Lastenglättung eines Microgrids mit zwei Speichersystemen und verschiebbaren Lasten

Simon Sassen*, Andreas Fink
Institut für Informatik
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
Hamburg, Deutschland
*simon.sassen@hsu-hh.de

***Kurzfassung* – Eine ungenügende Überdeckung zwischen der produzierten Menge an Strom aus erneuerbaren Energiequellen und dem vorliegenden Lastprofil befördert Instabilitäten im Stromnetz. Der Einsatz von Energiespeichern und Nachfragemanagement können dazu beitragen, das Angebot und die Nachfrage nach Strom auszugleichen. Hierbei und im Besonderen bei der Betrachtung von Microgrids sind unterschiedliche Zielsetzungen und entsprechende Betriebsmodi möglich. Ein Microgrid möglichst wirtschaftlich aus der Sicht eines Endkunden für Strom zu betreiben, geht mit anderen Zielen einher, als ein Microgrid autark und stabil zu betreiben (unabhängig vom öffentlichen Netz). In diesem Beitrag soll gezeigt werden, wie sich die Abhängigkeiten zum öffentlichen Netz eines Microgrids von einer reinen wirtschaftlichen Betrachtungsweise aus Sicht eines Endkunden zu einer an Autarkie ausgerichteten Betrachtungsweise reduzieren lassen. Dafür wird ein bikriterielles gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell formuliert, welches den Profit und das Ungleichgewicht zwischen Stromangebot und Nachfrage in einem Microgrid als Zielgrößen einbezieht. Das betrachtete Microgrid besteht aus zwei Energiespeichern und es wird zwischen unterbrechbaren und nicht unterbrechbaren verschiebbaren Lasten unterschieden. Ein Vergleich zwischen einem profitorientierten Szenario ohne verschiebbare Lasten und einem auch an der Reduktion von Ungleichgewichten ausgerichteten Szenario mit verschiebbaren Lasten zeigt exemplarisch, dass sich die Kosten und die maximalen anfallenden Ungleichgewichte geringfügig reduzieren ließen, während die minimalen anfallenden Ungleichgewichte sowie die Summe der Beträge aller unbewerteten Ungleichgewichte deutlich gesenkt werden konnten.**

Stichwörter – Microgrid, Wasserstoffspeicher, Lastenausgleich, verschiebbare Lasten

NOMENKLATUR

IB	Imbalance in supply and demand for electricity
LIB	Lithium-ion battery
MILP	Mixed integer linear programming
REDIBEL	Reversible digital gekoppelte Brennstoffzelle und Elektrolyse
SC	Electricity consumers
SP	Electricity producers
SZ1	Szenario 1
SZ2	Szenario 2
VNL	Shiftable non-interruptible electrical devices
VUL	Shiftable interruptible electrical devices

I. EINLEITUNG

Mit zunehmendem Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen am Strommix ergibt sich ein verstärkter Bedarf für Energiespeicher. In diesem Beitrag werden Energiespeicher im Rahmen von Microgrids betrachtet, um Lastschwankungen zu glätten. Insbesondere Wasserstoff-speicher und das Nachfragemanagement sind hierbei von Relevanz.

So betrachten die Autoren in [2, 4, 12] spieltheoretische Ansätze zur Nachfragesteuerung. In [4] soll der Energieverbrauch reduziert werden, wobei sowohl die Sicht des Energieversorgers als auch die des Konsumenten betrachtet wird. In [2] wird ein nicht-kooperatives Nachfrageproblem definiert, wobei zwischen traditioneller Energienachfrage ohne und einer Nachfrage mit Speichersystemen unterschieden wird. In [6, 7, 10, 11, 15] werden Modelle für das Nachfragemanagement vorgestellt. In [11] wird eine Mehrzieloptimierung verfolgt, um die Auswirkungen der Variabilität der erneuerbaren Energien auf die Spitzenlast und die Kosten zu untersuchen. Ein konvexes Optimierungsproblem für das Lastmanagement eines intelligenten Stromnetzes wird in [10] formuliert, wobei die Verbraucher E-Autos darstellen, die zu einem gewissen Zeitpunkt eine Mindestlademenge aufweisen müssen, und die Spitzenlasten reduziert werden sollen. Eine Heuristik zur Lösung eines Minimierungsproblems für eine sehr große Anzahl an Verbrauchern mit unterschiedlichem Typ wird in [6] vorgestellt. In [7] wird ein gemischt-ganzzahliges lineares Programm für unterbrechbare und verschiebbare Lasten in einem isolierten Microgrid formuliert; das Ziel besteht darin, die benötigten Kapazitäten und dadurch die Investitionskosten zu minimieren. Auch in [15] wird ein Microgrid mit verschiebbaren Lasten betrachtet; das gemischt ganzzahlige Problem wird in mehrere nichtlineare und ganzzahlige Programmierprobleme aufgeteilt, um die Kosten des Gesamtsystems zu reduzieren.

Die Quellen [1, 5, 8, 9, 14] befassen sich mit dem Nachfragemanagement und berücksichtigen dabei den flexiblen Einsatz von Wasserstoffsystemen. So konzentriert

DOI: 10.24405/14596

sich [9] auf den Einsatz von Wasserstoffspeichern, um eine sicherheitsorientierte Lastenverteilung zu gewährleisten. In [8] wird ein Nachfragesteuerungsansatz mit einer Windturbine und einem Wasserstoffspeicher kombiniert. Das Ziel besteht darin, eine Lastenglättung durch eine preisgesteuerte Nachfrage zu erzielen und die Kosten zu senken. Die Autoren von [14] betrachten eine Windenergieanlage mit einem Wasserstoffspeicher und vergleichen einen stochastischen risikoaversen Kunden mit einem risikoneutralen Kunden hinsichtlich der Auswirkungen auf die Risikokosten und Betriebskosten für eine preisabhängige Nachfragesteuerung. In [1] wird darauf abgezielt, ein robustes Energiemanagementsystem für ein Microgrid aus PV-Anlage, Wind, Windkraft und Wasserstoffspeicher zu erstellen unter Ausnutzung der Flexibilität des Microgrids für die Nachfragesteuerung. In [5] wird ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell vorgestellt, um eine Day-Ahead-Planung für eine Nachfragereduzierung der Spannungserhaltung und der Blindleistungsunterstützung eines Systems mit Wasserstoffsystem zur Betankung von E-Autos zu planen.

