2	Leistungsknotenmodell eines Speichers mit zugehörigen Leistungsflüssen (Ulbig und Andersson, 2012).	10
2.3	Multienergieknoten als Kombination aus Leistungsknoten und Energieknotenpunkt (Chicco et al., 2020).	12
2.4	Schrittweise Optimierung eines zweidimensionalen Fahrplans einer Anlage mit Hilfe des zugehörigen Dekoders. Optimierung verläuft vom roten zum grünen Punkt. Der Gültigkeitsbereich ist weiß eingefärbt. (Bremer, 2015)	15
2.5	Prozesskette des Modellierungsansatzes nach Bremer (2015).	15
2.6	Schematische Darstellung der Abbildung eines nichtlinearen, d-dimensionalen Lösungsraums (graue Fläche) im Fahrplanraum X als hochdimensionale Kugel im Featureraum H mit Hilfe von SVDD (Bremer, 2015).	16
2.7	Prinzipiskizze der Funktionalität des Dekoders. Ungültige Fahrpläne (rot) werden im hochdimensionalen Raum über den verlängerten Radius der Hypersphäre S in den Gültigkeitsbereich (grün) verschoben. (Bremer, 2015)	17
2.8	Exemplarische Dekoderabbildung eines Suchgitters in einem doppelringförmigen Lösungsraum (Bremer, 2015).	18
2.9	Zusammengestellte elektrische und thermische Lastkurven, die sich aus der kostenoptimalen Lösung eines beispielhaften Unit Commitment Problems ergeben (Zadé et al., 2020a).	19
2.10	Aggregierte Flexibilität die nach Lösung des Unit Commitment Problems in Abbildung 2.9 verbleibt (Zadé et al., 2020a).	20
2.11	Verfügbare Flexibilitätsangebote des Batteriespeichers und kostenoptimaler kumulierter Energieaustausch zwischen Speicher und Netz. Exemplarisch dargestellt ist die Änderung des kostenoptimalen Verlaufs nachdem ein Flexibilitätsangebot abgerufen wurde. (Nalini et al., 2019)	23
2.12	Darstellung des FO's eines Elektrofahrzeugs inklusive der unterschiedlichen Flexibilitätsdimensionen (Siksnys et al., 2019).	24
2.13	Darstellung eines DFO-Polyeders unter Berücksichtigung unterschiedlicher energiebezogener Constraints (Siksnys und Pedersen, 2016).	26

2.14 Ein „Bucket“ kann als leistungs- und energiebegrenzter Integrator verstanden werden (Petersen et al., 2013a).	27
2.15 Eine „Battery“ erweitert das Modell „Bucket“ um ein Energielevel \bar{E}_i , das zum Zeitpunkt $T_{\text{end},i}$ erreicht sein muss (Petersen et al., 2013a).	27
2.16 Eine „Bakery“ als Batch-Prozess mit erweiterten Constraints im Vergleich zur "Battery". $T_{\text{run},i}$ beschreibt die, aus den Constraints resultierende Laufzeit. (Petersen et al., 2013a)	28
3.1 Arithmetische Mittelwerte der Maßzahlen aller Kriterien (oben), der anlagenbezogenen Kriterien (mittig) und der projektbezogenen Kriterien (unten) der evaluierten Modelle.	39
3.2 Arithmetische Mittelwerte der Maßzahlen zugehöriger Kriterien, nach Unterkategorien gegliedert.	40
4.1 Architektur der Implementierung (weiß: Hauptprogramm; orange: Quelle für Parameter und Fahrpläne; gelb: Flexibilitätsmodelle; blau: Aggregation; grau: Visualisierung).	46
6.1 Betriebsplan der Photovoltaikanlage mit den maximal verfügbaren negativen Flexibilitäten, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.	58
6.2 Negative Flexibilitätsangebote der Photovoltaikanlage, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.	59
6.3 Betriebsplan des Blockheizkraftwerks mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.	60
6.4 Positive Flexibilitätsangebote des Blockheizkraftwerks, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.	61
6.5 Betriebsplan der Wärmepumpe mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.	62
6.6 Negative Flexibilitätsangebote der Wärmepumpe, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.	63
6.7 Betriebsplan des Elektroautos mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren. Zusätzlich gekennzeichnet sind die zwei Verfügbarkeitszeiträume des Elektroautos.	64
6.8 OpenTUM Elektroauto Negative Flexibilität 3D	65

