

Hallmann, Marcel et al.

Article — Published Version

IKT-Konzepte zur Digitalisierung von MicroGrids und deren Betriebsführung

HMD Praxis der Wirtschaftsinformatik

Provided in Cooperation with:

Springer Nature

Suggested Citation: Hallmann, Marcel et al. (2024) : IKT-Konzepte zur Digitalisierung von MicroGrids und deren Betriebsführung, HMD Praxis der Wirtschaftsinformatik, ISSN 2198-2775, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden, Vol. 61, Iss. 4, pp. 855-873, <https://doi.org/10.1365/s40702-024-01075-2>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/315897>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de>



IKT-Konzepte zur Digitalisierung von MicroGrids und deren Betriebsführung

Marcel Hallmann · Robert Pietracho · Przemyslaw Komarnicki ·
Jia Lei Du · Michael Niederkofler · Peter Käfer

Eingegangen: 31. Januar 2024 / Angenommen: 11. April 2024 / Online publiziert: 11. Juni 2024
© The Author(s) 2024

Zusammenfassung Der Artikel befasst sich mit der Entwicklung intelligenter MicroGrids in lokalen Verteilungsnetzen und der dafür notwendigen Informations- und Kommunikationstechnik-Infrastruktur (IKT) und deren Rahmenbedingungen. Die geopolitischen und technischen Bedingungen für die Schaffung moderner Energiesysteme erfordern die Einführung fortschrittlicher Telemetriesysteme. Der Beitrag stellt das Konzept zweier realer Demonstrationssysteme vor, die für die Verwaltung und Kontrolle von Energiegeräten in Verteilnetzen sowie für den Energiefluss zwischen ausgewählten Punkten im Netz entwickelt wurden. Es werden zwei unabhängig voneinander arbeitende Systeme in Deutschland und Österreich vorgestellt, um die Integrität und Zuverlässigkeit des Betriebs von erneuerbaren Energieanlagen zu erhöhen. In dem Artikel werden ebenfalls Lösungsszenarien und positive Aspekte der einzelnen getesteten Systeme vorgestellt. Der Artikel soll den Nachweis

Marcel Hallmann · ✉ Robert Pietracho · Przemyslaw Komarnicki
Hochschule Magdeburg-Stendal, Breitscheidstraße 2, 39114 Magdeburg, Deutschland
E-Mail: robert.pietracho@h2.de

Marcel Hallmann
E-Mail: marcel.hallmann@h2.de

Przemyslaw Komarnicki
E-Mail: przemyslaw.komarnicki@h2.de

Jia Lei Du
Salzburg Research Forschungsgesellschaft mbH, Jakob Haringer Str. 5/3, 5020 Salzburg, Österreich
E-Mail: jia.du@salzburgresearch.at

Michael Niederkofler
Energie Kompass GmbH, Herrschaftsweg 29, 7551 Stegersbach, Österreich
E-Mail: niederkofler@energie-kompass.at

Peter Käfer
meo ENERGY GmbH, Glacisstraße 9/1, 8010 Graz, Österreich
E-Mail: p.kaefer@meo-energy.com

erbringen, dass die Flexibilität dieser Systeme bei der Anpassung an sich ändernde Netzparameter, Kundenverhalten und Anforderungen der Netzbetreiber erhöht werden muss.

Schlüsselwörter MircoGrids · IKT für den Energiesektor · MicroGrid Testbench · Datenerfassung · Netzüberwachung und -steuerung · Digitalisierung Energiesektor

ICT concepts for the digitalisation of microgrids and their operational management

Abstract The article focuses on the development of intelligent MicroGrids in local distribution networks. Geopolitical and technical conditions for the creation of modern energy systems, require the implementation of advanced telemetry systems. The paper presents the concept of two demonstration systems designed to manage and control energy appliances in distribution grid and the flow of energy between selected points in the network as well. Two independently operating systems in Germany and Austria are presented to increase the integrity and reliability of RES-related system operation. Solution scenarios and positive aspects of the individual systems tested are also presented. Increasing the flexibility of these systems in adapting to changing network parameters, customer behaviour and network operator requirements was discussed.