In [3] wird ein Microgrid bestehend aus einer PV-Anlage und einem Wasserstoffsystem mit Elektrolyseur, Speicher und Brennstoffzelle mit einem festgelegten Lastprofil mit verschiebbaren Verbrauchern betrachtet. Ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem wird formuliert, um die Betriebskosten und die Spitzenlasten zu reduzieren, wobei für Spitzenlasten ein höherer Strompreis angesetzt wird.

Allerdings besteht bei den Auswirkungen des Nachfragemanagements auf Microgrids mit Wasserstoff-speichern noch immer Forschungsbedarf, da der Einsatz von Energiespeichern in Microgrids aufgrund verschiedener Betriebsmodi sehr facettenreich sein kann. In diesem Beitrag berücksichtigen wir das Ziel, dass sich das Microgrid, bestehend aus einer PV-Anlage, einem Batteriespeicher-system und einem Wasserstoffspeicher selbst versorgt, also der Zugriff auf das öffentliche Netz reduziert wird. Während in [13] eine profitorientierte Betrachtung mit einer flexiblen Ausrichtung der Energiespeicher am Day-Ahead-Preis aus Sicht eines Endkunden für Strom im Fokus liegt, soll in diesem Beitrag auch die Lastglättung als Ziel verfolgt werden. Dafür werden sowohl die Einspeisung als auch der Bezug von Strom des Microgrids über das öffentliche Netz als Ungleichgewicht (Imbalance, IB) definiert, das es zu minimieren gilt. Grundlage dafür bildet das lineare Optimierungsproblem aus [13]. Dort wird ein Microgrid mit einer PV-Anlage und zwei Energiespeichern, Wasserstoff (verbunden durch ein REDIBEL-System (Reversible digital gekoppelte Brennstoffzelle und Elektrolyse)) und ein Lithium-Ionen-Akku (LIB), behandelt. Während in [13] alle Lasten starr sind, werden hier einige starre Lasten durch zeitlich verschiebbare Lasten verschiedener Art ersetzt, was zu einem gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblem (MILP) führt. Es werden zwei Szenarien betrachtet, um die Auswirkung verschiebbarer Lasten auf die Ungleichgewichte zu beurteilen. Das erste Szenario (SZ1) enthält nur starre Lasten und das zweite neben starren auch verschiebbare Lasten (SZ2).

II. Datengrundlage

Dieser Beitrag bedient sich des gleichen Aufbaus wie beim Datenszenario aus [13]. Für die Terminplanung wird der Betrachtungszeitraum von zwei Tagen in stündliche Abschnitte unterteilt, weshalb sich 48 Perioden t ergeben. Tabelle I zeigt für die verschiebbaren Lasten der angepassten Szenarien die Einsatzzeitpunkte für SZ1 und die Einsatzspannen für die Perioden t von SZ2.

Tabelle I: Einsatzbereiche Verschiebbare Lasten.

	SZ1		SZ2			
Verschiebbare Last	***Startzeitpunkte 1***	***Startzeitpunkte 2***	***Bereich 1***		***Bereich 2***	
			Start	Ende	Start	Ende
E-Auto	2, …, 7	18, …, 23	1	8	18	32
E-Heizung	12	36	8	20	32	44
E-Herd	13, …, 17	37, …, 41	10	14	34	38
Wasch-maschine	11, …, 14	35, …, 38	1	24	25	48
Geschirr-spüler	13, …, 15	37, …, 39	1	24	25	48
Trockner	13, …, 14	36, …, 37	1	24	25	48

Es wird die gleiche Produktion von Strom aus der PV-Anlage angenommen wie in [13]. Außerdem werden die gleichen Stromproduzenten (SP) und Stromkonsumenten (SC) verwendet. Hinsichtlich der Lasten wird in diesem Beitrag zwischen starren und verschiebbaren Lasten unterschieden. Während starre Lasten einen festen Betriebszeitpunkt haben, können verschiebbare Lasten zu einem beliebigen Zeitpunkt innerhalb ihrer vorgegebenen Einsatzspanne aktiv sein. In SZ1 verhalten sich die verschiebbaren Lasten also wie starre und nur in SZ2 wie verschiebbare. Die starren Lasten entsprechen denen aus [13] und sind um den Strombedarf der in diesem Beitrag hinzugekommenen verschiebbaren Lasten mit Ausnahme der E-Autos gekürzt. Der Anteil der verschiebbaren Lasten an dem Gesamtverbrauch in kWh beträgt 74 %. Die Leistungen und die Dauer der verschiebbaren Lasten des hier zur Illustration herangezogenen Datenszenarios sind in Tabelle II dargestellt.

Tabelle II: Einsatzbereiche Verschiebbarer Lasten.

Verschiebbare Last	***Eigenschaft***	***Leistung [kW]***	***Dauer [h]***
E-Auto	VUL	11	6
E-Heizung	VUL	2	5
E-Herd	VNL	4	1
Wasch-maschine	VNL	0,25	4
Geschirr-spüler	VNL	0,4	3
Trockner	VNL	1	1

Es wird unterschieden, ob verschiebbare Lasten während ihrer Aktivierung unterbrochen werden können (VUL) oder ob sie den Betriebsvorgang ohne Unterbrechung absolvieren müssen (VNL). Betrachtet wird ein Planungshorizont von zwei Tagen, der in einstündige Perioden unterteilt wird. Eine VUL hat eine Mindestdauer von einer Stunde, nachdem sie aktiviert wird. Es wird angenommen, dass die in Tabelle I aufgeführten Geräte jeweils zu zwei entsprechenden separaten Lasten in zwei zugehörigen zeitlichen Bereichen führen (gemäß den Zeitfenstern wie in den letzten vier Spalten in

TABELLE I angegeben). Die im Weiteren verwendete Notation ist in TABELLE III zusammengefasst.