6.9 Betriebsplan des Batteriespeichers mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.	66
6.10 Positive Flexibilitätsangebote des Batteriespeichers, die aus der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung resultieren.	67
6.11 Negative Flexibilitäten der Photovoltaikanlage und die Länge deren Verfügbarkeit, modelliert nach Ulbig und Andersson (2012).	68
6.12 Betriebsplan des Blockheizkraftwerks mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der Modellierung nach Ulbig und Andersson (2012) resultieren.	69
6.13 Betriebsplan der Wärmepumpe mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der Modellierung nach Ulbig und Andersson (2012) resultieren.	70
6.14 Betriebsplan des Elektroautos mit den maximal verfügbaren positiven Flexibilitäten, die aus der Modellierung nach Ulbig und Andersson (2012) resultieren. Zusätzlich gekennzeichnet sind die Verfügbarkeitszeiträume des Elektroautos.	71
6.15 Betriebsplan des Batteriespeichers mit den maximal verfügbaren positiven und negativen Flexibilitäten, die aus der Modellierung nach Ulbig und Andersson (2012) resultierten.	72
6.16 FO der Wärmepumpe, die nach Neupane et al. (2017) modelliert wurde.	73
6.17 Negative Flexibilitäten aus dem FO der Wärmepumpe und deren Verfügbarkeitslängen, modelliert nach Neupane et al. (2017).	74
6.18 FO des Elektroautos mit reiner Ladefunktion, modelliert nach Neupane et al. (2017).	75
6.19 Negative Flexibilitäten aus dem FO des Elektroautos und deren Verfügbarkeitslängen, modelliert nach Neupane et al. (2017).	76
6.20 Negative Flexibilität der Wärmepumpe und deren Verfügbarkeitslänge, die sich aus einer exemplarischen Zusammensetzung der Scheiben des DFO's ergeben.	78
6.21 Flexible Fahrpläne aus DFOs des Elektroautos mit reiner Ladefunktion, das nach Siksnys und Pedersen (2016) modelliert wurde.	79
6.22 Negative Flexibilitätsangebote des Elektroautos und deren Verfügbarkeitslängen, die sich aus einer exemplarischen Zusammensetzung der Scheiben des DFO's ergeben.	80
6.23 Anzahl der Zeitschritte mit flexibler Leistung $N_{flexsteps}$ der Wärmepumpe modelliert nach: [1] „OpenTUMFlex“ (Zadé et al. (2020a)), [2] Ulbig und Andersson (2012), [3] Neupane et al. (2017), [4] Siksnys und Pedersen (2016).	83

6.24 Anzahl der Zeitschritte mit flexibler Leistung $N_{flexSteps}$ des Batteriespeichers modelliert nach: [1] „OpenTUMFlex“ (Zadé et al. (2020a)), [2] Ulbig und Andersson (2012).	85
6.25 Negatives Regelleistungsmarktprodukt aus 16, 15-minütigen Blöcken, aggregiert aus Flexibilitätsangeboten, die nach „OpenTUMFlex“ modelliert wurden.	85
6.26 Negatives Strommarktprodukt aus 4, 15-minütigen Blöcken, aggregiert aus Flexibilitätsangeboten, die nach „OpenTUMFlex“ modelliert wurden.	86
6.27 Negatives Strommarktprodukt aus 4, 15-minütigen Blöcken, aggregiert aus flexiblen Fahrplänen, die nach Ulbig und Andersson (2012) modelliert wurden.	87
6.28 Negatives Regelleistungsmarktprodukt aus 16, 15-minütigen Blöcken, aggregiert aus FOs, die nach Neupane et al. (2017) modelliert wurden.	87
6.29 Negatives Regelleistungsmarktprodukt aus 16, 15-minütigen Blöcken, aggregiert aus DFOs, die nach Siksnys und Pedersen (2016) modelliert wurden.	88
6.30 Positives 15-minütiges Strommarktprodukt aggregiert aus flexiblen Fahrplänen, die nach Ulbig und Andersson (2012) modelliert wurden.	88
6.31 Negatives Regelleistungsmarktprodukt aus 16, 15-minütigen Blöcken aggregiert aus Flexibilitätsangeboten nach „OpenTUMFlex“ (kurz: OTF) und DFOs, die nach Siksnys und Pedersen (2016) modelliert wurden.	89