Keywords MircoGrids · ICT for energy sector · MicroGrid testbench · Data acquisition · Power grid monitoring and control · Digitalisation energy sector

1 Einleitung

1.1 Motivation für MicroGrids und deren Informations- und Kommunikationstechnik

Im EU Klimagesetz hat sich die europäische Union das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zum Ziel gesetzt. Der massive Ausbau erneuerbarer Energiequellen insbesondere in Form von Wind- und Solarenergie spielt dabei eine essenzielle Rolle. Wind- und Solarenergie sind jedoch auf Grund ihrer Wetter- und Zeitabhängigkeit durch eine hohe Volatilität geprägt. Als Beispiel sind in Abb. 1 die starken Schwankungen im belgischen Stromnetz am 11. Juli 2023 dargestellt.

Eine Möglichkeit derartige Ungleichgewichte und Schwankungen zu reduzieren, ist die Ausnutzung von Flexibilität beim Stromverbrauch (Domnguez-Garabitos et al. 2022; Boehm et al. 2012). In vielen Anwendungsfällen lässt sich der Stromverbrauch sog. „Flexibilitäts-Assets“ vorübergehend reduzieren oder verschieben. Beispiele auf Haushaltsebene sind Wärmepumpen und Elektroautos: Geräte, die einen größeren Leistungsbedarf und bei denen eine Verschiebung oder Reduktion des Stromnutzungen in vielen Fällen nur wenig oder gar keine Komforteinbußen für den Endkunden haben.

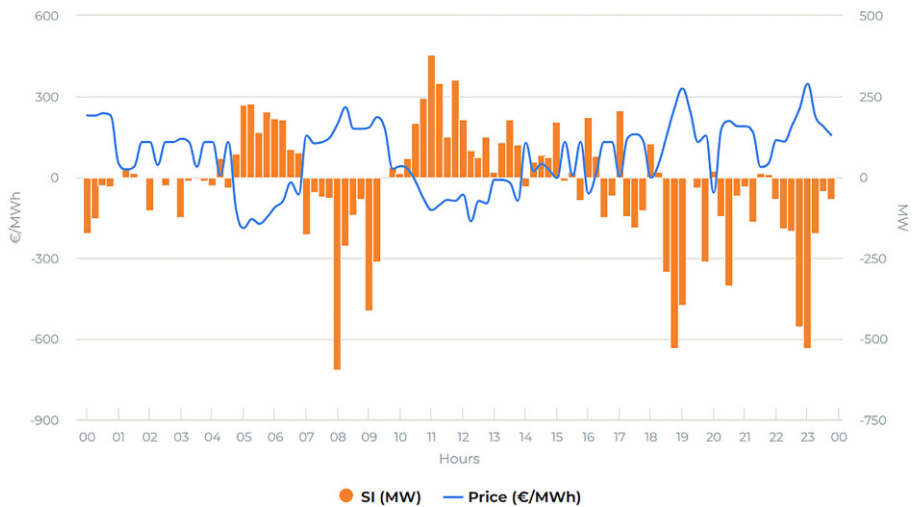


Abb. 1 Große Differenzen zwischen Stromerzeugung und -nutzung führten zu Ungleichgewichten und entsprechend hohen Preisschwankungen im belgischen Stromnetz am 11. Juli 2023. Im Tagesverlauf sind Strombilanz und -preis mehrmals innerhalb weniger Stunden von positiv zu negativ und wieder zurückgewandert (Group 2024)

Diese Art von Flexibilitätsnutzung wurde bereits auf verschiedenen Ebenen des Stromnetzes betrachtet, auf Landesebene/Übertragungsnetzebene (von Tullenburg et al. 2017), auf regionaler Ebene/Verteilnetzebene (CrossChargePoint 2020) und hier nun auf Ebene einer Energiegemeinschaft/Ortsnetzstation.

In Österreich, wo der Prototyp für dieses Projekt entwickelt wird, besteht dabei die Besonderheit, dass auch kleine bis mittlere industrielle Betriebe Teil einer Energiegemeinschaft sein können. Auf Grund der dadurch gegebenen größeren Heterogenität der Teilnehmer mit ihren unterschiedlichen Verbrauchsverhalten und Flexibilitäts-Assets ist ein größeres Optimierungspotential gegeben.

Im Folgenden wird eine Lösung für den Flexibilitätsaustausch in einer Energiegemeinschaft mit industriellen Betrieben vorgestellt.