TABELLE III: NOTATION.

DATEN:

$t = 1, \dots, T$	Indexvariable der Perioden
$0 \leq a \leq 1$	Gewichtungsfaktor bzgl. IB und Profit in der Zielfunktion
P_{H2}	Preis des Wasserstoffes [Cents/kWh]
η_{fc}	Wirkungsgrad der Brennstoffzelle
$V(t)$	Leistung der PV-Anlage des Microgrids während der Periode *t* [kW]
η_{LIB}	Wirkungsgrad des LIB während des Aufladens und Entladens
$R_{\mathrm{r}}(t)$	Leistung aller starren Verbraucher während der Periode *t* [kW]
$q_{\mathrm{I}} = 1, \dots, Q_{\mathrm{I}}$	Indexvariable für die VUL
$q_{\mathrm{U}} = 1, \dots, Q_{\mathrm{U}}$	Indexvariable für die VNL
$P_{\mathrm{I}}(q_{\mathrm{I}})$	Leistung einer VUL [kW]
$P_{\mathrm{U}}(q_{\mathrm{U}})$	Leistung einer VNL [kW]
$E(q_{\mathrm{I}}, b)$	Letzte Periode *t* des Bereiches *b*, in der eine VUL aktiv sein darf
$S(q_{\mathrm{I}}, b)$	Erste Periode *t* eines Bereiches *b*, in dem eine VUL aktiv sein darf
$b = 1, \dots, 2$	Indexvariable für die Bereiche innerhalb des Planungszeitraums, wo ein Gerät bzw. die jeweilige verschiebbare Last aktiv sein kann
$O(q_{\mathrm{I}})$	Betriebsdauer einer VUL [h]
$E(q_{\mathrm{U}}, b)$	Letzte Periode *t* des Bereiches *b*, in der eine VNL aktiv sein darf
$S(q_{\mathrm{U}}, b)$	Erste Periode *t* eines Bereiches *b* im Zeitkorridor, in dem eine VNL aktiv sein darf
$O(q_{\mathrm{U}})$	Betriebsdauer einer VNL [h]

ENTSCHEIDUNGSVARIABLEN:

$N_{\mathrm{U}}(t)$	Unbewertetes IB in Periode *t* [Wh]
$N_{\mathrm{R}}(t)$	Bewertetes Ungleichgewicht IB in Periode *t* [Wh]
$P_{\mathrm{M}}(t)$	Anfallender Profit des Microgrids in der Periode *t* [€]
$S(t)$	Verkäufe: Erlöse aus der Einspeisung von Strom in das öffentliche Netz in Periode *t* [Cents]
$C(t)$	Anfallende Kosten in einer Periode *t* [Cents]
$H(t)$	Gespeicherte Energie im Wasserstofftank am Ende der Periode *t* [kWh]
$V_{\mathrm{S}}(t)$	Anteil der PV-Anlageleistung, um Strom zu verkaufen und ins öffentliche Netz einzuspeisen während Periode *t* [kW]
$R_{\mathrm{P}}(t)$	Leistung des lokalen Lastbedarfes, der durch eingekauften Strom in Periode *t* gedeckt wird [kW]
$S_{\mathrm{fc}}(t)$	Leistung der Brennstoffzelle für den Verkauf von Strom während Periode *t* [kW]
$P_{\mathrm{el}}(t)$	Leistung der Elektrolyse betrieben durch eingekauften Strom während Periode *t* [kW]
$V_{\mathrm{el}}(t)$	Leistung der Elektrolyse aus PV-Strom während der Periode *t* [kW]
$V_{\mathrm{ch}}(t)$	Leistung des LIB während des Aufladevorgangs während Periode *t* [kW]
$D(t)$	Anteil der PV-Anlagenleistung, die für die Deckung des lokalen Lastbedarfes genutzt wird während Periode *t* [kW]
$R(t)$	Summe der Leistungen aller starren und verschiebbaren Verbraucher während der Periode *t* [kW]
$R_{\mathrm{fc}}(t)$	Leistung der Brennstoffzelle für den lokalen Lastbedarf im Zeitraum in Periode *t* [kW]
$R_{\mathrm{dis}}(t)$	Leistung des LIB während des Entladevorganges während Periode *t* [kW]
$R_{\mathrm{s}}(t)$	Leistung aller verschiebbaren Verbraucher während der Periode *t* [kW]
$I(q_{\mathrm{I}}, t)$	Leistung einer VUL während der Periode *t* [kW]
$U(q_{\mathrm{U}}, t)$	Leistung einer VNL während der Periode *t* [kW]
$I_{\mathrm{a}}(q_{\mathrm{I}}, t) \in \{0, 1\}\ \forall\ q_{\mathrm{I}}, t$	Boolesche Variable, die den Wert 1 annimmt, wenn die VUL q_{I} in dieser Periode *t* aktiv ist
$U_{\mathrm{s}}(q_{\mathrm{U}}, t) \in \{0, 1\}\ \forall\ q_{\mathrm{U}}, t$	Boolesche Variable, die den Wert 1 annimmt, wenn eine VNL q_{U} in dieser Periode *t* seinen Betriebsvorgang startet
$U_{\mathrm{a}}(q_{\mathrm{U}}, t) \in \{0, 1\}\ \forall\ q_{\mathrm{U}}, t$	Boolesche Variable, die den Wert 1 annimmt, wenn die VNL q_{U} in dieser Periode *t* aktiv ist