Tabellenverzeichnis

2.1	Flexibilitätsmodelle sortiert nach Charakteristik.	7
3.1	Bewertungskriterien geordnet nach Kategorien.	34
3.2	Schema zur Bewertung der Flexibilitätsmodelle.	37
4.1	Kategorisierung der untersuchten Anlagentypen zur Modellierung nach Ulbig und Andersson (2012) aus elektrischer Sichtweise.	47
5.1	Simulationsparameter der Photovoltaikanlage.	52
5.2	Simulationsparameter des Blockheizkraftwerks.	52
5.3	Simulationsparameter der Wärmepumpe.	53
5.4	Simulationsparameter des Wärmespeichers.	54
5.5	Simulationsparameter des Elektroautos.	55
5.6	Simulationsparameter des Batteriespeichers.	55
5.7	Die zur Aggregation der Flexibilitäten definierten Regelleistungs- und Strommarktprodukte.	56
6.1	Exemplarisches DFO eines Zeitschritts mit fünf Scheiben. (d: Vor dem Zeitschritt aufgenommene Energiemenge, e_{min} : Minimal aufnehmbare Energiemenge innerhalb des Zeitschritts abhängig von d, e_{max} : Maximal aufnehmbare Energiemenge innerhalb des Zeitschritts abhängig von d)	77
6.2	Kennzahlen zur Einordnung der Simulationsergebnisse mit zugehörigen Variablen.	81
7.1	Zusammenfassung der Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Flexibilitätsmodelle. ([1] Flexibilitätsmodell nach Ulbig und Andersson (2012); [2] „OpenTUMFlex“ nach Zadé et al. (2020a); [3] FO-Modellierung nach Neupane et al. (2017) mit DFO-Erweiterung nach Siksnys und Pedersen (2016) ursprünglich: FO-Grundkonzept nach Siksnys et al. (2019))	97
A.1	Struktur der Bewertungsbögen. Zeilen- und Spaltendeklaration der Bewertungskriterien (A-E und 1-5) wird für die Zuordnung der Ergebnisse in Tabelle A.2 eingeführt.	101

A.2	Bewertungsergebnisse der Flexibilitaetsmodelle (Aufbau nach Tabelle A.1): (a) Ulbig und Andersson (2012), (b) Chicco et al. (2020), (c) Bremer (2015), (d) „OpenTUMFlex“ (Zadé et al., 2020a), (e) Siksnys et al. (2019), (f) Petersen et al. (2013a), (g) Barth et al. (2018) ; $\bar{z}_{m,1}$: Arithmetisches Mittel der Kriterien der Unterkategorien des Modells m ; $\bar{z}_{m,2}$: Arithmetisches Mittel der Kriterien der Hauptkategorien des Modells m ; $\bar{z}_{m,3}$: Arithmetisches Mittel aller Kriterien der Metrik des Modells m .	102
A.3	Leistungszahlentabelle der Wärmepumpe.	105
A.4	Leistungstabelle der Wärmepumpe in kW.	105
A.5	Zeitreihen der Simulationsparameter. [1]	106
A.6	Zeitreihen der Simulationsparameter. [2]	107
A.7	Zeitreihen der Simulationsparameter. [3]	108
A.8	Zeitreihen der Simulationsparameter. [4]	109
A.9	Bewertungskennzahlen der „OpenTUMFlex“-Flexibilitätsmodellierung nach Zadé et al. (2020a). (PV: Photovoltaikanlage, BHKW: Blockheizkraftwerk, WP: Wärmepumpe, EV: Elektroauto, BAT: Batteriespeicher; $D_{flexMAX}$ in Zeitschritten à 15 Minuten, $E_{flexMAX}$ in kWh, $P_{flexMAX}$ in kW; cyan: positive Flexibilitätspläne, orange: negative Flexibilitätspläne)	110
A.10	Bewertungskennzahlen der Flexibilitätsmodellierung nach Ulbig und Andersson (2012). (PV: Photovoltaikanlage, BHKW: Blockheizkraftwerk, WP: Wärmepumpe, EV: Elektroauto, BAT: Batteriespeicher; $D_{flexMAX}$ in Zeitschritten à 15 Minuten, $E_{flexMAX}$ in kWh, $P_{flexMAX}$ in kW; cyan: positive Flexibilitätspläne, orange: negative Flexibilitätspläne)	110
A.11	Bewertungskennzahlen der FO-Flexibilitätsmodellierung nach Neupane et al. (2017). (WP: Wärmepumpe, EV: Elektroauto; $D_{flexMAX}$ in Zeitschritten à 15 Minuten, $E_{flexMAX}$ in kWh, $P_{flexMAX}$ in kW; cyan: positive Flexibilitätspläne, orange: negative Flexibilitätspläne)	111
A.12	Bewertungskennzahlen der DFO-Flexibilitätsmodellierung nach Siksnys und Pedersen (2016). (WP: Wärmepumpe, EV: Elektroauto; $D_{flexMAX}$ in Zeitschritten à 15 Minuten, $E_{flexMAX}$ in kWh, $P_{flexMAX}$ in kW; cyan: positive Flexibilitätspläne, orange: negative Flexibilitätspläne)	111

