

Dimensionierung von Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen mit Power-Flow Optimierung unter Einhaltung der Planungsgrundsätze

Marcel Böhringer¹, Achraf Kharrat und Jutta Hanson

Technische Universität Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5), Landgraf-Georg-Straße 4, 64283 Darmstadt, Deutschland, Tel. +49 6151 16-24660, E-Mail: marcel.boehringer@e5.tu-darmstadt.de, Web: www.e5.tu-darmstadt.de

Kurzfassung:

In der Arbeit wird ein mehrperiodisches AC Optimal Power-Flow Modell zur Dimensionierung der installierten Nennleistung von Photovoltaikanlagen für ein Niederspannungsnetz vorgestellt. Das Modell soll die Einhaltung der technischen Planungskriterien nach DIN EN 50160 und VDE-AR-N 4105 gewährleisten und beruht auf quasi-stationären Zeitschritten. Dabei wird die installierte Nennleistung der Photovoltaikanlagen als globale Variable im Modell berücksichtigt. Zudem kann das Modell um stationäre Betriebspunkte erweitert werden. Diese werden häufig für die konventionelle Planung von Niederspannungsnetzen verwendet. Besonders für den Umbau bestehender Niederspannungsnetze zu gemeinschaftlichen Versorgungskonzepten könnte das Modell hilfreich sein, um eine Kombination von technisch-wirtschaftlicher und elektrotechnischer Analyse zu ermöglichen.

Das entwickelte Modell wird für die Dimensionierung der installierten Photovoltaik-Leistung eines Niederspannungsnetzes angewendet. Das beispielhafte Bestandsnetz beinhaltet neben Haushaltslasten auch Elektromobilität und Wärmepumpen. Die Ergebnisse zeigen den Einfluss der Planungsgrundsätze auf die optimale Dimensionierung der Photovoltaik-Anlagenleistung. Insbesondere der Einfluss der langsamen Spannungsänderung von maximal 3 % wird herausgestellt. Dabei wird deutlich, dass das Kriterium für den Fall gleicher Anlagengröße und für den Fall reiner Wirkleistungseinspeisung der Erzeugungsanlagen in der Optimierung berücksichtigt werden muss. Ohne die Einbindung der konventionellen Netzplanung mit Betriebspunkten muss zudem darauf geachtet werden, dass die Maxima für Erzeugung und Verbrauch in den Zeitschritten enthalten sind. Vergleicht man die Ergebnisse so wird deutlich, dass durch Einbezug aller Planungskriterien die Ergebnisse von eingangs 364,45 kWp installierter Photovoltaik-Nennleistung im Quartier auf 233,74 kWp reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion von ca. 35 %. Speisen die Erzeugungsanlagen Blindleistung ein, spielt das Kriterium der langsamen Spannungsänderung eine untergeordnete Rolle.

Keywords: Dimensionierung von Erzeugungsanlagen Energiegemeinschaften, *Multi-period Optimal Power Flow*, Planungsgrundsätze, Verteilnetzplanung

¹ Jungautor

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Dezentrale erneuerbare Erzeugungsanlagen (EZA) sind Teil einer sich wandelnden Energiewirtschaft und gewinnen insbesondere aufgrund der Klimaschutzziele an Relevanz [1]. Um der damit einhergehenden komplexeren Versorgungsaufgabe im elektrischen Energiesystem gerecht zu werden, versuchen Verteilnetzbetreiber (VNB) in ihrem Versorgungsgebiet den „zellularen Ansatz“ anzuwenden und so das physikalische Gleichgewicht im Leistungsfluss auf lokaler Ebene herzustellen [2], [3]. Gemeinschaftliche Versorgungskonzepte, bspw. durch energieoptimierte Wohnquartiere, werden als eine Möglichkeit diskutiert, den notwendigen Ausgleich vorzunehmen und dabei sowohl den lokalen Energiebedarf zu decken als auch als Anbieter verschiedener Dienstleistungen für das Energiesystem zu fungieren [4].

Da die Quartiere selten auf der grünen Wiese entstehen, muss das bestehende Versorgungsgebiet transformiert und in der Planung berücksichtigt werden. Ferner führt innerhalb des Quartiers die Einspeisung von regenerativ erzeugter Energie zu hohen Leistungsspitzen. Diese können die thermischen Grenzen von Leitungen und/ oder Transformatoren überschreiten und führen damit zu Netzausbau. Es stellt sich die Frage, welchen Einfluss die genannten Restriktionen auf die Planung von Quartieren und das elektrische Energiesystem besitzen.

1.1 Gegenwärtiger Forschungsstand

Die Planung und der Betrieb von zellularen Energiesystemen ist ein komplexes Unterfangen. So müssen eine Reihe von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie der komplexe Leistungsfluss abgebildet und die unterschiedlichen Zielsetzungen der Stakeholder beachtet werden. Nach [5] gehören zu einer erfolgreichen Planung eines zellularen Energiesystems eine Konzeptionsphase, eine technisch-wirtschaftliche und elektrotechnische Analyse sowie eine elektromagnetische und eine dynamische Analyse. Zusätzlich ist es möglich, die technisch-wirtschaftliche und die elektrotechnische Analyse zu kombinieren, um so die Auswirkungen auf das elektrische Energiesystem im ersten Planungsschritt einzuschließen. Für die wirtschaftliche Analyse werden dabei häufig quasi-stationäre Modelle mit Auflösungen von 15 Minuten oder einer Stunde verwendet. Im Gegensatz dazu basieren elektro-technische Analysen auf *Worst-Case*-Betrachtungen und arbeiten mit festen Betriebspunkten.

Hierfür ermitteln die Autoren in [6] Auswirkungen von energieoptimierten Quartieren auf die Netzdienstleistungen im Falle einer Reduzierung des Spitzenleistungsaustauschs zwischen Quartier und Energieversorgungsnetz. Dazu berücksichtigen die Autoren eine quasi-stationäre sowie eine netzdienliche Betriebsführungsstrategie der Erzeugungs- und Speicheranlagen. Für Planung und Betrieb werden jedoch nur der Wirkleistungs- und der Energiefluss berücksichtigt. Im Gegensatz dazu weisen die Autoren in [7] auf den Mangel an vergleichender Forschung für Betriebsstrategien mit wirtschaftlichem Fokus hin, welche die Auswirkungen auf Verteilnetze untersuchen. Die Autoren berücksichtigen technische Randbedingungen, um die Frage der kostenoptimalen Installation von Photovoltaik (PV) und Speichern sowie die Auswirkungen der Quartierskonfiguration auf das Verteilnetz zu klären. Das Problem wird jedoch in einem zweistufigen Modell untersucht, bei dem die Auswirkungen auf das Netz während der Planung nur in geringem Maße berücksichtigt werden können. In [8] wird die wirtschaftliche Aufteilung der gemeinsamen Anlagen in einem energieoptimierten Wohnquartier untersucht, wobei Leistungsflussbeschränkungen in das Energieoptimierungsmodell integriert werden. Das zulässige Spannungsband und die thermische Belastung der Betriebsmittel sind als

Grenzen hinterlegt. Außerdem begrenzt [9] die Spannungshöhe aufgrund der langsamen Spannungsänderungen in einem mehrperiodischen Optimal Power Flow (MP-OPF) und weist darauf hin, dass jeder Knoten in jedem Zeitschritt einen bestimmten Grenzwert erreicht.