III. OPTIMIERUNGSMODELL

Im Folgenden werden die in diesem Beitrag wesentlichen Elemente des umfassenden Optimierungsmodells beschrieben und definiert; diese ausschnittsweise Darstellung enthält nicht alle Gleichungen und das Modell ist damit erst mit den Formeln aus [13] vollständig. Die Zielfunktionen des bikriteriellen Optimierungsproblems aus dem Betrag des Ungleichgewichts und dem Profit ($P_{\mathrm{M}}(t)$) sind in (1) und (2) abgebildet. Während in Formel (1) das unbewertete IB ($N_{\mathrm{U}}(t)$) für SZ1 benutzt wird, wird für SZ2 das bewertete IB ($N_{\mathrm{R}}(t)$) in Formel (2) herangezogen. Das unbewertete IB wird in Formel (5) und das bewertete in Formel (6) bis (13) näher beschrieben. Die Gewichtung der zu vermeidenden Ungleichgewichte und des Profits kann durch eine geeignete Festlegung des Faktors *a* erfolgen.

$$\min \sum_{t=1}^{T} \left(a * |N_{\mathrm{U}}(t)| - (1-a) * P_{\mathrm{M}}(t) \right) \tag{1}$$

$$\min \sum_{t=1}^{T} \left(a * |N_{\mathrm{R}}(t)| - (1-a) * P_{\mathrm{M}}(t) \right) \tag{2}$$

A. Zielkriterium 1: Profit

Für den Profit werden der Umsatz ($S(t)$) und die Kosten ($C(t)$) für Strom in jeder Periode *t* ermittelt (siehe Formel (3)). Der Umsatz ergibt sich dabei aus dem Verkauf von Strom der PV-Anlage und der Brennstoffzelle. Die Kosten resultieren aus dem Einkauf von Strom aus dem öffentlichen Netz und den anfallenden Stromgestehungskosten des Microgrids. Am Ende des betrachteten Zeitraums wird die Menge an Wasserstoff im Speicher ($H(T)$) mit dem Preis für Wasserstoff (P_{H2}) bewertet (siehe Formel (4)). Für nähere Darlegungen zur Ermittlung des Profits sei auf [13] verwiesen.

$$P_{\mathrm{M}}(t) = S(t) - C(t) \quad \forall t = 1, \dots, T-1 \tag{3}$$

$$P_{\mathrm{M}}(T) = S(T) - C(T) + H(T) * P_{\mathrm{H2}} \tag{4}$$

B. Zielkriterium 2: Ungleichgewicht

Zu dem unbewerteten IB ($N_{\mathrm{U}}(t)$) aus Formel (5) kommt es immer dann, wenn Strom eingekauft oder verkauft wird. Es spielt hierbei keine Rolle, ob der Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen ($R_{\mathrm{P}}(t)$) oder eingespeist wird ($V_{\mathrm{S}}(t)$), um einen Lastenausgleich zu erzielen oder ob das Wasserstoffsystem zur Profitsteigerung eingesetzt wird. In diesem Modell können die Elektrolyse auch aus eingekauftem Strom ($P_{\mathrm{el}}(t)$) und die Brennstoffzelle für den Verkauf von Strom ins öffentliche Netz betrieben werden ($S_{\mathrm{fc}}(t) * \eta_{\mathrm{fc}}$).

$$\mathrm{N_U}(t) = V_{\mathrm{S}}(t) - R_{\mathrm{P}}(t) + S_{\mathrm{fc}}(t) * \eta_{\mathrm{fc}} - P_{\mathrm{el}}(t) \quad \forall t \tag{5}$$

Das bewertete IB ergibt sich nun aus der Bewertung des unbewerteten IB aus (5). Es wird unterschieden, ob es sich bei dem IB um einen Stromüberschuss oder einen Strommangel im Microgrid handelt und es wird angenommen, dass sich ein

Stromüberschuss weniger belastend auf das Microgrid auswirkt als ein Strommangel – das wird in den höheren Bewertungsfaktoren für negative IB sichtbar. Die Formeln (6) bis (9) zeigen die Bewertung des IB für den Stromüberschussfall und die Formeln (10) bis (13) für den Strommangelfall beim unbewerteten IB.

$$N_{\mathrm{R}}(t) = N_{\mathrm{U}}(t) \quad \forall N_{\mathrm{U}}(t): 0 \leq N_{\mathrm{U}}(t) \leq 200 \tag{6}$$

$$N_{\mathrm{R}}(t) = N_{\mathrm{U}}(t) * 2 \quad \forall \mathrm{N}_{\mathrm{U}}(t): 200 < N_{\mathrm{U}}(t) \leq 500 \tag{7}$$

$$N_{\mathrm{R}}(t) = N_{\mathrm{U}}(t) * 3 \quad \forall \mathrm{N}_{\mathrm{U}}(t): 500 < N_{\mathrm{U}}(t) \leq 1000 \tag{8}$$

$$N_{\mathrm{R}}(t) = N_{\mathrm{U}}(t) * 4 \quad \forall N_{\mathrm{U}}(t): 1000 < N_{\mathrm{U}}(t) \tag{9}$$

Außerdem wird die Höhe des Ungleichgewichts bewertet. Je höher das unbewertete IB im Stromüberschussfall ausfällt, desto höher soll das bewertete IB ausfallen. Das zeigen die Bewertungsfaktoren von den Formeln (6) bis (9). Im Falle des Strommangels verhält es sich äquivalent. Je niedriger das unbewertete ausfällt, desto kleiner ist das bewertete IB (siehe Formel (10) bis (13)).