Die fortschreitende und notwendige Digitalisierung hat nicht nur unsere Art zu kommunizieren und Informationen zu verarbeiten revolutioniert, sondern auch die Art und Weise, wie man die Energie zukünftig erzeugen, verteilen und nutzen wird. Dieser Artikel wird tiefer auf die Welt der sogenannten MicroGrids eingehen und die entscheidende Rolle von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) bei der Digitalisierung und Betriebsführung dieser Mikronetze beleuchten. Doch bevor nun die technologischen Details betrachtet werden, wird einen Blick auf die grundlegende Bedeutung von MicroGrids und Smart Grids sowie ihren Beitrag zur Energiewende geworfen. MicroGrids, oder Mikronetze, sind mehr als nur ein technologisches Schlagwort. Sie repräsentieren eine Schlüsselkomponente in der Transformation unserer Energielandschaft. Ihre Bedeutung wird insbesondere in der Fähigkeit deutlich, unabhängige Stromversorgung in dezentralen Strukturen und Regionen zu gewährleisten, vor allem in Katastrophenfällen. In Situationen, in denen das übergeordnete Stromnetz ausfällt oder gestört ist, ermöglichen Mikronetze eine

autonome Energieversorgung, was nicht nur für die Bewältigung von Naturkatastrophen, sondern auch für die Sicherheit und Resilienz von Gemeinschaften von entscheidender Bedeutung ist. Die Technologie der Mikronetze leistet aber nicht nur in Krisensituationen einen wichtigen Beitrag. Sie spielt eine entscheidende Rolle bei der Integration erneuerbarer Energien in bestehende Energieinfrastrukturen. Die Herausforderung, die schwankende Energieerzeugung aus Sonnen- und Windkraft effizient in das Netz zu integrieren, wird durch Mikronetze gemeistert. Diese ermöglichen eine präzise Steuerung und Optimierung der lokalen Energieerzeugung, was zu einer nachhaltigen und stabilen Energieversorgung beiträgt. Ein besonders interessanter Anwendungsfall für die Steigerung der Eigenversorgung durch lokalen Verbrauch wird im Modell der lokalen Energiegemeinschaften in Österreich sichtbar. Hier wird der lokale Verbrauch von erzeugter Energie gezielt gesteigert, was nicht nur ökologische Vorteile birgt, sondern auch neue Perspektiven für die Integration von (nicht-autonomen) MicroGrids eröffnet. So können vereinzelt MicroGrids miteinander verbunden werden, um als ein elektrisches Netz zu arbeiten oder auch im in einem möglichen Störfall, zur Sicherung der internen Netzstabilität, voneinander getrennt werden, um einen autarken Betrieb zu gewährleisten. Diese lokalen Energiegemeinschaften könnten sich als ein neuer Anwendungsfall für die Technologie herausstellen und somit einen weiteren Schritt in Richtung dezentralisierter Energieversorgung bedeuten. Der Beitrag von MicroGrids für mehr Resilienz und Versorgungssicherheit in Energiesystemen wird in einer Zeit der wachsenden Unsicherheiten und Naturkatastrophen immer wichtiger. Durch ihre Fähigkeit zur lokalen Energieerzeugung und -verteilung minimieren Mikronetze die Auswirkungen von Störungen im übergeordneten Netz und schaffen somit eine höhere Widerstandsfähigkeit gegenüber unvorhergesehenen Ereignissen. Im weiteren Verlauf dieses Artikels wird sich intensiv mit den IKT-Konzepten zur Digitalisierung von MicroGrids und deren Betriebsführung auseinandergesetzt. Dabei werden die aktuellen Entwicklungen, Herausforderungen und Potenziale dieser Technologien beleuchtet und einen Blick in die Zukunft der dezentralen Energieversorgung werfen.