Literaturverzeichnis

- O Abarrategui, J Marti, und A Gonzalez. Constructing the Active European Power Grid. *The Online Journal on Power and Energy Engineering (OJPEE)* 1.4, 2010. URL http://fenix.iee.fraunhofer.de/docs/documents/Project_Fenix_2009-11-24_Constructing_the_Active_European_Power_Grid_Juan_Marti_v1.pdf.
- Lukas Barth, Nicole Ludwig, Esther Mengelkamp, und Philipp Staudt. A comprehensive modelling framework for demand side flexibility in smart grids. 2018. ISSN 18652042. doi: 10.1007/s00450-017-0343-x.
- Bundesministerium BMU. Kernkraftwerke in Deutschland. <https://www.bmu.de/themen/atomenergie-strahlenschutz/nukleare-sicherheit/aufsicht-ueber-kernkraftwerke/kernkraftwerke-in-deutschland/>, 2020. Abruf am: 29.10.2020.
- BMWi. Die Nationale Wasserstoffstrategie. Technical report, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2020. URL <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>.
- Jörg Bremer. *Constraint-Handling mit Supportvektor-Dekodern in der verteilten Optimierung*. Dissertation, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, 2015.
- Gianfranco Chicco und Pierluigi Mancarella. Matrix modelling of small-scale trigeneration systems and application to operational optimization. 2009. doi: 10.1016/j.energy.2008.09.011.
- Gianfranco Chicco, Shariq Riaz, Andrea Mazza, und Pierluigi Mancarella. Flexibility from Distributed Multienergy Systems. 2020. ISSN 15582256. doi: 10.1109/JPROC.2020.2986378.
- DE Deutscher Bundestag. Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz). https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/BundesratsbeschlussKVBG.pdf;jsessionid=8E7FBF2A494AAD1CB08D7875C95ED4FA?__blob=publicationFile&v=1, 2020. Abruf am: 29.10.2020.
- EU Europäische Kommission. Ein europäischer Grüner Deal. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de, 2019. Abruf am: 29.10.2020.