$$N_{\mathrm{R}}(t) = N_{\mathrm{U}}(t) * 2 \quad \forall N_{\mathrm{U}}(t): -200 \leq N_{\mathrm{U}}(t) < 0 \tag{10}$$

$$N_{\mathrm{R}}(t) = N_{\mathrm{U}}(t) * 3 \quad \forall \mathrm{N}_{\mathrm{U}}(t): -500 \leq N_{\mathrm{U}}(t) < -200 \tag{11}$$

$$N_{\mathrm{R}}(t) = N_{\mathrm{U}}(t) * 4 \quad \forall N_{\mathrm{U}}(t): -1000 \leq N_{\mathrm{U}}(t) < -500 \tag{12}$$

$$N_{\mathrm{R}}(t) = N_{\mathrm{U}}(t) * 5 \quad \forall N_{\mathrm{U}}(t): -1000 > N_{\mathrm{U}}(t) \tag{13}$$

C. *Stromproduzenten und Stromkonsumenten*

Formel (14) und Formel (15) zeigen die Beziehungen der SP und der SC des Microgrids. Wie der PV-Strom in diesem Modell verwendet werden kann, ist in Formel (14) zu sehen. Auf der linken Seite der Gleichung steht also der produzierte Strom aus der PV-Anlage ($V(t)$) und auf der rechten die Möglichkeit, diesen zu verbrauchen – die SC. Zu erkennen ist, dass der PV-Strom für Elektrolyse ($V_{\mathrm{el}}(t)$), zum Aufladen von LIB ($V_{\mathrm{ch}}(t)$), aber auch zur direkten Lastdeckung ($D(t)$) und für den Verkauf ins öffentliche Netz ($V_{\mathrm{S}}(t)$) genutzt werden kann. Formel (15) zeigt, wie der lokale Lastbedarf gedeckt werden kann. Hier steht auf der linken Seite der Verbrauch in einer Periode *t* ($R(t)$) und auf der rechten stehen die Möglichkeiten, diesen Energiebedarf heranzuschaffen, also die SP. Der lokale Lastbedarf kann gemäß Formel (15) durch den Nutzen der Elektrolyse ($R_{\mathrm{fc}}(t) * \eta_{\mathrm{fc}}$), den Nutzen des LIB ($R_{\mathrm{dis}}(t) * \eta_{\mathrm{LIB}}$), direkt über den PV-Strom ($D(t)$) und den Einkauf von Strom aus dem öffentlichen Netz ($R_{\mathrm{P}}(t)$) gedeckt werden.

$$V(t) = V_{\mathrm{el}}(t) + V_{\mathrm{ch}}(t) + V_{\mathrm{S}}(t) + D(t) \quad \forall t \tag{14}$$

$$R(t) = R_{\mathrm{fc}}(t) * \eta_{\mathrm{fc}} + R_{\mathrm{dis}}(t) * \eta_{\mathrm{LIB}} + R_{\mathrm{P}}(t) + D(t) \quad \forall t \tag{15}$$

Die beiden Speichersysteme des Microgrids sind die LIB ($V_{\mathrm{ch}}(t)$ und $R_{\mathrm{dis}}(t)$) und das REDIBEL-System ($V_{\mathrm{el}}(t)$ und $R_{\mathrm{fc}}(t)$), die beide als SP und als SC auftreten können, wobei nur REDIBEL eine direkte Verbindung für Einkauf und Verkauf zum öffentlichen Netz hat ($S_{\mathrm{fc}}(t)$ und $P_{\mathrm{el}}(t)$).

D. *Verschiebbare Lasten*

In Formel (16) wird beim lokalen Lastbedarf aus Formel (15) weiter zwischen starren ($R_{\mathrm{r}}(t)$) und verschiebbaren Lasten ($R_{\mathrm{s}}(t)$) unterschieden. Formel (17) zeigt, wie die verschiebbaren Lasten wiederum in VUL ($I(q_{\mathrm{I}}, t)$) und VNL ($U(q_{\mathrm{U}}, t)$) unterteilt werden. Der gesamte Verbrauch der verschiebbaren Lasten ergibt sich aus der Summe der VUL und VNL in einer Periode.

$$R(t) = R_{\mathrm{r}}(t) + R_{\mathrm{s}}(t) \quad \forall t \tag{16}$$

$$R_{\mathrm{s}}(t) = \sum_{q_{\mathrm{I}}=1}^{Q_{\mathrm{I}}} I(q_{\mathrm{I}}, t) + \sum_{q_{\mathrm{U}}=1}^{Q_{\mathrm{U}}} U(q_{\mathrm{U}}, t) \quad \forall t \tag{17}$$

Jede verschiebbare Last hat eine boolesche Variable ($I_{\mathrm{a}}(q_{\mathrm{I}}, t)$ für VUL und $U_{\mathrm{a}}(q_{\mathrm{U}}, t)$ für VNL), die den Wert 1 annimmt, wenn diese in einer Periode aktiv sein soll. Ansonsten hat diese den Wert 0. Multipliziert mit den Leistungen der verschiebbaren Last $P_{\mathrm{I}}(q_{\mathrm{I}})$ für VUL und $P_{\mathrm{U}}(q_{\mathrm{U}})$ für VNP ergibt sich somit die Leistung, die eine verschiebbare Last während einer Periode *t* hat (siehe Formel (18) und (19)).

$$I(q_{\mathrm{I}}, t) = I_{\mathrm{a}}(q_{\mathrm{I}}, t) * P_{\mathrm{I}}(q_{\mathrm{I}}) \quad \forall q_{\mathrm{I}}\, \forall t \tag{18}$$

$$U(q_{\mathrm{U}}, t) = U_{\mathrm{a}}(q_{\mathrm{U}}, t) * P_{\mathrm{U}}(q_{\mathrm{U}}) \quad \forall q_{\mathrm{U}}\, \forall t \tag{19}$$

Die beiden verschiebbaren Lasttypen VUL und VNL unterscheiden sich nun jedoch darin, wann sie in einer Periode aktiv sein können. Bei einer VUL ist lediglich entscheidend, dass die zugehörige boolesche Variable in einem ihr zugeordneten Bereich innerhalb des Zeitkorridors so oft aktiv ist, wie ihre Betriebszeit ($O(q_{\mathrm{I}})$) lang ist. Das wird in Formel (20) dargestellt. Für eine VNL wird in einem ersten Schritt in Formel (21) festgelegt, dass diese für ihren Bereich einen Startpunkt ($U_{\mathrm{s}}(q_{\mathrm{U}}, t)$) zugeordnet bekommt, in dem diese ihren Betriebsvorgang beginnt.