2 IKT Herausforderungen und Konzepte

In der heutigen Welt gewinnt der Einsatz von Mikronetzen – kleinen, lokalisierten Stromnetzen, die autonom betrieben werden können – zunehmend an Bedeutung. Dies geht Hand in Hand mit der wachsenden Nachfrage nach effizienter Nutzung von Batteriespeichern. Dabei spielen Informations- und Kommunikationstechnologie und die zugrunde liegenden Rahmenbedingungen eine entscheidende Rolle. Die IKT stellt sowohl eine Herausforderung als auch eine unverzichtbare Komponente für MicroGrids dar. Die Herausforderungen liegen in der Komplexität der Integration verschiedener Technologien, der Sicherheit von Datenübertragungen und der Gewährleistung einer zuverlässigen Kommunikation. Gleichzeitig ist die IKT unverzichtbar, da sie die Grundlage für die Steuerung, Überwachung und Optimierung von MicroGrids bildet. Durch die Integration von Sensoren, Kommunikationsnetzwerken und intelligenten Steuersystemen ermöglicht IKT die Echtzeitüberwachung des Energieverbrauchs, die Anpassung an die schwankende Energieerzeugung aus er-

neuerbaren Quellen und die effiziente Koordination zwischen 3 grundlegenden Komponenten im MicroGrid: Erzeuger, Last und Speicher. Ohne IKT wäre es schwierig, die Flexibilität und die optimale Nutzung der vorhandenen Ressourcen in einem MicroGrid zu gewährleisten. Im Folgenden wird zunächst einen genaueren Blick auf die wesentlichen Anforderungen an die IKT und das Rahmenwerk für den Betrieb von Batteriespeichersystemen in Mikronetzen geworfen (Mai et al. 2018), um sich dann dem Anwendungsfall lokale Energiegemeinschaften zuzuwenden.

- a) Die Integration erneuerbarer Energien ist ein erklärtes Hauptziel in Mikronetzen. Die IKT sollte die nahtlose Integration von Solar-, Wind- und anderen erneuerbaren Energiequellen erleichtern. Dies erfordert die Fähigkeit, Energieproduktion und -verbrauch in Echtzeit auszubalancieren, um die Nutzung erneuerbarer Ressourcen zu maximieren und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern (Suslov et al. 2019).
- b) Grundvoraussetzungen sind die Erfassung und Transport von Echtzeitdaten. Dies ermöglicht eine genaue Überwachung der Energieproduktion, des Verbrauchs und des Status der Energiespeichers in Echtzeit. Diese Echtzeitdaten sind entscheidend, um den Batteriebetrieb effektiv zu steuern und den Energiefluss im Mikronetz dynamisch anzupassen. Schnelle und zuverlässige Kommunikation ist hierbei entscheidend (Wenge et al. 2023).
- c) Die Automatisierung in der Energietechnik ist wichtig, um den effizienten Betrieb von Energieerzeugungsanlagen sicherzustellen und gleichzeitig den Energieverbrauch zu optimieren. Durch die Implementierung automatisierter Systeme können komplexe Prozesse präziser gesteuert werden, was zu einer verbesserten Gesamtleistung, erhöhter Zuverlässigkeit und einer nachhaltigeren Energieproduktion führt. Das Rahmenwerk sollte daher mit intelligenter Steuerungssoftware ausgestattet sein, die den Betrieb der Batterien automatisch an die aktuellen Anforderungen anpasst. Dies umfasst die Optimierung von Lade- und Entladevorgängen sowie die kontinuierliche Anpassung des Energieflusses im Mikronetz. Diese Automatisierung ist von großer Bedeutung, da die Anforderungen an den Batteriebetrieb oft in Bruchteilen von Sekunden variieren (Dharshana et al. 2017).
- d) Ein weiteres Schlüsselement ist die Skalierbarkeit. Die IKT und das Rahmenwerk müssen so gestaltet sein, dass sie den wachsenden Anforderungen des Mikronetzes standhalten können. Dies ermöglicht es Betreibern, die Kapazität von Batteriespeichersystemen bei Bedarf zu erweitern, um den steigenden Energiebedarf zu decken. Skalierbare Systeme sind äußerst flexibel und können sich an die sich ändernden Anforderungen der Energieinfrastruktur anpassen (Alemany et al. 2018; Silva et al. 2023).
- e) Interoperabilität ist wesentlich, da Mikronetze oft verschiedene Arten von Batteriespeichern und erneuerbaren Energiequellen integrieren. Die IKT und das Rahmenwerk müssen in der Lage sein, verschiedene Technologien nahtlos miteinander zu verbinden. Dies fördert Flexibilität und Auswahl für die Betreiber von Mikronetzen, da sie die besten verfügbaren Ressourcen zur Erreichung ihrer Ziele auswählen können (Sachs et al. 2019).
- f) Datensicherheit hat eine sehr hohe Priorität. Da die IKT und das Rahmenwerk sensible Energiemessdaten und Betriebsinformationen verarbeiten, ist die Siche-

rung der Daten unerlässlich. Dazu gehören Verschlüsselung, Zugangskontrollen und Maßnahmen zum Schutz vor Cyberangriffen. Ein Datenleck oder eine Manipulation der Daten hätte ernsthafte Folgen, sowohl für die Betriebssicherheit als auch für die Privatsphäre der Nutzer (Nardelli et al. 2021).

