

SmInT-Grid: Demonstrator eines multi-Energiesystems aus gekoppelten Inselnetzen

Edgar Diego Gomez Ancas*, Daniel Becker, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*diego.gomez@hsu-hh.de

Kurzfassung – Moderne elektrische Energiesysteme erfordern eine erhöhte Flexibilität und Resilienz aufgrund des steigenden Anteils volatiler Energiegewinnung. Die Einbindung anderer Energiesektoren an den Stromsektor und die damit verbundene Schaffung von multi-Energiesystemen kann durch die gemeinsame Nutzung von Energiespeichern und der Möglichkeit der Energieumwandlung und -übertragung untereinander zu einer erhöhten Resilienz führen, da Störungen in einem Sektor von einem anderen kompensiert werden können. Da der umgekehrte Fall ebenfalls möglich ist, müssen die dynamischen und transienten Interaktionen und ihre Auswirkungen auf die gekoppelten Sektoren und ihre Schnittstellen genau erforscht werden. In diesem Beitrag werden die Fortschritte im Aufbau eines Demonstrators vorgestellt, der im Rahmen des Forschungsprojekts „IT-gestützte Sektorenkopplung: Digital gesteuerte Brennstoffzellen- und Elektrolysetechnologie für stationäre und mobile Anwendungen – CoupleIT!“ errichtet wird. Der Demonstrator besteht aus einem Wasserstoffinselnetz und einem elektrischen Inselnetz, die über eine Brennstoffzellen- und Elektrolyse-Doppelstranganlage miteinander gekoppelt und verbunden sind. Zusätzlich werden die Simulationsmodelle des Demonstrators und Simulationsergebnisse vorgestellt, die den Inselnetzbetrieb über sieben Stunden gewährleisten.

Stichworte – Inselnetze, gekoppelte Energiesysteme, Sektorenkopplung, Multimodale Netze, Power-to-Gas, Gas-to-Power, Microgrids

NOMENKLATUR

AC	Wechselstrom
BZ	Brennstoffzelle
DC	Gleichstrom
EL	Elektrolyseur
PCC	Point of Common Coupling
PV	Photovoltaik
REDIBEL	Reversibel Digital Gekoppelte Brennstoffzelle und Elektrolyse
SmInT-Grid	Smart-Integrated-Grid

I. EINLEITUNG

Die Einbindung volatiler erneuerbarer Energieversorgung in das bestehende elektrische Energiesystem erfordert einen erhöhten Anteil an Energiespeichern, um die Netzresilienz und Versorgungssicherheit zu gewährleisten [1]. Eine vielversprechende Lösung bietet die Kopplung der

bestehenden Energiesektoren [2]. Die Möglichkeit der Energieübertragung zwischen den Energiesektoren und die gemeinsame Nutzung von Speichern führt zu einer erhöhten Flexibilität in allen beteiligten Sektoren [3]. Die Kopplung zwischen elektrischen und Wasserstoff-Systemen spielt aufgrund der Möglichkeit zur bidirektionalen Energieübertragung eine Schlüsselrolle, die auch durch politische Anreize begünstigt wird [4]. Die bidirektionale Energieübertragung kann durch eine Kombination von Elektrolyse- und Brennstoffzellentechnologie erfolgen. Erstere vermag es, Elektrizität in Gas umzuwandeln (Power-to-Gas). Letztere ist in der Lage, den umgekehrten Prozess zu vollziehen (Gas-to-Power). Obwohl die Vorteile der Kopplung zwischen elektrischen und Wasserstoff-Systemen vielversprechend klingen, müssen die dynamischen und transienten Interaktionen zwischen den Sektoren und insbesondere in ihren Schnittstellen, den Kopplungstechnologien, genauer untersucht werden.