- Martin Geidl, Gaudenz Koeppel, Patrick Favre-Perrod, Bernd Klöckl, Göran Andersson, und Klaus Fröhlich. Energy hubs for the future. Januar 2007. ISSN 15407977. doi: 10.1109/M-PAE.2007.264850. URL <http://ieeexplore.ieee.org/document/4042137/>.
- Mohammad Behzad Hadi und Moein Moeini-Aghtaie. Assessing Operational Flexibility of Microgrids Considering Electrical and Thermal Energy Resources. *2019 Smart Grid Conference, SGC 2019*, 2019. doi: 10.1109/SGC49328.2019.9056588.
- Kai Heussen, Stephan Koch, Andreas Ulbig, und Göran Andersson. Energy storage in power system operation: The power nodes modeling framework. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT Europe*, 2010. doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638865.
- Kai Heussen, Stephan Koch, Andreas Ulbig, und Göran Andersson. Unified system-level modeling of intermittent renewable energy sources and energy storage for power system operation. 2012. ISSN 19328184. doi: 10.1109/JSYST.2011.2163020.
- IEA. Renewable Energy Market Update. Technical report, International Energy Agency, 2020a. URL <https://webstore.iea.org/download/direct/2999>.
- IEA. Electricity Market Report. Technical report, International Energy Agency, 2020b. URL <https://webstore.iea.org/download/direct/4270>.
- Nicole Ludwig, Lukas Barth, Dorothea Wagner, und Veit Hagenmeyer. Industrial demand-side flexibility: A benchmark data set. *e-Energy 2019 - Proceedings of the 10th ACM International Conference on Future Energy Systems*, 2019. doi: 10.1145/3307772.3331021.
- Pierluigi Mancarella, Dall'Anese Emiliano, und Anotnello Monti. Unlocking flexibility. 2017. doi: 10.1109/MPE.2016.2625218.
- Babu Kumaran Nalini, Mohamed Eldakadosi, Zhengjie You, Michel Zade, Peter Tzscheuschler, und Ulrich Wagner. Towards Prosumer Flexibility Markets: A Photovoltaic and Battery Storage Model. *Proceedings of 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, ISGT-Europe 2019*, 2019. doi: 10.1109/ISGTEurope.2019.8905622.
- Bijay Neupane, Laurynas Siksnyis, und Torben Bach Pedersen. Generation and evaluation of flex-offers from flexible electrical devices. *e-Energy 2017 - Proceedings of the 8th International Conference on Future Energy Systems*, 2017. doi: 10.1145/3077839.3077850.
- Astrid Nieße. *Verteilte kontinuierliche Einsatzplanung in Dynamischen Virtuellen Kraftwerken*. PhD thesis, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, 2015. URL <http://oops.uni-oldenburg.de/2416/1/niever15.pdf>.

- Hussam Nosair und Francois Bouffard. Reconstructing Operating Reserve: Flexibility for Sustainable Power Systems. 2015. ISSN 19493029. doi: [10.1109/TSSTE.2015.2462318](https://doi.org/10.1109/TSSTE.2015.2462318).
- G. Papaefthymiou und Ken Dragoon. Towards 100flexibility. 2016. ISSN 03014215. doi: [10.1016/j.enpol.2016.01.025](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.01.025).
- Georgios Papaefthymiou, Katharina Grave, und Ken Dragoon. Flexibility options in electricity systems. Technical report, 2014. URL <https://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/06/Ecofys.pdf>.
- Georgios Papaefthymiou, Edwin Haesen, und Thobias Sach. Power System Flexibility Tracker: Indicators to track flexibility progress towards high-RES systems. 2018. ISSN 18790682. doi: [10.1016/j.renene.2018.04.094](https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.094). URL <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.094>.
- Antonio Pepiciello, Giovanna Bernardo, Emanuele D'Argenzio, und Alfredo Vaccaro. A Decision Support System for the Strategic Operation of Virtual Power Plants in Electricity Markets. *International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, 2019. URL <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8890115>.
- M. K. Petersen, K. Edlund, L. H. Hansen, J. Bendtsen, und J. Stoustrup. A taxonomy for modeling flexibility and a computationally efficient algorithm for dispatch in Smart Grids. *Proceedings of the American Control Conference*, 2013a. ISSN 07431619. doi: [10.1109/acc.2013.6579991](https://doi.org/10.1109/acc.2013.6579991).
- M. K. Petersen, L. H. Hansen, J. Bendtsen, K. Edlund, und J. Stoustrup. Market integration of Virtual Power Plants. *Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control*, 2013b. ISSN 01912216. doi: [10.1109/CDC.2013.6760227](https://doi.org/10.1109/CDC.2013.6760227).
- Mette Petersen, Lars Henrik Hansen, und Tommy Mølbak. Exploring the value of flexibility: A smart grid discussion. 2012. ISSN 14746670. doi: [10.3182/20120902-4-fr-2032.00010](https://doi.org/10.3182/20120902-4-fr-2032.00010).
- Paul Schott, Johannes Sedlmeir, Nina Strobel, Thomas Weber, Gilbert Fridgen, und Eberhard Abele. A generic data model for describing flexibility in power markets. 2019. ISSN 19961073. doi: [10.3390/en12101893](https://doi.org/10.3390/en12101893).
- Laurynas Siksnyš und Torben Bach Pedersen. Dependency-based FlexOffers. *e-Energy '16: Proceedings of the Seventh International Conference on Future Energy Systems*, 2016. doi: [10.1145/2934328.2934339](https://doi.org/10.1145/2934328.2934339).
- Laurynas Siksnyš, Emmanouil Valsomatzis, Katja Hose, und Torben Bach Pedersen. Aggregating and Disaggregating Flexibility Objects. 2015. ISSN 10414347. doi: [10.1109/TKDE.2015.2445755](https://doi.org/10.1109/TKDE.2015.2445755).