- g) Die kontinuierliche Überwachung und Diagnose des Zustands von Batterien sind entscheidend, um frühzeitig potenzielle Probleme zu erkennen, die die Leistungsfähigkeit beeinträchtigen könnten. Durch diese präventive Maßnahme können Ausfälle vermieden, die Lebensdauer der Batterien verlängert und eine zuverlässige Energieversorgung sichergestellt werden. Dies wird realisiert durch eine proaktive Wartung und rechtzeitiges Eingreifen zur Verlängerung der Batterielebensdauer und Reduzierung der Betriebskosten (Komarnicki et al. 2020).
- h) Die Flexibilität und Anpassungsfähigkeit des Rahmenwerks sind ebenfalls von großer Bedeutung. Mikronetze können unterschiedliche Lastprofile aufweisen, und Wetterbedingungen können sich ändern, was die Energieproduktion und -verbrauch beeinflusst. Die IKT und das Rahmenwerk müssen in der Lage sein, sich diesen Veränderungen anzupassen und den Energiefluss entsprechend zu optimieren (Nardelli et al. 2021).
- i) Der Notbetrieb bzw. die Inselfunktionalität ist eine hilfreiche zusätzlich Funktion von MicroGrids. Das Rahmenwerk sollte in der Lage sein, autonom zu arbeiten und die Stromversorgung im Mikronetz bei Netzstörungen oder Naturkatastrophen aufrechtzuerhalten. Dies erhöht die Versorgungssicherheit und stellt sicher, dass die kritische Energieversorgung auch in Notfällen gewährleistet ist (Parol et al. 2022).

Zusammenfassend sind die Anforderungen an die IKT und das Rahmenwerk für den Betrieb von Batteriespeichersystemen in Mikronetzen vielfältig und anspruchsvoll. Skalierbare, sichere, flexible und interoperable Lösungen sind erforderlich, um die Ziele der Energieeffizienz, der Versorgungssicherheit und der Integration erneuerbarer Energien zu erreichen. Die richtige Integration von IKT und Rahmenwerken ermöglicht es, die Vorteile von Batteriespeichern in Mikronetzen voll auszuschöpfen und einen wichtigen Beitrag zur Transformation unserer Energieinfrastruktur zu leisten.

3 DEMO H2 – Anwendungsszenario MicroGrid mit Batteriesteuerung

3.1 Systemarchitektur, IKT und Komponenten

Im Rahmen des internationalen Projektes DIEGO (Digital energy path for planning and operation of sustainable grid, products and society) werden derzeit etablierte Betriebsszenarien für elektrische Batteriespeicher im Bereich des elektrischen Netzes entwickelt, um die Auswirkungen von Batteriespeichern auf das Stromnetz besser zu verstehen und zu optimieren. Die Definition der anwendbaren Betriebsszenarien ist im Kontext der DIEGO-Projektziele in Abb. 2 dargelegt.

Der Betrieb von Mikronetzen unterliegt je nach Land und Rechtsprechung unterschiedlichen Gesetzen und Vorschriften. Entsprechende national-regulatorische