Im Rahmen des Projekts „IT-gestützte Sektorenkopplung: Digital gesteuerte Brennstoffzellen- und Elektrolysetechnologie für stationäre und mobile Anwendungen – CoupleIT!“ wird ein Laboraufbau eines elektrischen Inselnetzes und eines Wasserstoffinselnetzes errichtet, die über ein Reversibel-Digital-gekoppeltes-Brennstoffzellen- und-Elektrolyse (REDIBEL)-System miteinander gekoppelt sind. Da die Quellen über Wechselrichter an das elektrische Netz angebunden sind, werden intelligente Regelalgorithmen entwickelt, die einerseits alle einzelnen Komponenten steuern können, um den Inselnetzbetrieb zu ermöglichen und andererseits anhand einer übergeordneten Systemregelung den Inselnetzbetrieb langfristig aufrechterhalten können. Anschließend werden dynamische und transiente Interaktionen an den Anbindungsstufen der Kopplungstechnologien und in den Inselnetzen untersucht. Begleitend zum Laboraufbau werden Simulationsmodelle entwickelt, die dessen reales Verhalten widerspiegeln. Abschließend wird anhand der Simulationsmodelle und Ergebnisse der Interaktionsuntersuchungen die Übertragbarkeit des REDIBEL-Systems auf andere mobile oder stationäre Anwendungen untersucht. Zu Beginn dieses Beitrags werden die aktuellen Bestandteile des Demonstrators **Smart-Integrated-Grid (SmInT-Grid)** vorgestellt. In Abschnitt III werden die zum Demonstrator gehörenden Simulationsmodelle erläutert. Anschließend werden in Abschnitt IV die Simulationsergebnisse zu Langzeitsimulationen gezeigt. Abschließend wird der Beitrag zusammengefasst und ein Ausblick gegeben.

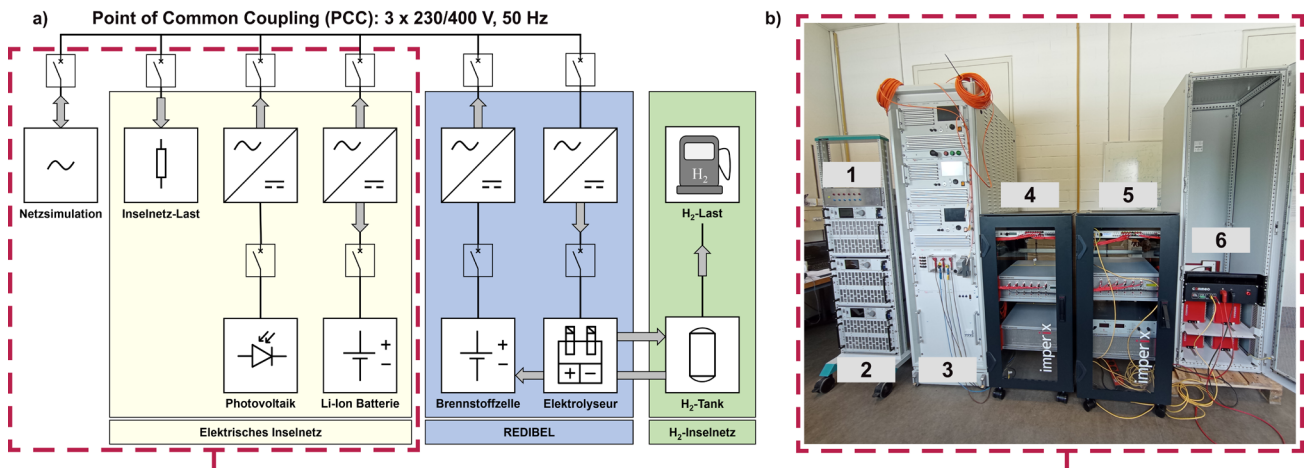


ABBILDUNG 1: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER GEPLANTEN INSELNETZE SOWIE DER KOPPLUNGSEINHEIT REDIBEL (a) UND REALISIERUNG DES ELEKTRISCHEN INSELNETZES (b) AUFGEBAUT AUS ECHTZEITSIMULATOR OP5707XG VON OPAL-RT (1), AC-LASTEN ACLS8450 VON HÖCHERL & HACKL (2), NETZSIMULATOR APS 15000 VON SPITZENBERGER & SPIES (3), DC-QUELLEN (4), WECHSELRICHTER (5) SOWIE LI-ION-BATTERIE VON COMMEO (6).

II. AUFBAU DES DEMONSTRATORS

Der Demonstrator besteht aus einem elektrischen Inselnetz und einem Wasserstoffinselnnetz, die über die Kopplungstechnologien Elektrolyseur und Brennstoffzelle miteinander verbunden sind.