1.2 Zielsetzung der Arbeit

Der gegenwärtige Forschungsstand verdeutlicht, dass nur wenige Arbeiten eine umfassende Kombination von technisch-wirtschaftlicher und elektrotechnischer Analyse ermöglichen und damit die netzplanerischen Kriterien bei der Dimensionierung von EZA berücksichtigen. Dies hat zur Folge, dass in einem nachgelagerten Schritt Leistungsflussanalysen für die Einhaltung der Planungskriterien durchgeführt werden müssen. Diese sind zeitaufwändig und können den aktuellen Planungsstand negativ beeinflussen. Besonders beim Umbau bestehender NS-Netze zu Quartierslösungen führt jede zusätzliche Einschränkung zu einem möglichen Netzausbau und zu einer Minderung des Nutzens für die Energiegemeinschaft. Im Zuge des Beitrags werden deshalb verschiedene Möglichkeiten zur Einbeziehung von Planungskriterien in die Dimensionierung von PV-Anlagen mit Hilfe von Power-Flow Optimierung untersucht. Die Planungskriterien werden vorgestellt und ein MP-OPF Modell um Betriebspunkte aus der konventionellen Netzplanung erweitert. Dabei wird die installierte PV-Nennleistung als globale Variable im Optimierungsproblem hinterlegt und für alle Zeitschritte und Betriebspunkte berücksichtigt. Die Kombination der beiden Ansätze ermöglicht es die Stromgestehungskosten den Zeitschritten zuzuordnen und so den wirtschaftlichsten Fall abzubilden. Gleichzeitig werden die Kriterien für die Planung des Netzes durch die Betriebspunkte zuverlässig integriert. Das Modell wird im zweiten Teil auf ein beispielhaftes NS-Netz angewendet, das als Quartier dient, und die Anlagendimensionierung vorgestellt.

1.3 Aufbau der Arbeit

Die nachfolgenden Kapitel strukturieren sich wie folgt: Zu Beginn werden in Kapitel 2 die Grundsätze für die Planung von Verteilnetzen vorgestellt. In Kapitel 3 wird die mathematische Formulierung und die jeweiligen Optimierungsvariablen vorgestellt. Zudem wird das MP-OPF Modell präsentiert sowie die Einbindung der Planungskriterien thematisiert. In Kapitel 4 wird das Modell auf ein NS-Netz angewendet und abschließend in Kapitel 5 ein Fazit gezogen.

2 Technische Grundsätze für die Planung von Verteilnetzen

Die Grundlagen für die Planung von Verteilnetzen sind für alle VNB in der DIN EN 50160 [10] definiert und durch die VDE-AR-N 4100 sowie die VDE-AR-N 4105 in deutsche Anwendungsregeln für die NS-Ebene überführt. Demnach darf eine Änderung in der Versorgungsspannung $\pm 10\%$ der Netznennspannung U_n nicht überschreiten. Zusätzlich wird darauf hingewiesen, dass die Betriebsmittel unter der thermischen Belastungsgrenze betrieben werden müssen. Die Grenzwerte werden in NS-Netzen häufig auf 100 % der Bemessungsleistung festgelegt. Da die Belastung der Leitungen und Transformatoren ein begrenzender Faktor ist, muss darauf geachtet werden, dass die Spannungen im *Worst-Case* berücksichtigt werden.

Um die Grenzen einzuhalten und die Betriebsmittel ausreichend zu bemessen, besteht die Möglichkeit, eine quasi-stationäre Lastflussberechnung durchzuführen. Dabei wird die Wirk- und Blindleistung in jedem Zeitschritt verwendet, um die Grenzwerte zu überprüfen. Alternativ

ist es üblich, stationäre Betriebspunkte zu verwenden, welche die Ober- und Untergrenze des zulässigen Betriebs abbilden [11]. Durch die Extremwertbetrachtung wird gewährleistet, dass das Netz für den gesamten Betriebsbereich angemessen dimensioniert ist. Die Skalierung von Erzeugung und Verbrauch erfolgt in den Betriebspunkten mit Hilfe von Skalierungsfaktoren, während die Betriebsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) auf den ungünstigsten Fall eingestellt wird. Nach [12] wird zwischen folgenden Betriebspunkten unterschieden:

- **Starklast (hL):** Es wird angenommen, dass die Verbraucher maximale Leistung aufnehmen, während gleichzeitig die Einspeisung im Netz minimal ist.
- **Starkeinspeisung (IPV):** Die Einspeisung ist maximal, während gleichzeitig die Belastung minimal ist.

Zudem wird in [13] auf eine langsame Spannungsänderung von $\Delta u \leq 3\%$ hingewiesen. Dies bedeutet, dass die Spannungshöhe an jeder Sammelschiene bei Betrieb der EZA innerhalb einer Toleranz von 3 % gegenüber dem Fall ohne EZA liegen muss. Es resultiert ein dritter Betriebspunkt, der in die Analyse einfließt.

- **Starklast und -einspeisung (hPV):** Es wird angenommen, dass die Lasten ein Maximum an Leistung beziehen, während die Einspeisung ein Maximum aufweist.

Die in den Betriebspunkten verwendeten Erzeugungs- und Lastparameter sind in Tabelle 1 aufgeführt. Während der Basisfall eine Betriebssituation für die Zeitschrittanalyse darstellt, stellen die Betriebspunkte hL und IPV zu untersuchende Extremszenarien dar. hPV wird als Referenz für die Überprüfung der langsamen Spannungsänderung verwendet. Die Skalierungsfaktoren und die verschiedenen Einflussfaktoren sind in [12] ausführlich beschrieben.

Tabelle 1: Skalierungsfaktoren und Betriebsspannung für die einzelnen Betriebspunkte

Beschreibung	Variable	Zeit-schritte z_s	Betriebspunkte		
			hL	IPV	hPV
Betriebsspannung	U_b	1,025	0,965	1,055	0,965
Last-Leistungsfaktor (induktiv)	$\cos(\varphi^L)$	–	0,93	0,90	0,93
Last-Skalierungsfaktor	s^L	–	1,00	0,10	1,00
PV-Leistungsfaktor (induktiv)	$\cos(\varphi^{PV})$	–	1,00 – 0,90 siehe Tabelle 2		
PV-Skalierungsfaktor	s^{PV}	–	0,00	0,95	0,95

3 Mathematische Formulierung

Das Ziel eines Optimal Power-Flow (OPF)-Problems ist es, einen stationären Betriebspunkt für die Optimierungsvariablen des Zustandsvektors x zu finden, der die Zielfunktion, z. B. die Kosten der Stromgestehung, minimiert und gleichzeitig die Beschränkungen für den zulässigen Betrieb des Netzes einhält. Das zugrundeliegende nichtlineare Optimierungsproblem wurde von Carpentier im Jahr 1962 vorgestellt. Im Gegensatz zu einem OPF beschreibt ein MP-OPF eine Reihe von mehreren quasi-stationären Zeitpunkten, die wegen intertemporaler Bedingungen nicht unabhängig voneinander berechnet werden können. Die allgemeine Form eines MP-OPF-Problems kann wie folgt beschrieben werden:

$$\min_x F(x) \tag{1}$$

u. d. N.

$$g(x) = \begin{bmatrix} \bar{g}^{\text{nl}}(x) \\ \bar{g}^{\text{lin}}(x) \\ \tilde{g}^{\text{lin}}(x) \end{bmatrix} = 0 \quad h(x) = \begin{bmatrix} \bar{h}^{\text{nl}}(x) \\ \bar{h}^{\text{lin}}(x) \\ \tilde{h}^{\text{lin}}(x) \end{bmatrix} \leq 0 \tag{2}, (3)$$

Dabei lassen sich die Nebenbedingungen (NB) in Gleichheits- und Ungleichheitsbedingungen $g(x), h(x)$ unterteilen. Die Nebenbedingungen können dazu verwendet werden den zulässigen Betrieb des Netzes innerhalb eines Zeitpunkts zu beschränken. Hierzu werden lineare und nichtlineare Nebenbedingungen verwendet. Zudem werden zeitabhängige Beschränkungen $\tilde{g}^{\text{lin}}(x)$ bzw. $\tilde{h}^{\text{lin}}(x)$ eingeführt. Diese sind in der Arbeit rein linear und beschränken die Zulässigkeit des Problems zwischen zwei Zeitpunkten. Eine Übersicht zur Anwendung und Einbindung der verschiedenen Nebenbedingungen befindet sich in [14].