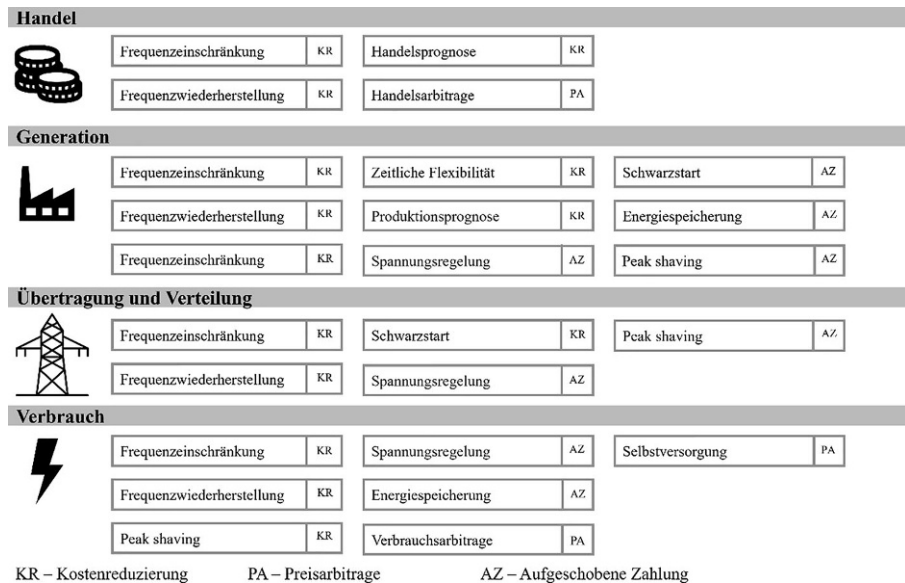


Abb. 2 Übersicht zu den Geschäftsmodellen in der Energieübertragung (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024)

Gesetzgebungen müssen daher für die Planung und den Betrieb berücksichtigt werden.

3.2 Lösungskonzept

Die elektrischen und IT-Systeme auf dem Campus der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Magdeburg-Stendal ermöglichen die Umsetzung neuer Lösungen, einschließlich Elektromobilität und Energiespeichersysteme. Jedes Gebäude ist elektrisch mit einem von zwei Transformatoren verbunden, was es ermöglicht, die Last zu regulieren. In den angepassten Laborgebäuden ist es somit möglich, neue Energiespeichereinrichtungen mit dem Netz zu verbinden. Darüber hinaus sind einige Laborgebäude mit einer Ladestation für Elektrofahrzeuge ausgestattet. Im Fall des IT-Systems ist jedes Testsystem/Prüfstand über eine Ethernet-Verbindung mit dem IT-Netzwerk verbunden. Des Weiteren wird die Möglichkeit eröffnet, bei Bedarf die Geräte über eine drahtlose Verbindung zu verbinden. Im Rahmen der in Entwicklung befindlichen Architektur wurde gleichermaßen eine interoperable bidirektionale Technologiearchitektur erstellt, die den Austausch von Informationen und Daten zwischen Geräten (Energie- und Steuersystemen) und zwischen Projektpartnern ermöglicht. Dieses IKT-Konzept ermöglicht eine abgestimmte und sichere Kommunikation zwischen den unterschiedlichsten Anlagenkomponenten und Projektbeteiligten. Die Architektur wird Kommunikationsprotokolle wie Modbus TCP, Modbus RTU, MQTT verwenden. Einige der vorgeschlagenen Kommunikationsschnittstellen ergeben sich aus den verwendeten Geräten, z. B. Messgeräten, Leistungsqualitätsanalysatoren, Controllern (Schalter, Schütze usw.). Die erfassten Daten werden dann

mithilfe der Node-Red-Software verarbeitet und modifiziert, um die verschiedenen Protokollformen zu konsolidieren. Schließlich werden die Daten im Rahmen der Datenverarbeitung in einer vorbereiteten Datenbankstruktur wie InfluxDB archiviert und mit der Software Grafana visualisiert.

In der vorgeschlagenen Architektur werden unter anderem folgende Geräte verwendet:

- Energiespeicher (elektrochemisch) 25 kWh,
- Energiespeicher (elektrochemisch) 12,3 kWh,
- Messsysteme und -geräte,
- Erneuerbare Energiequellen,
- Wetterstation,
- Batterieprüf- und Teststand

MQTT (Message Queuing Telemetry Transport) ist ein weit verbreitetes Protokoll für den Austausch von Nachrichten zwischen vernetzten Geräten. Es wurde entwickelt, um eine effiziente, zuverlässige und skalierbare Kommunikation in Umgebungen des Internet of Things (IoT) zu ermöglichen. Node-RED ist eine visuelle Programmierumgebung auf Basis von Node.js, die die Entwicklung von Anwendungen für das IoT vereinfacht. Node-RED stellt eine Vielzahl von integrierten Knoten bereit, die es ermöglichen, Daten aus verschiedenen Quellen zu sammeln, zu verarbeiten und weiterzuleiten. Um den Datenaustausch zwischen MQTT und Node-RED sicherer zu gestalten, gibt es einige bewährte Sicherheitspraktiken, die realisiert werden sollten:

- Verschlüsselte Verbindungen: MQTT stellt mittels TLS (Transport Layer Security) oder SSL (Secure Sockets Layer) eine verschlüsselte Verbindung her. Dadurch wird die Vertraulichkeit der übertragenen Daten gewährleistet.
- Authentifizierung und Autorisierung: Durch die Konfiguration des MQTT-Broker und Node-RED, wird eine Authentifizierung durchgeführt, wodurch nur autorisierte Geräte oder Benutzer auf die Daten zugreifen können. Durch die Verwendung starker Passwörter und die Implementierung geeigneter Autorisierungsmechanismen, kann Sicherheit zusätzlich erhöht werden.
- Firewall und Netzwerksicherheit: Durch die Integration des MQTT-Broker und des Node-RED-Server hinter geeigneten Firewalls sowie der Deklaration geeigneter Ports wird die Sicherheit zusätzlich erhöht. Regelmäßige Überprüfung der Netzwerksicherheitseinstellungen sind essentiell, um potenzielle Sicherheitslücken zu identifizieren und zu schließen.

Das ausgewählte System, als Repräsentation des deutschen Demonstrators, umfasst ein physikalisches Labor-Modell in drei Ebenen, wie in Abb. 3 dargestellt. Jede Ebene erfüllt entsprechende die ihr zugeordneten Funktionen. Die Hardware-Ebene ist für die Energiespeicherung, das Laden/Entladen des Speichers, abhängig von den Betriebskonzept des Speichers (Lastverschiebung, Peak Clipping, Valley Filling o.ä.) und die Überwachung des aktuellen Zustands des Systems, verantwortlich. Die Software-Ebene ist die Integration verschiedener Protokolle und Schnittstellen in ein einziges Gerät. Die Zusammenführung der Protokolle ermöglicht die Verbindung verschiedener Geräte miteinander. Ebene 3 wird durch eine dritte Partei

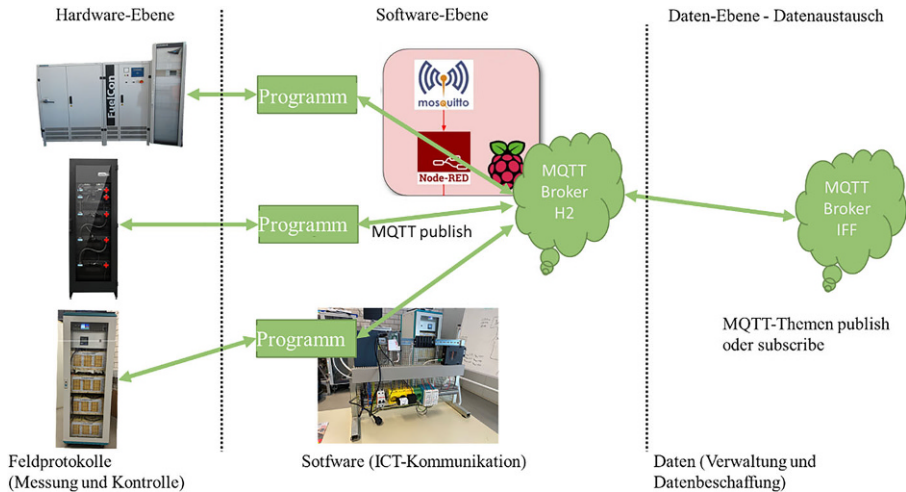


Abb. 3 IKT Konzept für sichere Kommunikation & Datenschutz

repräsentiert, die für die Datenerfassung und die Analyse des aktuellen Zustands des Systems sowie den Vergleich mit anderen analogen Systemen verantwortlich ist. Unter Verwendung geeigneter Software wurde eine Kommunikationsarchitektur zwischen den relevanten Akteuren für die Steuerungs- und Messfunktionen erstellt. Auf diese Weise können KI-basierte Algorithmen für ein optimales Systemmanagement implementiert werden. Dieses Management verbessert die Integration der Energiespeicherung im lokalen Verteilungsnetz.