Das elektrische Inselnetz ist ein AC-Niederspannung System (230/400 V, 50 Hz), zu dem eine PV-Anlage, ein Batterie-System und eine 3x 1-phasige AC-Last gehört. Das Wasserstoffinselnnetz besteht aus Wasserstoffspeicher sowie -verbraucher, Brennstoffzellen- und Elektrolysesystem (ABBILDUNG 1 a)). Zur Einbindung von PV-Anlage, Batterie, BZ- und Elektrolysesystem an das AC-System wird Leistungselektronik zur Anpassung des Spannungsniveaus und zur Umwandlung von DC zu AC benötigt. Da dies für alle Quellen im System gilt, muss eine der Quellen zum Aufbau des Inselnetzes über Regelalgorithmen gesteuert werden, die eine Vorgabe der Spannungsamplitude und -frequenz ermöglichen [5]. Die verfügbaren Quellen sind die folgenden: PV-Anlage, Brennstoffzelle und Batterie, letztere im Entladebetrieb. Da die Versorgung der BZ hauptsächlich von der Verfügbarkeit an Reaktanden abhängig und daher steuerbar ist, eignet sie sich als Quelle zum Aufbau (Spannungs- und Frequenzvorgabe) des AC-Systems. Die Batterie kann aufgrund ihrer Flexibilität, sowohl als Quelle als auch Verbraucher im System dargestellt werden und außerdem zur Stützung der BZ genutzt werden. Da die PV-Anlage im Inselnetzbetrieb die einzige externe Energiezufuhr bereitstellt, wird derjenige Betriebspunkt angestrebt, der den maximalen Energieertrag erbringt. In den folgenden Unterabschnitten werden die bisher beschafften Geräte des Demonstrators vorgestellt (ABBILDUNG 1 b)).

A. PV-Emulation

Die in dem Projekt verwendete PV-Anlage besteht nicht aus einem gewöhnlichen physischen PV-Panel mit seriell und parallel verschalteten Modulen, sondern aus einer emulierten Anlage, die durch DC-Quellen im Labor nachgebildet wird. Der Vorteil einer emulierten Anlage besteht in erster Linie darin, dass die gewünschte Leistung immer zur Verfügung steht und angefahren werden kann. Jedoch muss beachtet werden, dass die ausgegebene Leistung einer realen PV-Anlage immer von wetterbedingten Einflüssen wie Sonneneinstrahlung, Temperatur und Verschattung der

Module abhängt. Die Parameter der im Projekt verwendeten DC-Quellen von Delta Elektronik werden in TABELLE I aufgeführt.

TABELLE I: PARAMETER DER DC QUELLEN VON DELTA ELEKTRONIKA.

Anzahl und Phasen	3x 1-phasig
Max. Leistung pro Phase	3,3 kW
Max. Gesamtleistung	9,9 kW
Spannungs-/Strombereich 1	0 – 330 V / 0 – 11,0 A
Spannungs-/Strombereich 2	0 – 660 V / 0 – 5,5 A
Leistungsfluss	unidirektional

Da die DC-Module eine Gleichspannung am Ausgang erzeugen, muss diese erst noch durch leistungselektronische Komponenten wie einem DC/DC-Hochsetzsteller pro Quelle ausgeführt werden (Zwischenkreis-Regelung), diese sind wiederum mit einem darauffolgenden dreiphasigen DC/AC-Wandler nachgeschaltet und erzeugen somit eine dreiphasige Wechselspannung am Ausgang des Wechselrichters. Die Umwandlung auf eine dreiphasige Wechselspannung ist deshalb notwendig, da das Potential, an dem alle Quellen und Verbraucher gekoppelt sind (Point of Common Coupling, PCC), eine dreiphasige Ausführung verlangt. Die DC-Quellen sind außerdem mit den üblichen Kommunikations- und Ansteuerungsschnittstellen RS-232, LAN (Local Area Network) und digitalem I/O Interface ausgerüstet und bieten somit eine breite Palette von Möglichkeiten zur Ansteuerung. Die Option zur Solaremulierung ist in den DC-Quellen integriert und ermöglicht das Anfahren von verschiedenen PV-Kennlinien. Da der maximale Energieertrag das Ziel der PV-Anlagensteuerung ist, wird eine netzfolgende Wechselrichterregelung gewählt. Netzfolgende Wechselrichter sind auf Synchronmaschinen oder netzbildende Wechselrichter angewiesen, die Frequenz und Spannung vorgeben.