Nachfolgende Indizes werden in der Arbeit verwendet:

- $n \in \mathcal{N}$ ist die Anzahl der Haushalte (HH). Jeder HH wurde mit PV ausgestattet.
- $m \in \mathcal{M}$ ist die Anzahl an Generatoren. Diese umfassen PV und das externe Netz.
- $s \in \mathcal{S}$ ist die Anzahl der Knoten. Lasten und Generatoren sind den Knoten zugeordnet.
- $i \in \mathcal{I}$ ist die Anzahl der Zweigstellen. Diese umfassen Leitungen und Transformatoren.
- $t \in \mathcal{T}$ sind die Zeitpunkte des MP-OPF Problems. Diese Zeitpunkte könnten entweder Zeitschritte $t_1 \in zs$ oder Betriebspunkte $t_2 \in bp$ umfassen

In der Arbeit wird das Modell verwendet, um die installierte PV-Nennleistung pro HH zu maximieren und so die maximale Nennleistung der PV-Anlagen bei Einhaltung der Betriebsgrenzen zu erhalten. Die Zielfunktion ist in (4) dargestellt und umfasst die Bezugskosten aus dem externen Netz $c^{\text{netz}+}$ sowie die Einspeisevergütung $c^{\text{netz}-}$ für den erzeugten PV-Strom. Beide Kostenterme werden auf die Zeitschritte t_s begrenzt, d. h. in bp werden keine Kosten fällig. Zudem werden die Gestehungskosten des PV-Stroms mithilfe der Annuitätenmethode aus der installierten Nennleistung $S_n^{\text{PV,max}}$ bestimmt. Diese wird als globale Variable realisiert. Das bedeutet, dass S_n^{PV} durch das Lösen des MP-OPF so bestimmt wird, dass alle NB eingehalten werden. In Abbildung 1 ist die Aufteilung von zs und bp schematisch dargestellt.

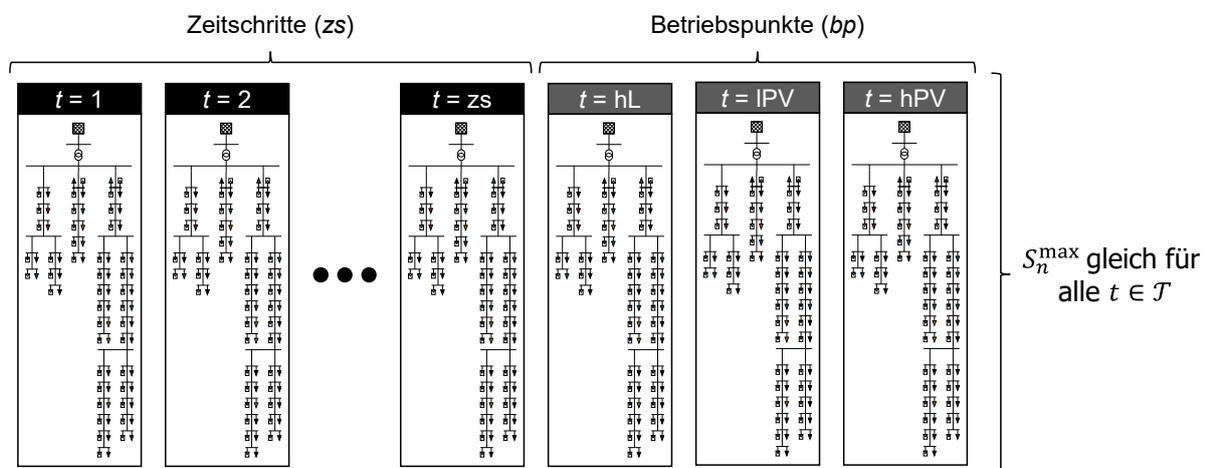


Abbildung 1: Schematische Aufteilung von Zeitschritten und Betriebspunkten im Modell

$$F(x) = \sum_{t_1=1}^{ts} \left([c^{\text{netz}+} \quad -c^{\text{netz}-}] \begin{bmatrix} P_{t_1}^{\text{netz}+} \\ P_{t_1}^{\text{netz}-} \end{bmatrix} \right) + \sum_{n=1}^N (c_n^{\text{PV}} \cdot S_n^{\text{PV}}) \quad (4)$$

Die Optimierungsvariablen des Zustandsvektors x aus Gleichung (5) umfassen mit $U_{s,t}$ den Spannungsbetrag, mit $\theta_{s,t}$ den Spannungswinkel sowie mit $P_{m,t}^G$ und $Q_{m,t}^G$ die Wirk- und Blindleistungsvariablen der quasi-stationären Erzeugungleistung in den Zeitpunkten. Zudem umfasst der Zustandsvektor die globale Variable S_n^{PV} , die unabhängig von den Zeitpunkten ist.

$$x = [U_{s,t}, \theta_{s,t}, P_{m,t}^G, Q_{m,t}^G, S_n^{\text{PV}}]^T \quad (5)$$

3.1 MP-OPF Modell mit Zeitschritten (zs)

Für das zeitreihenbasierte MP-OPF-Modell werden die Variablen in den Zeitschritten ermittelt. Dies umfasst den linken Teil in Abbildung 1 und ist für den Spannungsbetrag U_{s,t_1} in Gleichung (6) dargestellt. Dabei wird der Zeitschritt t_1 mit $t_1 = 1, 2, \dots, zs$ bezeichnet, wobei zs der letzte Zeitschritt ist. Zu beachten ist, dass die Periodizität des Vektors auch auf die linearen und nichtlinearen Gleichheits- und Ungleichheitsbedingungen mit Ausnahme der zeitabhängigen Nebenbedingungen angewendet wird.

$$U_{s,t_1} = [U_{s,t_1=1}, \dots, U_{s,t_1=zs}]^T \quad (6)$$

3.1.1 Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen

Die Einspeisung von Wirk- und Blindleistung der EZA wird im Teil mit zs durch ein normiertes Globalstrahlungsprofil a_{n,t_1}^{PV} und dem Wirkungsgrad η^{PV} mit der globalen Variablen $S_n^{\text{PV,max}}$ verknüpft. Zusätzlich wird mithilfe von Gleichung (8) die gleiche Größe der installierten PV-Anlagenleistung für alle Erzeugungsanlagen der HH vorgegeben. Dies ermöglicht einen diskriminierungsfreien Anschluss der EZA an jedem Haushalt n .

$$P_{n,t_1}^{\text{PV}} + j \cdot Q_{n,t_1}^{\text{PV}} = S_n^{\text{PV,max}} \cdot a_{n,t_1}^{\text{PV}} \cdot \eta^{\text{PV}} \cdot (\cos(\varphi^{\text{PV}}) + j \cdot \sin(\varphi^{\text{PV}})) \quad (7)$$

$$S_{n=1}^{\text{PV}} = \dots = S_{n=N}^{\text{PV}} \quad (8)$$

Den Lasten wird ein fester Wert zugewiesen, wobei die zugrundeliegenden synthetischen Lastprofile aus [15] verwendet werden. Diese umfassen ungleichmäßig verteilte HH- und Wärmepumpenlasten (WP-Lasten) sowie Profile für Heimpladestationen (LS-Lasten). Allgemein werden die Lastprofile zeitreihenbasiert jedem Haushalt n wie folgt zugewiesen.