$$\sum_{t=S(q_{\mathrm{I}},b)}^{E(q_{\mathrm{I}},b)} I_{\mathrm{a}}(q_{\mathrm{I}}, t) = O(q_{\mathrm{I}}) \quad \forall q_{\mathrm{I}}\, \forall b \tag{20}$$

$$\sum_{t=S(q_{\mathrm{U}},b)}^{E(q_{\mathrm{U}},b)} U_{\mathrm{s}}(q_{\mathrm{U}}, t) = 1 \quad \forall q_{\mathrm{U}}\, \forall b \tag{21}$$

In Formel (22) wird garantiert, dass eine VNL nach dem jeweiligen Startzeitpunkt in so vielen Perioden aktiv ist, wie ihre Betriebsdauer $O(q_{\mathrm{U}})$ lang ist und Formel (23) verhindert, dass eine VNL mehr aktive Perioden zugeordnet bekommt, als eine Betriebsdauer lang ist.

$$U_{\mathrm{a}}(q_{\mathrm{U}}, t) = \sum_{o=1}^{O(q_{\mathrm{U}})} U_{\mathrm{s}}(q_{\mathrm{U}}, t+1-o) \quad \forall q_{\mathrm{U}}\, \forall b \quad \forall t: \big(S(q_{\mathrm{U}}, b) + O(q_{\mathrm{U}})\big) \leq t \leq E(q_{\mathrm{U}}, b) \tag{22}$$

$$\sum_{t=S(q_{\mathrm{U}},b)}^{E(q_{\mathrm{U}},b)} U_{\mathrm{a}}(q_{\mathrm{U}}, t) = O(q_{\mathrm{U}}) \quad \forall q_{\mathrm{U}}\, \forall b \tag{23}$$

IV. Ergebnisse

Im Folgenden wird die durch Lösung des vorausgehend beschriebenen mathematischen Modells ermittelte Anordnung der starren und verschiebbaren SP und SC für das Microgrid über den Zeithorizont von 48 Perioden für das hier zur

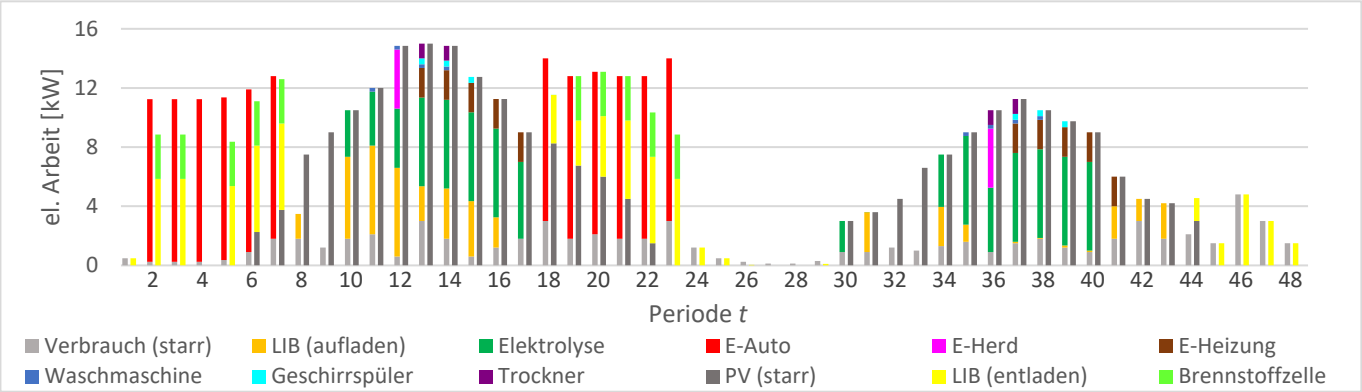

ABBILDUNG 1: ANORDNUNG DER STARREN UND FLEXIBLEN SP UND SC FÜR SZ1.

Illustration herangezogene Datenszenario dargestellt. ABBILDUNG 1 zeigt das Ergebnis für SZ1, in dem die verschiebbaren Lasten auch starr sind und ABBILDUNG 2 für SZ2 mit verschiebbaren. Für jede Periode werden zwei gestapelte Balken abgebildet, die sich aus den Leistungen der jeweiligen SC bzw. SP zusammensetzen. Der erste Stapelbalken zeigt die Leistungen der SC und der zweite die Leistungen der SP über eine Periode *t*. Die starren SP (PV (starr)) und die starren SC (Verbrauch (starr)) sind hellgrau und dunkelgrau dargestellt. Alle verschiebbaren SP und SC sind farbig. Das REDIBEL-System kann in jeder Periode als SP (Brennstoffzelle) oder als SC (Elektrolyse) auftreten. Gleiches gilt für das LIB-System, das entladen oder aufgeladen werden kann. Ein Ungleichgewicht IB liegt dann vor, wenn die beiden Stapelbalken in einer Periode *t* nicht gleich groß sind.