B. Li-Ion Batterie

Das verwendete Batteriesystem besteht aus acht in Reihe verschalteten Energiespeicherblöcken des Typs esbC141PR / esbC141ER der Commeo GmbH [6]. Die technischen Daten des Batteriesystems sind in TABELLE II aufgeführt. Das Batteriesystem wird über DC/DC- und DC/AC-Stufen an das AC-System angeschlossen. Die DC/DC-Stufe regelt die Zwischenkreisspannung auf 700 V. Die DC/AC Stufe besteht

TABELLE II: PARAMETER DER LI-ION BATTERIE.

Energiespeicherblöcke in Reihe	8
Nom. Energie (pro Block)	1,45 kWh
Nom. Energie (system)	11,60 kWh
Max. Ladestrom	13,75 A (0,5 C)
Max. Entladestrom	55 A
Betriebsspannungsbereich (Block)	43,6 – 58,6 V
Betriebsspannungsbereich (System)	348,8 – 468,8 V

aus einem dreiphasigen Wechselrichter. Die Regelung der Leistungselektronik erfolgt über die Steuerungseinheiten B-Box RCP der Firma Imperix Ltd. [7]. Als Regelalgorithmus wird eine netzstützende Leistungs- und Frequenzregelung gewählt, um das System anhand von Leistungs- und Frequenzmessungen zu stabilisieren.

C. AC-Lasten

Die Wechselstromlast repräsentiert den Verbraucher im elektrischen Inselnetz und ist als 3x 1-phasige Variante ausgeführt. Das Hauptaugenmerk bei Auswahl der elektrischen Last wird auf die Möglichkeit zur Programmierung von verschiedenen Lastprofilen gelegt. Die Parameter der ausgewählten Lasten von Höcherl und Hackl (H&H) werden in TABELLE III aufgeführt [8].

TABELLE III: PARAMETER DER WECHSELSTROMLAST VON H&H MIT DEN BETRIEBSMODI CONSTANT CURRENT (CC), CONSTANT RESISTANCE (CR), CONSTANT POWER (CP) UND CONSTANT VOLTAGE (CV).

Anzahl und Phasen	3x 1-phasig
Max. Leistung pro Phase	8,4 kW
Max. Gesamtleistung	25,2 kW
Betriebsmodi	CC, CR, CP, CV

Die elektronischen Lasten sind außerdem mit einem Speicher für Messwerte (Spannungen, Ströme, Leistungen) ausgeführt und verfügen über die Kommunikations- und Ansteuerungsschnittstellen RS-232, LAN und CAN (Controller Area Network). Es sind sowohl manuelle als auch programmierbare Funktionalitäten wählbar.

D. Netzsimulator

Ein weiterer zu untersuchender Aspekt ist der Übergang zwischen Inselnetz- zum Netzbetrieb. Hiermit würde der autarke Betrieb zwar aufgehoben werden, jedoch würden sich durch diese Konfiguration neue Betriebszenarien und Möglichkeiten zur Analyse der Reglerstabilität sowie Steuerung der Wechselrichter ergeben. Bei den

Umschaltvorgängen kann es zudem zu transienten Einschwingvorgängen kommen, die so gering wie möglich gehalten werden müssen. Weiterhin ermöglicht der Netzbetrieb eine wirtschaftliche Betrachtung des SmInT-Grid-Betriebs für netzdienliche Zwecke. Die im Projekt verwendete Strom- und Spannungsquelle ist die APS 15000 von Spitzenberger und Spies, welche eine maximale elektrische Ausgangsleistung von 15 kW liefern kann [9].