- Laurynas Siksnyš, Torben Bach Pedersen, Muhammad Aftab, und Bijay Neupane. Flexibility modeling, management, and trading in bottom-up cellular energy systems. *e-Energy 2019 - Proceedings of the 10th ACM International Conference on Future Energy Systems*, 2019. doi: [10.1145/3307772.3328296](https://doi.org/10.1145/3307772.3328296).
- Tea Tušar, Erik Dovgan, und Bogdan Filipič. Evolutionary scheduling of flexible offers for balancing electricity supply and demand. *2012 IEEE Congress on Evolutionary Computation, CEC 2012*, 2012. doi: [10.1109/CEC.2012.6256494](https://doi.org/10.1109/CEC.2012.6256494).
- Andreas Ulbig und Goran Andersson. On operational flexibility in power systems. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012. ISSN 19449925. doi: [10.1109/PESGM.2012.6344676](https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6344676).
- Andreas Ulbig und Göran Andersson. Analyzing operational flexibility of electric power systems. 2015. ISSN 01420615. doi: [10.1016/j.ijepes.2015.02.028](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.02.028). URL <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.02.028>.
- Emmanouil Valsomatzis, Torben Bach Pedersen, und Alberto Abelló. Day-ahead trading of aggregated energy flexibility. *e-Energy 2018 - Proceedings of the 9th ACM International Conference on Future Energy Systems*, 2018. doi: [10.1145/3208903.3208936](https://doi.org/10.1145/3208903.3208936).
- Yi Wang, Jiangnan Cheng, Ning Zhang, und Chongqing Kang. Automatic and linearized modeling of energy hub and its flexibility analysis. 2018. ISSN 0306-2619. doi: [10.1016/j.apenergy.2017.10.125](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.125). URL <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.125>.
- Jian Yang, Li Zhang, Xueshan Han, und Mingqiang Wang. Evaluation of operational flexibility for power system with energy storage. *2016 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies, ICSGCE 2016*, 2017. doi: [10.1109/ICSGCE.2016.7876050](https://doi.org/10.1109/ICSGCE.2016.7876050).
- Zhengjie You, Babu Kumaran Nalini, Michel Zade, Peter Tzscheutschler, und Ulrich Wagner. Flexibility quantification and pricing of household heat pump and combined heat and power unit. *Proceedings of 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, ISGT-Europe 2019*, 2019. doi: [10.1109/ISGTEurope.2019.8905594](https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2019.8905594).
- Michel Zadé, Yasin Incedag, Wessam El-Baz, Peter Tzscheutschler, und Ulrich Wagner. Prosumer Integration in Flexibility Markets: A Bid Development and Pricing Model. *2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration, EI2 2018 - Proceedings*, 2018. doi: [10.1109/EI2.2018.8582022](https://doi.org/10.1109/EI2.2018.8582022).
- Michel Zadé, Zhengjie You, und Babu Kumaran Nalini. tum-ewk/OpenTUMFlex: First public release of OpenTUMFlex (Version v1.0), 2020a. doi: [10.5281/zenodo.4251512](https://doi.org/10.5281/zenodo.4251512). URL <http://doi.org/10.5281/zenodo.4251512>.

Michel Zadé, Zhengjie You, Babu Kumaran Nalini, Peter Tzscheuschler, und Ulrich Wagner.
Quantifying the Flexibility of Electric Vehicles in Germany and California—A Case Study.
2020b. ISSN 19961073. doi: [10.3390/en13215617](https://doi.org/10.3390/en13215617).

Erklärung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Masterarbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst und keine anderen als die in der Arbeit angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe. Diese Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen.



Hannover, den 14. Mai 2021

Jonathan Brandt