Für ABBILDUNG 1 ist der Parameter *a* zunächst auf 0 gesetzt. Das IB spielt somit bei der Optimierung und damit für das Ergebnis keine Rolle. Die verschiebbaren SP und SC begrenzen sich hier auf das REDIBEL- und LIB-System. Sie werden so angeordnet, dass der Profit maximal ist. Es ist zu erkennen, dass in den Perioden $t = 2, \ldots, 6$ der SC-Stapel höher ist als der SP-Stapel. Das E-Auto hat eine so hohe Leistung, dass sie nicht durch REDIBEL und LIB ausgeglichen werden kann. Ähnlich verhält es sich in den Perioden $t = 18$, $t = 22$ und $t = 23$. Allerdings fällt auch auf, dass die IB beim zweiten Mal, wenn das E-Auto aufladen muss (von $t = 18, \ldots, 23$), geringer ausfällt als beim ersten Mal, weil PV-Strom in den Perioden vorhanden ist. Es kann ebenso festgehalten werden, dass dennoch in den meisten Perioden kein IB auftritt. Wenn ein IB eintritt, dann ist der SC-Stapel höher als der SP-Stapel, sodass Strom zugekauft werden muss. Nur in $t = 8$, $t = 9$, $t = 32$ und $t = 33$ ist der SP-Stapel höher. In diesen Perioden wird PV-Strom verkauft. In dem Beispiel wurden Kosten in Höhe von 136 € verursacht.

ABBILDUNG 2 zeigt das Ergebnis, wenn der Parameter *a* auf den Wert 0,975 gesetzt wurde. Die Anordnung der SP und SC wird hier also maßgeblich vom bewerteten IB bestimmt. Es ist zu erkennen, dass in diesem Ergebnis weniger häufig Ungleichgewichte auftreten und dass diese zudem geringer ausfallen als zuvor. Die meisten IB treten noch in den Perioden $t = 2, \ldots, 8$ auf. Das ist damit zu erklären, dass die Speicherstände von REDIBEL und LIB anfänglich nicht ausgereicht haben, die anfallende Last komplett abzudecken. Aus diesem Grund sind die nicht zu kompensierenden IB möglichst gleichmäßig auf diesen Zeitraum verteilt. Besonders sichtbar ist dies am E-Auto. Es lädt nicht mehr in einer durchgängigen Zeitspanne am Stück auf, sondern unterbricht den Aufladevorgang. Besonders deutlich wird die Auswirkung des bewerteten IB bei $t = 4$. Während vorher in dieser Periode der Ausgleich zwischen SP und SC gar nicht stattfindet, sind die IB in ihrer Höhe nun angeglichen. Die anfallenden Kosten betragen hier 134 €, was einer geringfügigen Reduzierung von 1,47 % entspricht. Die Kosten fallen in SZ2 also sogar geringer aus als in SZ1, weil verschiebbare Lasten von Perioden mit hohen zu Perioden mit geringen Preisen verschoben wurden.

ABBILDUNG 3 zeigt den Verlauf des unbewerteten IB für SZ1 und SZ2 im Vergleich. Es ist zu erkennen, dass in SZ1 sowohl die positiven als auch die negativen IB häufiger auftreten, mehr ausschlagen und im gesamten Betrachtungszeitraum auftreten. In SZ2 tritt nur anfänglich eine negative Schwankung ein, weil die Speicherstände nicht ausreichen, um diese zu kompensieren. TABELLE IV zeigt die Ergebnisse für beide Szenarien. Es kann abgelesen werden, dass sich in SZ2 mit den verschiebbaren Lasten im Vergleich

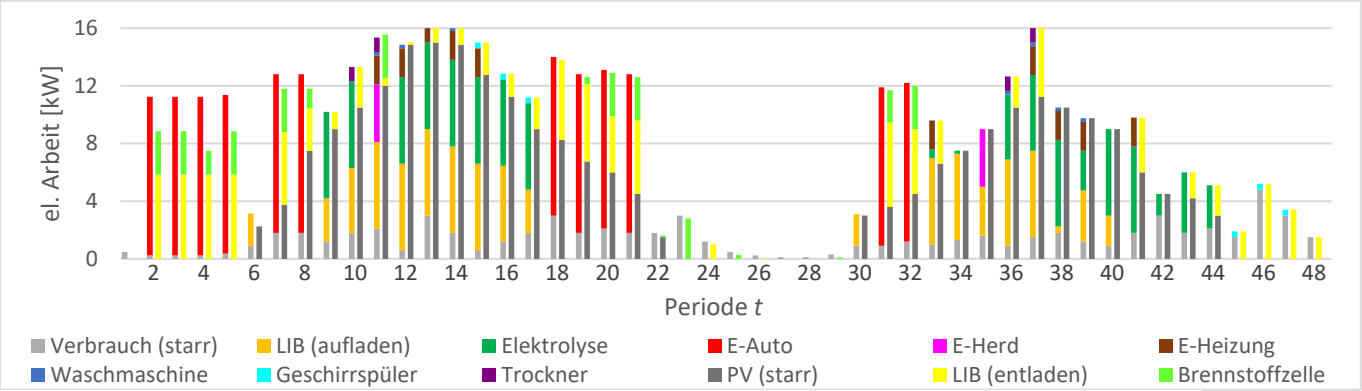

ABBILDUNG 2: ANORDNUNG DER STARREN UND FLEXIBLEN SP UND SC FÜR SZ2.

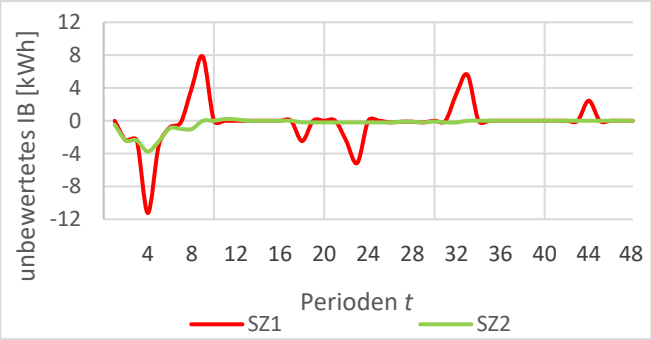

ABBILDUNG 3: VERGLEICH DER UNBEWERTETEN SCHWANKUNGEN.

zu SZ1 das maximale positive unbewertete IB auf den Änderungsfaktor 0,0256, das minimalste negative unbewertete IB auf 0,334 und die Summe der Beträge aller unbewerteten IB über den Betrachtungshorizont auf 0,325 reduziert haben.