$$P_{n,t_1}^{\text{L}} + j \cdot Q_{n,t_1}^{\text{L}} = P_{n,t_1}^{\text{synthetic}} + j \cdot Q_{n,t_1}^{\text{synthetic}} \quad (9)$$

3.1.2 Elektrisches Energiesystem

Für jeden Knoten werden die komplexe Admittanzmatrix \underline{Y} und die komplexen Knotenspannungen $\underline{U}_{s,t}$ verwendet, um die nichtlinearen Lastflussgleichungen für jeden Zeitschritt t zu formulieren. Zudem ist U_b die Betriebsspannung am NAP. Die Betriebsspannung wird für Zeitschritte zs mit $U_b = 1,025$ p. u. als konstant angenommen.

$$P_{s,t}^{\{\text{L,G}\}} + j \cdot Q_{s,t}^{\{\text{L,G}\}} = \text{Re}(\underline{U}_{s,t} \cdot \underline{Y}_{s \times s,t}^* \cdot \underline{U}_{s,t}) + j \cdot \text{Im}(\underline{U}_{s,t} \cdot \underline{Y}_{s \times s,t}^* \cdot \underline{U}_{s,t}) \quad (10)$$

Die Beschränkung der Knotenspannungen auf $\pm 10\%$ der Nennspannung des Netzes U_n und die thermische Begrenzung der Leitungen und Transformatoren kann durch eine Begrenzung des Scheinleistungsflusses $S_i^{\text{br,max}}$ in das Modell integriert werden. Für die Leitungen und die Transformatoren wird hierbei 100% der Bemessungsleistung als Grenzwert angenommen.

$$U_s^{\text{min}} \leq U_{s,t} \leq U_s^{\text{max}} \quad (11)$$

$$S_i^{\text{br}} \leq S_i^{\text{br,max}} \quad (12)$$

3.1.3 **Exkurs: Langsame Spannungsänderung (Δu) im Modell mit Zeitschritten zs**

In jedem Zeitschritt muss sichergestellt werden, dass die Maximalwerte von Δu nicht überschritten werden. Um Δu ohne zeitabhängige Nebenbedingungen zu berücksichtigen, ist es denkbar, die Spannungen des initialen Leistungsflusses zu verwenden. Mit der Initialisierung werden die Spannungswerte ohne EZA an jeder Sammelschiene ermittelt. Anschließend werden die Spannungsobere- und die -untergrenzen auf die initialen Werte und die langsame Spannungsänderung beschränkt.

$$U_{s,t_1}^{\text{init}} - \Delta u \leq U_{s,t_1} \leq U_{s,t_1}^{\text{init}} + \Delta u \quad (13)$$

Neben der Einbindung von Δu in das zeitschrittbasierte Modell, besteht die Möglichkeit die genannten Betriebspunkte in das Modell aufzunehmen, was nachfolgend vorgestellt wird.

3.2 **Einbindung der Planungskriterien durch Erweiterung des MP-OPF mithilfe von Betriebspunkten (bp)**

Im Gegensatz zu quasi-stationären Zeitschritten müssen nur zwei oder drei Betriebspunkte für die Extremwertbetrachtung zusätzlich modelliert werden. Dies ist für $U_{s,t}$ in (14) dargestellt.

$$U_{s,t} = [U_{s,t_1=1}, \dots, U_{s,t_1=zs}, U_{s,t_2=hL}, U_{s,t_2=IPV}, U_{s,t_2=hPV}]^T \quad (14)$$

Durch die geringe Anzahl von zusätzlichen Schritten wird die Anzahl der Variablen und Nebenbedingungen nur gering erhöht, was auch der rechte Teil von Abbildung 1 zeigt. Jedoch müssen für die Betrachtung effiziente Arbeitspunkte gefunden und in Skalierungs- und Gleichzeitigkeitsfaktoren überführt werden. Dies ist immer noch Gegenstand der Forschung [11].

3.2.1 **Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen**

Die Lasten werden in den Betriebspunkten als feste PQ-Lasten modelliert. Zudem wird den Lasten mit Hilfe von Skalierungsfaktoren $s_{t_2}^L$ gemäß Tabelle 1 und Gleichzeitigkeitsfaktoren g^L aus [15] in den Betriebspunkten ein spezifischer Wert zugewiesen.

$$P_{n,t_2}^L + j \cdot Q_{n,t_2}^L = g^L \cdot s_{t_2}^L \cdot P_n^L \cdot (\cos(\varphi^L) + j \cdot \sin(\varphi^L)) \quad (15)$$

Um S_n^{PV} zuverlässig in das Modell zu integrieren, werden die Skalierungsfaktoren $s_{t_2}^{\text{PV}}$ aus Tabelle 1 verwendet. Dabei stellt die globale Variable den Betrieb innerhalb der Betriebspunkte sicher, auch wenn die Erzeugungsanlagen während der Zeitschritte aus dem vorherigen Abschnitt nicht die maximale Leistung annehmen.

$$P_{n,t_2}^{\text{PV}} + j \cdot Q_{n,t_2}^{\text{PV}} = s_{t_2}^{\text{PV}} \cdot S_n^{\text{PV}} \cdot (\cos(\varphi^{\text{PV}}) + j \cdot \sin(\varphi^{\text{PV}})) \quad (16)$$

3.2.2 Elektrisches Energiesystem

Die nichtlinearen Lastflussgleichungen, die Begrenzungen für die Knotenspannungen und die thermischen Grenzen der Betriebsmittel aus Kapitel 3.1.2 enthalten nur zeitunabhängige Nebenbedingungen. Daher können diese ebenfalls in den Betriebspunkten angenommen werden (Gleichung (10) – (12)). Die Betriebsspannung am NAP wird nach Tabelle 1 zwischen 0,965 p.u. und 1,055 p.u. variiert, da kein Stufenschalter am Transformator vorhanden ist.

3.2.3 Langsame Spannungsänderung (Δu) in der Erweiterung mit Betriebspunkten

Die langsame Spannungsänderung Δu kann durch die Differenz zwischen dem Betrieb ohne Einspeisung und hoher Einspeisung aller PV-Anlagen in den Betriebspunkten abgebildet werden. Hierfür werden die beiden Betriebspunkte hPV und hL verwendet.

$$U_{s,t_2=\text{hPV}} \leq (1 + \Delta u) \cdot U_{s,t_2=\text{hL}} \quad (17)$$

$$(1 - \Delta u) \cdot U_{s,t_2=\text{hL}} \leq U_{s,t_2=\text{hPV}} \quad (18)$$

Für die langsame Spannungsänderung Δu wird in der Niederspannung nach VDE-AR-N 4105 eine maximale Abweichung von 3 % angenommen [13].

4 Fallstudie und Ergebnisse

Die Modellierung und Simulationen werden mittels Python 3.8 und dem Netzberechnungsprogramm pandapower durchgeführt [16]. Da pandapower kein MP-OPF-Modell bereitstellt, wird die Struktur angepasst und zusätzliche Variablen und Nebenbedingungen nach Kapitel 3 hinzugefügt. Für die Lösung des nichtlinearen Optimierungsproblems wird das Innere-Punkt-Verfahren verwendet und das Problem in ein primales und ein duales Problem zerlegt. Durch die Aufteilung handelt es sich um ein konvexes Optimierungsproblem. Das Modell hat eine allgemeingültige Struktur und kann auf Netze im pandapower-Format angewendet werden.