E. REDIBEL

Die geplante REDIBEL besteht aus einem PEM-Elektrolyse- und PEM-Brennstoffzellen-Stack (PEM: Polymer-Elektrolyt-Membran), die über einen gemeinsamen Wasserstoffdruckspeicher verknüpft sind. Die Elektrolyse verfügt über eine Normleistung von 6 kW und eine hohe Gasreinheit des produzierten Wasserstoffs, um diesen in der PEM-BZ einsetzen zu können. Die BZ-Leistung ist auf 6 kW ausgelegt und versorgt das elektrische Netz. Da sowohl BZ als auch Elektrolyseur Gleichspannungsquellen/-verbraucher sind, werden sie über Leistungselektronik an das AC-System gebunden. Die REDIBEL wird der zentrale Bestandteil des SmInT-Grids, da die Spannungs- und Frequenzvorgaben im AC-System über die Regelung der Brennstoffzelle erfolgen und der Elektrolyseur netzstützend als flexible Last für das AC-System eingesetzt werden kann.

III. DEMONSTRATOR-SIMULATIONSMODELL

Das aktuelle Simulationsmodell des Demonstrators umfasst das gesamte elektrische System (Batterie, PV und AC-Lasten) und den BZ-Strang des Wasserstoffsystems. Das elektrische System wird mit einer Auflösung von 100 μ s und das Wasserstoffsystem mit einer Auflösung von 0.1 s simuliert. Den Übergang zwischen den Regimen unterschiedlicher Simulationszeiten bilden die Strom- und Spannungsausgänge der BZ (ABBILDUNG 2). Die Simulationsumgebung ist Matlab/Simulink mit den Toolboxen „Specialized Power Systems“ und „Thermolib“ für die thermodynamischen Simulationen [10].

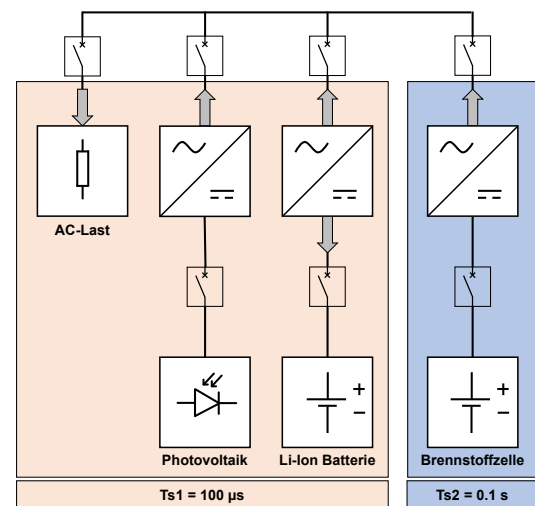


ABBILDUNG 2: AKTUELLES SIMULATIONSMODELL DES DEMONSTRATORS MIT UNTERSCHIEDLICHEN SIMULATIONSZEITREGIMEN.

A. PV-Simulationsmodell

Für die Simulation der PV-Anlage wird das PV-Modell der Specialized Power Systems Toolbox gewählt und nach den Parametern in TABELLE IV parametrisiert. Die DC/DC-Stufe

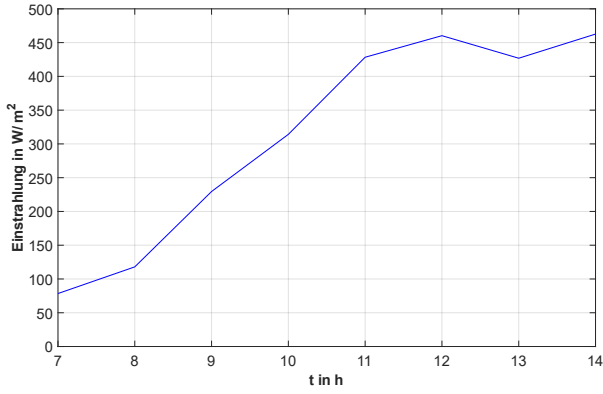


ABBILDUNG 3: VERWENDETES EINSTRALUNGSPROFIL IM ZEITRAUM ZWISCHEN 7:00 UND 14:00 UHR.

regelt den Betriebspunkt der PV-Anlage auf ihren höchsten Leistungspunkt anhand des Perturb & Observe MPPT-Algorithmus [11]. Die DC/AC-Stufe regelt die DC-Zwischenkreisspannung auf 700 V, wodurch bei aktiver PV-Einspeisung jeder Überschuss in das AC-Netz geleitet wird. Die PV-Einspeisung wird durch ein Einstrahlungsprofil bestimmt, welches der Einstrahlung in Hamburg am 01.07.2021 entspricht [12, 13].