TABELLE IV: UNGLEICHGEWICHTE BEIDER SZENARIEN.

Unbewertete IB	SZ1	SZ2	Änderungsfaktor
Max [kWh]	7,8	0,2	0,0256
Min [kWh]	-11,24	-3,756	0,334
Summe der Beträge [kWh]	53,909	17,533	0,325

V. SCHLUSSFOLGERUNG

Ausgangspunkt der Betrachtungen war ein nach einfachen wirtschaftlichen Gesichtspunkten betriebenes Microgrid aus Sicht des Endverbrauchers. Hinsichtlich einer angestrebten Autarkie wurde der Betriebsmodus mit dem Ziel des Lastenausgleichs angepasst, indem der Einsatz von Energiespeichern und die Anordnung von verschiebbaren Lasten zielgerichtet geplant wurde, um über das öffentliche Netz abgedeckte Ungleichgewichte zu reduzieren. Für das ausgewählte Datenszenario hat sich erwartungsgemäß gezeigt, dass verschiebbare Lasten förderlich sind, um einen besseren Lastenausgleich in einem Microgrid zu realisieren. Wenn das Microgrid primär auf Profit ausgelegt wird, kann es zu starken Spitzen beim Ungleichgewicht kommen, die über das öffentliche Netz ausgeglichen werden (über Einspeisung oder Bezug von Strom). Vorteilhaft ist die Ergänzung des flexibel einsetzbaren REDIBEL- und LIB-Systems um weitere verschiebbare Lasten, damit Ungleichgewichte zwischen Stromproduzenten und Konsumenten gering und damit die Netzstabilität des Microgrids stabil gehalten werden können. Die Bewertung des Ungleichgewichts nach seinem Vorzeichen und nach seiner Höhe wirkt sich ebenso positiv auf den Lastenausgleich aus. Abgesehen von den ersten Perioden in einem Planungszeitraum, in denen Ungleichgewichte aufgrund geringer Speicherstände unvermeidlich sein können, haben sich danach die Strom-Produzenten und -Konsumenten in ihrer Leistung in den Perioden angepasst. Im Falle von SZ2 lassen sich im Vergleich zu SZ1 das maximale unbewertete IB auf 0,0256, das negative unbewertete IB auf 0,334 und die Summe der Beträge aller unbewerteten IB über den Zeithorizont auf 0,325 reduzieren. Die Kosten konnten in SZ2 sogar um 1,47 % reduziert werden, weil die verschiebbaren Lasten auf Perioden mit geringen Kosten verschoben werden konnten, wenn Strom eingekauft werden muss.

VI. DANKSAGUNG

Diese Forschungsarbeit wird vom dtec.bw – Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr (Projekt CoupleIT! – Digitalisierte Kopplung des Strom- und Gasnetzes) gefördert.

LITERATUR

[1] A. Akbari-Dibavar, et al.: Optimal Robust Energy Management of Microgrid with Fuel Cells, Hydrogen Energy Storage Units and Responsive Loads, 3rd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, Piscataway, 2020

[2] I. Atzeni, et al.: Demand Side Management via Distributed Energy Generation and Storage Optimization, IEEE Trans. Smart Grid 4, 2013, S. 866-876

[3] L. Bolívar Jaramillo, A. Weidlich: Optimal microgrid scheduling with peak load reduction involving an electrolyzer and flexible loads, Applied Energy, 2016, S. 857-865

[4] Z. Fadlullah, et al.: An Optimized Game-Theoretic Demand Side Management Scheme for Smart Grid, IEEE System Journal 8, 2014, S. 588-997

[5] H. Haggi, et al.: Risk-Averse Cooperative Operation of PV and Hydrogen Systems in Active Distribution Networks, IEEE Systems Journal 16, 2022, S. 3972-3981

[6] T. Logenthiran, D. Srinivasan, T. Z. Shun: Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization, IEEE Trans. Smart Grid 3, 2012, S. 1244-1252

[7] G. Ma, et al.: A Bi-Level Capacity Optimization of an Isolated Microgrid With Load Demand Management Considering Load and Renewable Generation Uncertainties, IEEE Access 7, 2019, S. 83074-83087

[8] M. A. Mirzaei, A. Sadeghi Yazdankhah, B. Mohammadi- Ivatloo: Stochastic security constrained operation of wind and hydrogen energy storage systems integrated with price-based demand response, International Journal of Hydrogen Energy 44, 2019, S. 14217-14227

[9] M. A. Mirzaei, A. Sadeghi Yazdankhah, B. Mohammadi- Ivatloo: Integration of Demand Response and Hydrogen Storage System in Security Constrained Unit Commitment with High Penetration of Wind Energy; Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE). IEEE, 2018, S. 1203-1208

[10] Y. Mou, et al.: Decentralized Optimal Demand-Side Management for PHEV Charging in a Smart Grid, IEEE Trans. Smart Grid 6, 2015, S. 726-736

[11] P. Moura, A.T. Almeida: Multi-objectice optimization of a mixed renewable system with demand-side management, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, 2010, S. 1461-1468

[12] W. Saad, et al.: Game-Theoretic Methods for the Smart Grid: An Overview if Microgrid Systems, Demand Side Management, and Smart Grid Communications, IEEE Signal Process Mag. 29, 2012, S. 86-105

[13] S. Sassen, A. Fink: Optimal Energy Scheduling for a Microgrid with Battery and Hydrogen Storage, in NEIS 2022; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, 2022

[14] D. Yu, et al.: Risk-averse stochastic operation of a power system integrated with hydrogen storage system and wind generation in the presence of demand response program, International Journal of Hydrogen Energy 44, 2019, S. 31204-31215

[15] Y. Zheng, S. Li, R. Tan: Distributed Model Prdictive Control for on-Connected Microgrid Power Management, IEEE Trans. Contr. Syst. Technol. 26, 2018, S. 1028-1039