Abbildung 2 zeigt das verwendete NS-Netz aus [15], das im Folgenden als Quartier dient. Im Vergleich zum Originalnetz wird eine hohe PV-Durchdringung untersucht, weshalb das NS-Netz um PV-Erzeugungsanlagen an jedem HH erweitert wurde. Das Netz besteht aus drei strahlenförmigen Abgängen, hat eine Gesamtlänge von 745 m und besteht aus 41 HH-Lasten mit einer Gesamtleistung von 235 kVA. Für die HH im Quartier werden unterschiedliche Profile und Verbrauchsleistungen verwendet. Ferner werden die HH-Lasten um WP und LS für Elektrofahrzeuge erweitert. Diese werden als zusätzliche Lasten an den Knoten berücksichtigt. Die entsprechenden Knoten sind in Abbildung 2 hervorgehoben. Aufgrund der hohen Durchdringung von WP und LS steigt die Gesamtleistung im Quartier um 128 kVA an. Aus diesem Grund wird ein Transformator mit einer Bemessungsleistung von $S_{rT} = 630$ kVA für die Versorgung des Quartiers berücksichtigt. Die notwendigen Zeitreihen für die Zeitschritte ts sind im Modell aus [15] in 15-minütiger Auflösung für das Jahr 2016 hinterlegt. Darüber hinaus werden die Betriebspunkte bp nach der Vorgabe aus Tabelle 1 definiert und hinterlegt. Für die PV-Anlagen wird zudem ein Wirkungsgrad η^{PV} von 85 % angenommen. Das Ziel der Optimierung ist es die Kosten der Stromgestehung zu minimieren. Dazu werden für die Bezugskosten aus dem externen Netz $c^{\text{netz}+} = 0,33$ €/kWh und die Einspeisevergütung $c^{\text{netz}-} = 0,07$ €/kWh angenommen. Die PV-Anlagen werden über einen Zeitraum von 27 Jahren abgeschrieben, wobei ein Anschaffungspreis von 550,00 €/kW bei einem Zinssatz von 2,5 % angenommen wird [17, 18].

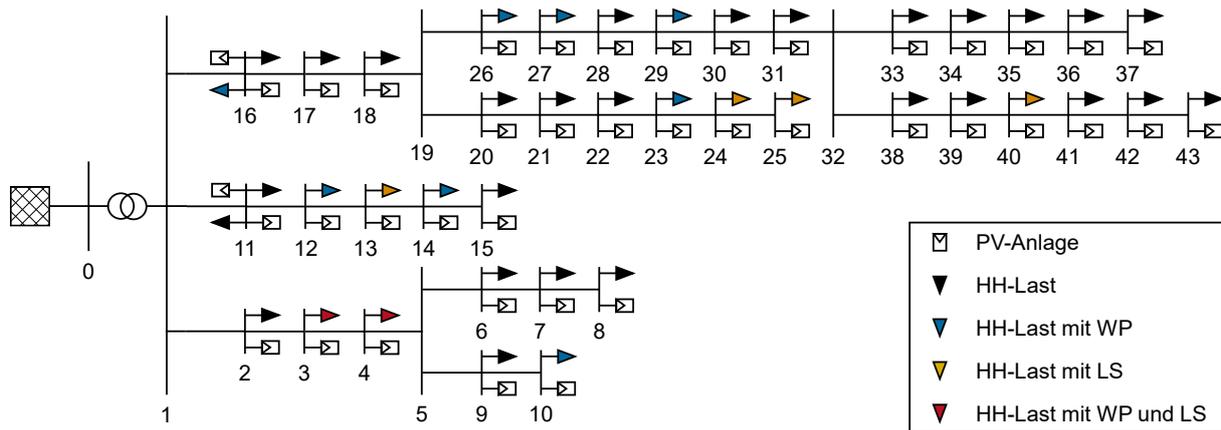


Abbildung 2: Schematische Darstellung des NS-Netzes "LV_semiurb4_2" aus [15]

Die thermischen Grenzen von Leitungen und Transformatoren sind auf den Nennstrom bzw. die Nennleistung bezogen und werden auf 100 % begrenzt. Das zulässige Spannungsband zwischen $\pm 10\%$ der Nennspannung des Netzes wird eingehalten.

Der Einfluss der Planungskriterien auf die Dimensionierung der installierten PV-Leistung und damit einer möglichen Einbindung der Betriebspunkte in die Optimierung mit Zeitschritten wird zunächst untersucht. Tabelle 2 verdeutlicht hierfür die vier möglichen Erweiterungen des Optimierungsproblems einschließlich der relevanten Nebenbedingungen. In den beiden Szenarien S 1 und S 1.1 erfolgt die Dimensionierung der PV-Anlagen durch die Zeitschritte (Kapitel 3.1). Zudem wird Δu in S 1.1 mithilfe von Gleichung (13) berücksichtigt. In den beiden Szenarien S 2 und S 2.1 wird die Dimensionierung der PV-Anlagen um die Betriebspunkte erweitert (Kapitel 3.2). Dies ermöglicht es die langsame Spannungsänderung aus (18) und (19) vollständig zu integrieren. Die Bereitstellung von Blindleistung durch die PV-Anlagen wird durch einen Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi^{PV})$ realisiert und dieser zwischen 0,90 – 1,00 variiert.

Tabelle 2: Übersicht der untersuchten Szenarien einschließlich relevanter Gleichungen

Nr.	$\cos(\varphi^{PV})$			Betriebspunkte	Zeitschritte	$\Delta u?$	relevante Nebenbedingungen
	1,00	0,95	0,90				
S 1	a	b	c	–	zs	Nein	(4), (7)-(12)
S 1.1	a	b	c	–	zs	Ja	(4), (7)-(13)
S 2	a	b	c	hL, IPV	zs + 2	Nein	(4), (7)-(12), (15,16)
S 2.1	a	b	c	hL IP, hPV	zs + 3	Ja	((4), (7)-(12), (15,18))

Tabelle 3 zeigt die Ergebnisse der untersuchten Szenarien bei Variation des Verschiebungsfaktors. Dargestellt sind insbesondere die Ergebnisse für die aufsummierte Nennleistung der installierten PV-Anlagen im Quartier ΣS^{PV} und die maximalen Belastungen der Leitungen und Transformatoren. Die installierte PV-Nennleistung wird in Abschnitt 4.1 untersucht, während in Abschnitt 4.2 die thermischen Belastungsgrenzen der Leitungen und Transformatoren analysiert werden. Darüber hinaus sind die minimale und maximale Spannung im Quartier U^{\min} und U^{\max} in der Tabelle aufgeführt. Der zeitaufgelöste Spannungsbetrag mit und ohne Betriebspunkte im MP-OPF wird in Abschnitt 4.3 gegenübergestellt. Dabei ist zu beachten, dass im Abschnitt 4.2 und 4.3 lediglich die beiden Extrema, d. h. Szenario S 1.a und Szenario S 2.1.a gegenübergestellt werden.