B. Batterie-Simulationsmodell

Für die Simulationen der Batterie wird das Batteriemodell der Specialized Power Systems Toolbox verwendet und mit den Daten aus TABELLE II parametrisiert. Die DC/DC-Stufe wird zur Stabilisierung der Zwischenkreisspannung auf 700 V eingesetzt. Die DC/AC-Stufe regelt die Stromspeisung anhand einer vorgegebenen Wirkleistung. Da die Batterie der Frequenzstabilisierung und Schonung der BZ dient, wird eine Leistungs- und Frequenzregelung gewählt. Die Batterie übernimmt eine Teillast und passt ihre Einspeisung anhand von Frequenzabweichungen nach Gleichung (1) an.

$$P_{\text{batref}} = \alpha_{\text{bat}} \cdot P_{\text{PCC}} + \Delta P_f - P_{\text{PV}} \quad (1)$$

Dabei entsprechen α_{bat} dem Faktor der Teillast, P_{PCC} der Last und P_{PV} der PV-Einspeisung. Der Summand ΔP_f wird nach Gleichung (2) bestimmt.

$$\Delta P_f = \begin{cases} \Delta f \cdot \beta_{\text{bat}} & \text{für } |\Delta f| < D \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (2)$$

Dabei entsprechen Δf der Frequenzabweichung, β_{bat} einem Verstärkungsfaktor und D einem Totbandlimit. Der Parameter D wird gewählt, um zusätzliche Oszillationen in der Batterieeinspeisung zu vermeiden.

C. BZ-Simulationsmodell

Das BZ-Modell besteht aus Segmenten zur Bestimmung der BZ-Spannung, des Anoden- und Kathodenflusses, der Stacktemperatur und der Sauerstoff- sowie Wasserstoffnutzung. Die Spannung wird anhand von Gleichung (3) berechnet.

$$v_{\text{fc}} = E - v_{\text{act}} - v_{\text{ohm}} - v_{\text{conc}} \quad (3)$$

Dabei beschreiben E die Nernst-Spannung, v_{act} die Aktivierungsverluste, v_{ohm} die ohmschen Verluste und v_{conc} die Konzentrations-/Diffusionsverluste. Änderungen der Anoden und Kathodenflüsse werden von der Wasserstoff- und Sauerstoffnutzung beeinflusst, die nach den Gleichungen

$$\dot{n}_{\text{H}_2} = \frac{I \cdot n}{2 \cdot F} \quad (4.1)$$

$$\dot{n}_{\text{O}_2} = 2 \cdot \dot{n}_{\text{H}_2} \quad (4.2)$$

beschrieben werden, wobei \dot{n} dem molaren Fluss, I dem BZ Strom und F der Faraday Konstante entsprechen [14]. Die Stacktemperatur wird auf 60 °C geregelt. Die DC/DC- und DC/AC-Stufen der BZ werden zur Bildung des elektrischen Netzes eingesetzt. Dazu wird der Wechselrichter mit der netzbildenden Methode „matching control“ gesteuert [15]. Dabei werden die mathematischen Parallelen zwischen den Differentialgleichungen eines Invertermodells und einer Synchronmaschine genutzt. Die AC-Spannungsreferenz in $\alpha\beta$ -Koordinaten wird nach Gleichung (5) bestimmt.

$$\hat{v}_{\alpha\beta} = \mu \begin{bmatrix} -\sin(\theta) \\ \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (5)$$

Dabei symbolisieren μ und θ Modulationsamplitude und Winkel. Die Amplitude wird über einen PI-Regler nach Gleichung (6) definiert.

$$\mu = k_p(v^* - \|v_{\text{dq}}\|) + k_i \int_0^t (v^* - \|v_{\text{dq}}(\tau)\|) d\tau \quad (6)$$

Dabei entsprechen v_{dq} der gemessenen AC-Spannung in dq -Koordinaten und v^* dem Spannungssollwert. Die Winkeleigenschaften werden aus Gleichung (7) ermittelt.

$$\dot{\theta} = \omega = k_\theta v_{\text{dc}} \quad (7)$$

Die für die Simulation gewählten Parameter sind in TABELLE IV zusammengefasst.