Tabelle 3: Vergleich der installierten Nennleistung der Photovoltaik-Anlagen, der thermischen Belastung von Leitungen und Transformator sowie der maximalen und minimalen Spannung im Quartier

$\cos(\varphi)$	Nr. 1			Nr. 1.1 (mit Δu)		
	1,00 (a)	0,95 (b)	0,90 (c)	1,00 (a)	0,95 (b)	0,90 (c)
ΣS^{PV} in kWp	364,45	358,48	355,64	359,98*	358,48	355,64
i_{th} in %	100,00	100,00	100,00	98,80	100,00	100,00
s_T in %	58,67	60,12	61,17	57,81	60,12	61,17
U^{min} in p. u.	1,015	1,012	1,001	1,014	1,012	1,001
U^{max} in p. u.	1,052	1,029	1,025	1,051	1,029	1,025

$\cos(\varphi)$	Nr.2			Nr. 2.1 (mit Δu)		
	1,00 (a)	0,95 (b)	0,90 (c)	1,00 (a)	0,95 (b)	0,90 (c)
ΣS^{PV} in kWp	344,53	334,21	329,24	233,74*	334,22	329,25
i_{th} in %	100,00	100,00	100,00	91,92	100,00	100,00
s_T in %	92,81	92,81	92,81	92,81	92,81	92,81
U^{min} in p. u.	0,905	0,905	0,905	0,905	0,905	0,905
U^{max} in p. u.	1,052	1,029	1,025	1,051	1,029	1,025

*): Grenze der langsamen Spannungsänderung Δu erreicht

4.1 Installierte Nennleistung der Photovoltaik-Anlagen (ΣS^{PV})

In Abbildung 3 ist die installierte Nennleistung der PV-Anlagen für die vier Szenarien inklusive Variation des Verschiebungsfaktors $\cos(\varphi^{PV})$ dargestellt. In S 1 variiert ΣS^{PV} zwischen 364,45 kWp (8,89 kWp/ HH) und 355,64 kWp (8,67 kWp/ HH). Die Abnahme mit sinkendem Verschiebungsfaktor lässt sich durch den höheren Blindleistungsfluss im Quartier begründen. Dieser lässt die Leitungen früher überlasten und begrenzt somit die installierte Nennleistung. Im S 1.1 (mit Δu aus 3.1.3) schwankt ΣS^{PV} zwischen 359,59 kWp (8,77 kWp/ HH) und 355,64 kWp (8,67 kWp/ HH). Auffällig ist hierbei, dass in S 1.1.a weder Leitung noch Transformator an der thermischen Belastungsgrenze ist. Somit ist die langsame Spannungsänderung Δu der limitierende Faktor. Aufgrund der Tatsache, dass Δu in diesem Szenario aber nur über den initialen Lastfluss abgeschätzt wird, unterscheiden sich die Ergebnisse nur gering von den Ergebnissen aus S 1. Zudem werden durch die Hinzunahme der Blindleistung (S. 1.1.b – 1.1.c) die gleichen Ergebnisse wie in S 1 für ΣS^{PV} erzielt. Grund dafür ist, dass in beiden Fällen die Belastung von Leitung 16 der limitierende Faktor ist.

Für das zweite Szenario, das die Betriebspunkte miteinbindet, sind die Ergebnisse ebenfalls in Abbildung 3 dargestellt. Die Verschiebungsfaktoren für $\cos(\varphi^{PV})$ führen in S 2 zu Ergebnissen im Bereich von 344,53 kWp (8,40 kWp/ HH) und 329,24 kWp (8,03 kWp/ HH). Die niedrigeren Ergebnisse für die installierte PV-Nennleistung kommen durch die höhere Auslastung der Betriebsmittel in den Betriebspunkten zustande. Diese stellen die Extremwerte für den zulässigen Betrieb dar und limitieren die installierte PV-Leistung. In Szenario 2.1 wird die langsame Spannungsänderung mit Gleichung (17), (18) berücksichtigt. Diese senkt im Fall eines Verschiebungsfaktors $\cos(\varphi^{PV}) = 1$ die installierte PV-Leistung im Quartier deutlich auf 233,74 kWp (5,70 kWp/ HH). Szenario 2.1.b und 2.1.c weisen die gleichen Ergebnisse wie Szenario 2.a und 2.b auf. Auch in diesem Fall ist durch Leitung 16 die Begrenzung gegeben.

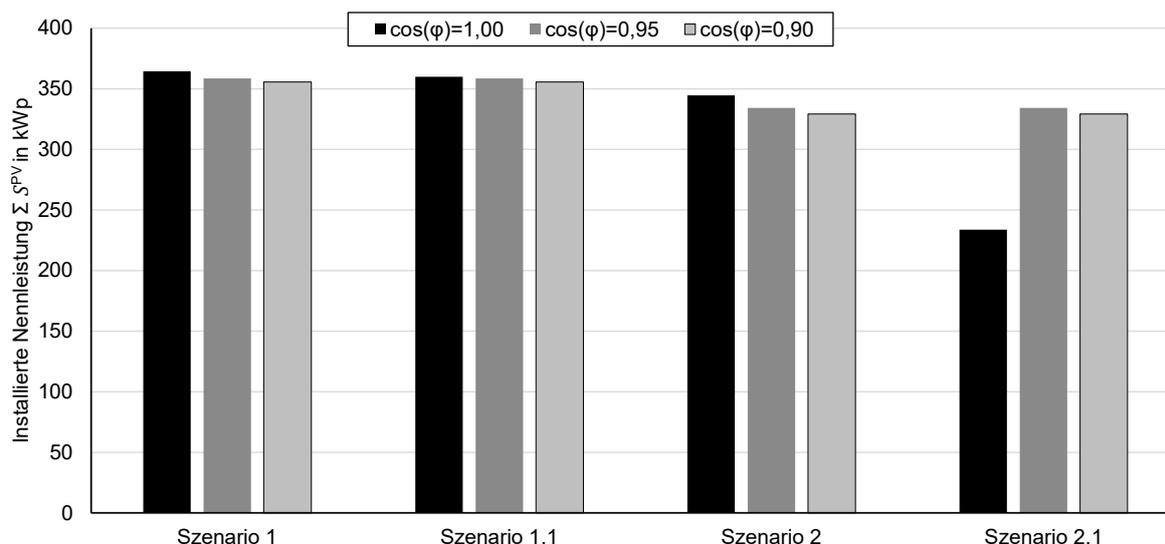


Abbildung 3: Gegenüberstellung der installierten Nennleistung im Quartier "LV_semiurb4_2"

Zusammenfassend konnte im ersten Teil der Fallstudie gezeigt werden, dass insbesondere für einen Verschiebungsfaktor von $\cos(\varphi^{PV}) = 1$ die langsame Spannungsänderungen einen Einfluss auf die installierte PV-Nennleistung hat. Demgegenüber führt die Einspeisung von induktiver Blindleistung durch die PV-Anlagen zu Senkung des Spannungsanstiegs über die Leitung und wirkt damit dem Einfluss der langsamen Spannungsänderung entgegen. Gleichzeitig führt der induktive Blindleistungsfluss aber auch zu einer höheren Auslastung der Leitungen und Transformatoren. Nachfolgend werden die Belastungen dieser sowie das zugrundeliegende Spannungsband untersucht. Hierzu werden die beiden Szenarien S 1.a und S 2.1. a gegenübergestellt. Diese stellen die maximale und minimale installierte Nennleistung der PV-Anlagen durch Lösen des MP-OPFs gegenüber.

4.2 Thermische Belastung von Transformator und Leitungen

Die thermische Belastung des Transformators zeigt Tabelle 3 auf Seite 10. Im S 1.a wird s_T mit 58,67 % der Bemessungsleistung des Transformators ausgewiesen. Im Vergleich dazu liegt in Szenario 2.1.a die thermische Belastung des Transformators bei $s_T = 92,81$ %. Begründen lässt sich die deutlich höhere Belastung des Transformators in S 2.1.a durch den Einbezug der Betriebspunkte. So werden in bp Gleichzeitigkeits- und Skalierungsfaktoren aus Tabelle 1 verwendet, und für die Erzeugung und den Verbrauch der HH hinterlegt. Es resultiert eine deutlich höhere Auslastung der Betriebsmittel in den Betriebspunkten.

Abbildung 4 zeigt die thermische Belastung der Leitungen in den Szenarien S 1.a und S 2.1.a. Dabei umfassen die Ergebnisse aus S 1.a lediglich die Zeitschritte und sind mit grauen Balken dargestellt. S 2.1.a zeigt die Ergebnisse der Zeitschritte und Betriebspunkte. Auch hier sind die Ergebnisse der Zeitschritte in Balkenform dargestellt. Die Leitungen sind in Abbildung 4 nach dem zweiten Verbindungsknoten benannt. Leitung 16 ist somit die Leitung zwischen Knoten 2 und Knoten 16.

Es lassen sich drei Erkenntnisse aus der Gegenüberstellung der beiden Szenarien ableiten. Der Netzbetrieb in Szenario 2.1.a führt zu Ergebnissen deutlich unter den thermischen

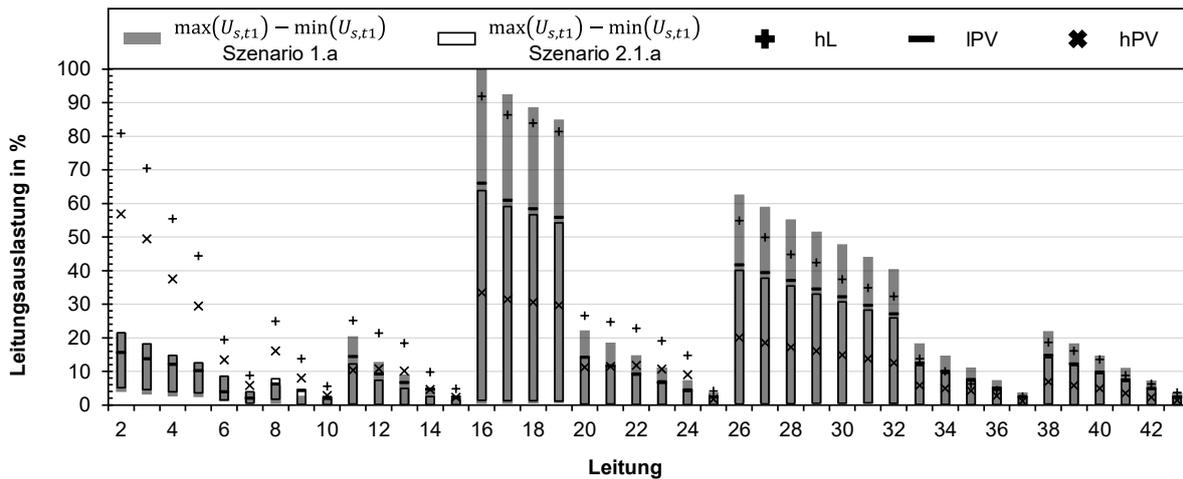


Abbildung 4: Gegenüberstellung der Leitungsauslastung im Quartier für Szenario 1.a und Szenario 2.1.a

Belastungen in den Betriebspunkten. In S 1a liegt im Vergleich zu S 2.1.a in den Abgängen 2-8, 2-10, 11-15 und 16-25 die maximale thermische Belastung der Leitungen deutlich unter der Maximalbelastung im Betriebspunkt hL. Die thermische Belastung der Leitungen im längsten Abgang 16-43 liegt demgegenüber in S 1.a über der Belastung in den Betriebspunkten. Diese begrenzt die installierte PV-Nennleistung im Quartier, da Leitung 16 zwischen Knoten 1 und Knoten 16 die thermische Belastungsgrenze erreicht. Die hohe installierte PV-Nennleistung im S 2.1 ist jedoch gemäß den Planungskriterien aus Kapitel 2 nicht zulässig, weshalb in S 2.1.a geringere Werte ermittelt werden.

4.3 Spannungsband

Abbildung 5 zeigt die Spannungsbeträge an den Knoten im Quartier in den Szenarien S 1.a und S 2.1.a. Hierbei handelt es sich bei Knoten 0 um den Bilanzknoten auf der Oberspannungsseite des Transformators. Auch hier ist der Netzbetrieb in den Zeitschriften mit Balken für S 1.a und S 2.1.a veranschaulicht. Die drei Betriebspunkte sind ebenfalls dargestellt. Deutlich wird insbesondere die Anpassung der Betriebsspannung U_b in den Betriebspunkten.

Im Vergleich zur Gegenüberstellung der Leitungsauslastung sind die Spannungen in S 1.a deutlich unter den Spannungen in den Betriebspunkten. So beträgt die maximale Spannung in S 1.a $U^{\max} = 1,05$ p. u. während die minimale Spannung $U^{\min} = 1,01$ p. u. beträgt. Grund für die höheren Spannungen im S 2.a. ist die Anpassung der Betriebsspannung in die Betriebspunkte. Vergleicht man die Spannungen in den Zeitschritten t_s miteinander, so beträgt die maximale Spannung in S 2.a $U_{t_1}^{\max} = 1,04$ p. u. bzw. die minimale Spannung $U_{t_1}^{\min} = 1,01$ p. u. Beide liegen somit zwischen den Ergebnissen von S 1.a. Vergleicht man den Spannungsanstieg entlang der Abgänge, so weichen die Ergebnisse von S 1.a von den Ergebnissen des Szenarios 2.1.a im Abgang 2-10 ab. In diesem liegen die Spannungen in den Zeitschritten in S 1 über denen von S 2.1.a. Demgegenüber liegen die Spannungen in den restlichen Abgängen zwischen dem Maximum und dem Minimum aus S 1.a. Darüber hinaus ist in S 2.1.a die Einhaltung der langsamen Spannungsänderung in allen Betriebspunkten ersichtlich. So beträgt die Abweichung zwischen den Betriebspunkten IPV und hPV an keinem Knoten $\geq 3\%$. Der limitierende Faktor für die installierte Nennleistung an den HH im Quartier ist Knoten 43.

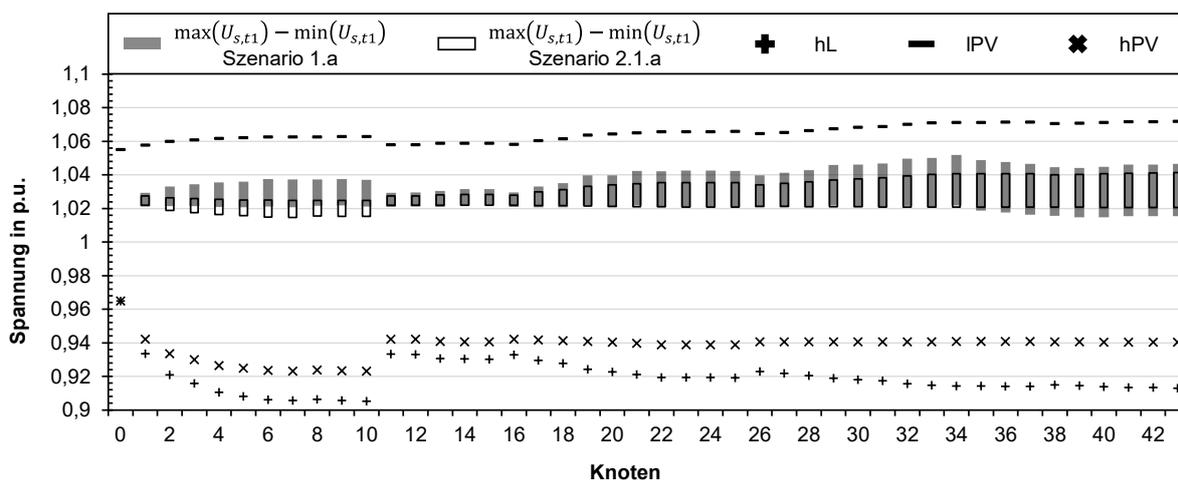


Abbildung 5: Gegenüberstellung der Spannung im Quartier für Szenario 1.a und Szenario 2.1.a