TABELLE IV: PARAMETER DES IN DER SIMULATION VERWENDETEN BRENNSTOFFZELLEN STACKS SOWIE DES PV MODULS.

BZ-Modell Parameter	
Luft-Versorgungsdruck	2 bar
H ₂ -Versorgungsdruck	2 bar
Stacktemperatur	60 °C
Nennleistung	6 kW
Zellenanzahl	96
Zellfläche	165 cm ²
PV-Modell Parameter	
Parallele Stränge	5
Module pro Strang	10
Zellen pro Modul	60
Modul Leerlaufspannung	36.3 V
Modul Kurzschlussstrom	7.84 A

IV. SIMULATIONSERGEBNISSE

Das Simulationsmodell des Demonstrators wird für unterschiedliche Lastprofile betrieben. Die verwendeten Lastprofile spiegeln den aufsummierten Verbrauch verschiedener einzelner Haushalte wider. Die Ermittlung dieser Lastprofile erfolgte nach den Methoden in [16, 17]. Es werden fünf unterschiedliche Lastprofile über einen

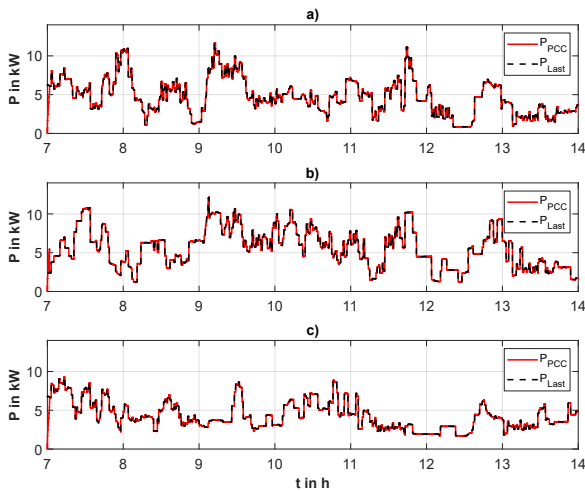


ABBILDUNG 4: ENERGIEBEDARF P_{Last} UND TATSÄCHLICHE ENERGIE-VERSORGUNG P_{PCC} AM POINT OF COMMON COUPLING FÜR DIE DREI LASTPROFILE A) - C).

Tagesabschnitt von 7:00 bis 14:00 Uhr verwendet. Über den gleichen Zeitraum wird eine variable Sonneneinstrahlung für die Simulation der PV-Anlage gewählt (ABBILDUNG 3). Die Simulationsergebnisse zeigen, dass das Simulationsmodell des SmInT-Grids auch bei volatiler Versorgung durch die PV-Anlage und dynamischen Lastprofilen in der Lage ist, die Lasten zuverlässig zu versorgen (ABBILDUNG 4 a) - c)).

V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In diesem Beitrag wurden die Fortschritte im Aufbau sowie der Entwicklung von Simulationsmodellen des Demonstrators SmInT-Grid vorgestellt. Das gesamte elektrische Inselnetz des Demonstrators, seine einzelnen Komponenten sowie deren Aufgabe im SmInT-Grid wurden erläutert. Um zu gewährleisten, dass die Regelalgorithmen der Wechselrichter für volatile Einspeisung und dynamische Lastprofile den Inselnetzbetrieb aufrechterhalten, werden die Regelalgorithmen in einer Simulationsumgebung für den Langzeitbetrieb getestet. Anhand der Simulationsergebnisse konnte gezeigt werden, dass die Hauptkomponenten des SmInT-Grids – eine netzspeisende PV-Anlage, ein netzstützendes Batteriesystem und ein netzbildendes Brennstoffzellensystem – den Inselnetzbetrieb über einen Simulationszeitraum von sieben Stunden für unterschiedliche Lastprofile erfolgreich aufrechterhalten können. Im nächsten Schritt müssen die Regelalgorithmen in die Steuereinheiten der Wechselrichter des SmInT-Grids integriert werden, um die Simulationsergebnisse in einer Laborumgebung zu validieren. Zusätzlich muss eine übergeordnete intelligente Betriebssteuerung integriert werden, da zum einen die bestehende Betriebssteuerung aktuell dazu ausgelegt ist, Simulationsszenarien von nur begrenzter Dauer zu erfüllen. Zum anderen wird die übergeordnete Betriebssteuerung benötigt, um einen langfristigen Inselnetzbetrieb unter Beachtung der Ladezustände der Speicher und der Last- und Einstrahlungsprognosen zu gewährleisten.