5 Schlussfolgerung

In der Arbeit werden die Auswirkungen der Planungsprinzipien auf die Dimensionierung von Photovoltaikanlagen mittels mehrperiodischer Leistungsflussoptimierung dargestellt. Hierfür wird die Bedeutung der Planungskriterien thematisiert und die Möglichkeit der Einbindung in ein *mehrperiodisches Optimal Power-Flow-Modell* vorgestellt. Dabei wird die installierte Photovoltaik-Nennleistung als globale Variable im Optimierungsproblem hinterlegt und so für alle Zeitschritte und Betriebspunkte berücksichtigt. Die Kombination der beiden Ansätze (Zeitschritte und Betriebspunkte) ermöglicht es die Stromgestehungskosten den Zeitschritten zuzuordnen und so den wirtschaftlichsten Fall abzubilden. Gleichzeitig werden die Kriterien für die Planung des Netzes durch die Betriebspunkte zuverlässig in das Modell integriert.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Einfluss der Planungsgrundsätze auf die installierte Photovoltaik-Leistung im Quartier erheblich ist. Bezieht man alle Planungskriterien (S 2.1.a) in die Dimensionierung mit ein, sinkt die zulässige installierte Nennleistung der Photovoltaikanlagen für das Quartier von eingangs 364,45 kWp auf 233,74 kWp. Speisen die Erzeugungsanlagen induktive Blindleistung durch einen festen Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi^{PV})$ ein, spielt die langsame Spannungsänderung eine untergeordnete Rolle. Im weiteren Teil der Fallstudie werden die thermische Belastung der Leitungen und Transformatoren sowie das Spannungsband analysiert. Hierzu werden die Ergebnisse des Modells mit Zeitschritten (S 1.a) mit den Ergebnissen der Berücksichtigung aller Planungskriterien (S 2.1.a) verglichen. Die detaillierte Untersuchung der thermischen Belastung sowie die Untersuchung Spannungsbeträge unterstreicht die Notwendigkeit der Berücksichtigung der Planungskriterien in der Optimierung.

5.1.1 Limitationen

Die Dimensionierung der Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen mit Power-Flow Optimierung konnte mit unterschiedlichen Einschränkungen vorgenommen werden. So wird für die installierte Photovoltaik-Anlagenleistung ein fester Grenzwert von 25 kWp pro Haushalt berücksichtigt und eine gleiche PV-Nennleistung für alle Haushalte festgeschrieben. Denkbar wäre es eine variable Anlagengröße in das Modell zu integrieren und die Grenzwerte mit einem Geoinformationssystem für die Dachflächen der Haushalte individuell zu ermitteln. Weiter

beschränkt sich die Analyse auf ein Beispielnetz aus [15]. Die Analyse sollte deshalb auf weitere Netze ausgeweitet und so die Ergebnisse der Arbeit konkretisiert werden.

5.1.2 Weiterer Forschungsbedarf

Überhaupt verdeutlichen die Arbeit, dass weitere Forschung in dem Gebiet notwendig ist. Aus diesem Grund werden die Erkenntnisse der Arbeit im Rahmen des Reallabors DELTA für die Planung eines Wohnquartiers in Südhessen angewendet [20]. Um den Einfluss der Planungsgrundsätze weiter zu untersuchen, sollten sich zukünftige Arbeiten zudem mit verschiedenen Netztypen und dem Einfluss weiterer Parameter beschäftigen. Zusätzlich wäre es denkbar Netzausbaumaßnahmen im Modell zu berücksichtigen und so die installierte Photovoltaik-Anlagenleistung weiter zu steigern. In Bezug auf die Stakeholder der Energiegemeinschaft spielen insbesondere die Wirtschaftlichkeit der optimalen Dimensionierung von Erzeugungsanlagen eine wesentliche Rolle. Eine zusätzliche Integration von elektrischen Speichern in die Betriebspunkte der mehrperiodischen Leistungsflussanalysen ist ebenfalls notwendig, um den notwendigen Netzausbaubedarf und die Grundsätze der Netzplanung abzubilden.

Danksagung

Die Ergebnisse dieser Arbeit sind im Rahmen des Projekts „DELTA“ (Darmstädter Energielabor für Technologie in der Anwendung) entstanden (Förderkennzeichnung 03EWR002A). Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz sowie dem Projektträger Jülich für die Unterstützung im Rahmen des Reallabors.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Literatur

- [1] Deutsche Energie-Agentur, "Energy Communities: Beschleuniger der dezentralen Energiewende", März 2022.
- [2] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), "Der Zellulare Ansatz", VDE-Studie, Juni 2015.
- [3] J. Bayer, M. Bögl, and T. Benz. "Zellulares Energiesystem–Ein Beitrag zur Konkretisierung des Zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen", VDE-Technischer Report, 2019.
- [4] Y. Parag and B. K. Sovacool, "Electricity market design for the prosumer era", Nat. Energy, vol. 1, no. 4, p. 16032, 2016.
- [5] VDE ETG Energietechnik, "Planung zellularer Energiesysteme – Teil 1: Effektive integrierte Investitions- und Betriebsplanung von Energiezellen", VDE-Technischer Report, 2022.
- [6] R. Sudhoff, S. Schreck, S. Thiem, and S. Niessen, "Operating renewable energy communities to reduce power peaks in the distribution grid", Energies, vol. 15, no. 15, p. 5468, 2022.
- [7] T. Weckesser, D. F. Dominković, E. M. V. Blomgren, A. Schledorn, and H. Madsen, "Renewable Energy Communities: Optimal sizing and distribution grid impact of photovoltaics and battery storage", Appl. Energy, vol. 301, no. 117408, p. 117408, 2021.

- [8] S. Norbu, B. Couraud, V. Robu and D. Flynn, "Modeling economic sharing of joint assets in community energy projects under LV network constraints", *IEEE Access*, vol. 9, pp. 112019–112042, 2021.
- [9] N. Meyer-Huebner, M. Haas, M. Uhrig, M. Suriyah, and T. Leibfried, "Dynamic optimal Power-Flow for dimensioning and operating quarter based storage in low voltage grids", in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Januar 2017.
- [10] Standard EN 50160:2020-11, "Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks".
- [11] P. Wintzek, S. A. Ali, J. Monscheidt, B. Gemsjäger, A. Slupinski and M. Zdrallek, "Planungs und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen", *Neue Energie aus Wuppertal*, vol. 35, 2021.
- [12] S. Meinecke et al., "General planning and operational principles in german distribution systems used for simbench", *25th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution* CIRED 2019, Juni 2019.
- [13] VDE-AR-N 4105:2018-11, "Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz".
- [14] N. Meyer-Huebner, A. Mosaddegh, M. Suriyah, T. Leibfried, C. A. Canizares, and K. Bhattacharya, "Large-scale dynamic optimal Power-Flow problems with energy storage systems", *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Jun. 2018.
- [15] S. Meinecke et al., "SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power-Flow Analysis", *Energies*, vol. 13, 3290, Jun. 2020.
- [16] L. Thurner et al., "Pandapower—an open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6510–6521, 2018.
- [17] Prognos, "Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel". Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Oktober 2016.
- [18] Fraunhofer ISE, "Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems", Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Februar 2015.
- [19] M. Böhringer, S. Choudhury, S. Weck, and J. Hanson, "Sizing and placement of community energy storage systems using multi-period optimal Power-Flow", in *2021 IEEE Madrid PowerTech*, Juli 2021.
- [20] M. Böhringer, A. Kharrat, R. Steppan, C. Schweinsberg, N. Niersbach and J. Hanson, "Flexible Urban Medium Voltage Networks in the Darmstadt Energy Laboratory for Technology in Application (DELTA)", in *ETG Kongress 2023 (in Veröffentlichung)*.