VI. DANKSAGUNG

Das Projekt CoupleIT! ist Teil der Förderinitiative „Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr“ (dtec.bw). Weiter gilt unser Dank den wissenschaftlichen Partnern in Forschung und Industrie, die an der Realisierung der Projektziele mitwirken.

- [1] M. D. Leonard, E. E. Michaelides, and D. N. Michaelides, “Energy storage needs for the substitution of fossil fuel power plants with renewables,” *Renewable Energy*, vol. 145, pp. 951–962, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.06.066.
- [2] M. Wietschel, P. Plötz, B. Pflüger, and M. Klobasa, *Sektorkopplung: Definition, Chancen und Herausforderungen*. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/10419/175374>
- [3] G. Fridgen, R. Keller, M.-F. Körner, and M. Schöpf, “A holistic view on sector coupling,” *Energy Policy*, vol. 147, p. 111913, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111913.
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Die Nationale Wasserstoffstrategie*.
- [5] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [6] Commeo GmbH, *Commeo Energiespeicherblock High Energy esbC141PR / esbC141ER*. [Online]. Available: <https://www.commeo-service.de/doku/download.php?file=122> (accessed: Oct. 12 2022).
- [7] imperix Ltd., *B-Box RCP: Rapid prototyping controller*. [Online]. Available: https://cdn.imperix.com/wp-content/uploads/document/B-Box_Datasheet.pdf (accessed: Oct. 12 2022).
- [8] Höcherl & Hackl GmbH, *ACLS8450*. [Online]. Available: <https://www.hoecherl-hackl.de/wp-content/themes/hoecherl-hackl/pdfs/ACLS8450-datasheet.pdf> (accessed: Oct. 20 2022).
- [9] Spitzenberger & Spies GmbH & Co. KG, *APS - AC/DC 4-Quadranten SPANNUNGSverstärker*. [Online]. Available: https://www.spitzenberger.de/AC_DC_4-Quadrantenverstaerker_APS.aspx (accessed: Oct. 20 2022).
- [10] EUtech Scientific Engineering GmbH, *Thermolib*. Accessed: Oct. 12 2022. [Online]. Available: <https://www.thermolib.de/>
- [11] D. Sera, L. Mathe, T. Kerekes, S. V. Spataru, and R. Teodorescu, “On the Perturb-and-Observe and Incremental Conductance MPPT Methods for PV Systems,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 3, no. 3, pp. 1070–1078, 2013, doi: 10.1109/JPHOTOV.2013.2261118.
- [12] A. Sparks, “nasapower: A NASA POWER Global Meteorology, Surface Solar Energy and Climatology Data Client for R,” *JOSS*, vol. 3, no. 30, p. 1035, 2018, doi: 10.21105/joss.01035.
- [13] Adam H. Sparks, Fernando Miguez, Maëlle Salmon, and palderman, *ropensci/nasapower: v4.0.8*: Zenodo, 2022.
- [14] J. Larminie and A. Dicks, *Fuel Cell Systems Explained*. West Sussex, England: John Wiley & Sons, Ltd, 2003.
- [15] A. Tayyebi, D. Gross, A. Anta, F. Kupzog, and F. Dorfler, “Frequency Stability of Synchronous Machines and Grid-Forming Power Converters,” *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 8, no. 2, pp. 1004–1018, 2020, doi: 10.1109/JESTPE.2020.2966524.
- [16] E. Avdevicus, F. Heider, M. Eskander, and D. Schulz, “Smart Grid Residential Load Modeling for Real-time Application,” *NEIS 2021 Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, pp. 1–8, 2021.
- [17] F. Heider, A. Jahic, M. Plenz, and D. Schulz, “Extended Residential Power Management Interface for Flexibility Communication and Uncertainty Reduction for Flexibility System Operators,” *Energies*, vol. 15, no. 4, p. 1257, 2022, doi: 10.3390/en15041257.