3.3 Smart Metering und Messdatentransfer

Das intelligente Messen in lokalen Verteilungsnetzen umfasst mehrere Aufgaben, die darauf abzielen, die Effizienz, Zuverlässigkeit und Überwachung des Energieverbrauchs zu verbessern. Im DIEGO-Projekt am Campus der Hochschule für angewandte Wissenschaften spielt das intelligente Messen eine Schlüsselrolle bei der Analyse des aktuellen Zustands des lokalen Netzwerks. Zu diesem Zweck werden alle Elemente des lokalen MicroGrids mit unabhängigen Überwachungs- und Messdatenerfassungssystemen ausgestattet, die die Entwicklung von Konzepten und Algorithmen für das Energiemanagement und die Steuerung einzelner aktiver Geräte im Netzwerk ermöglichen. Die Messung umfasst Energiespeichersysteme sowie PV- und Windturbinen-Generatoren. Alles wird mit dem aktuellen Status des Verteilungsnetzes verknüpft.

Ein Schlüsselement dieses Verteilungsnetzes sind die sich entwickelnden Energiespeichersysteme. Im Falle der Universitätslösung werden 72 Winston-Batteriezellen (60 Ah) verwendet. Das Layout ihrer Anschlüsse und die Anordnung im Schrank sind in Abb. 4a bzw. 4c dargestellt. Die installierten Module ergeben eine Speicherkapazität von 27,6 kWh bei einer Nennleistung von 12,3 kW. Mit Hilfe eines Umrichters ist es möglich, das Laden oder Entladen des Speichers zu steuern. Ein Netzanalysator ermöglicht die Überwachung von Veränderungen der Werte

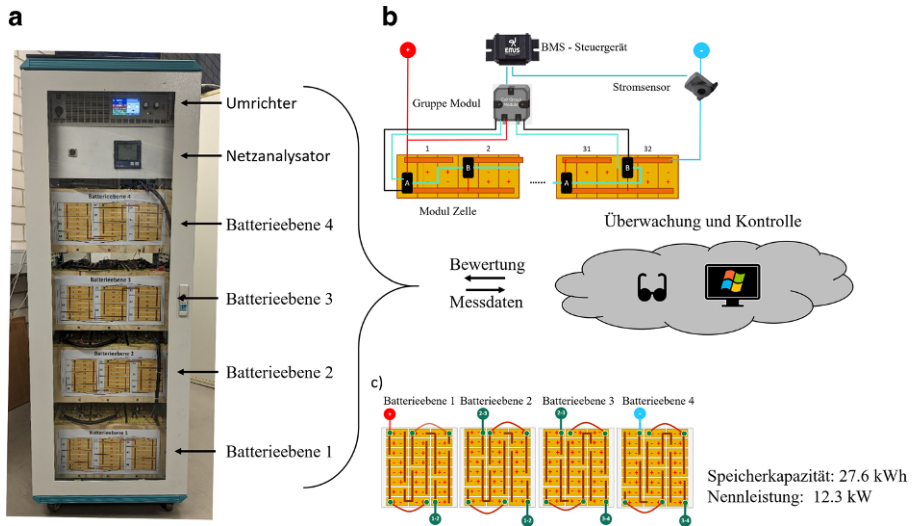


Abb. 4 Aufbau und Struktur von Energiespeichern

einzelner Parameter. Zusätzlich erfasst eine separate PC-Einheit den Zustand der einzelnen Zellen über das in Abb. 4b dargestellte BMS-System.

Abb. 5 zeigt ein konzeptionelles Beispiel für die Integrationsmöglichkeit eines intelligenten Messsystems für eine Energiespeicheranlage, die im DIEGO-Projekt entworfen und verwendet wird. Dieses Messkonzept beinhaltet eine netzseitiges Energiemessgerät (AC-Messung), welches über Ethernet Informationen an einen ausgewählten Punkt im IT-Netzwerk sendet, einschließlich einer Datenbank.

Im Gegenzug zeigt Abb. 6 die Topologie des Informationsaustauschs. Jeder Schritt entspricht einem Prozess, der es ermöglicht, Informationen zu verarbeiten und für Forschungszwecke zu nutzen. Die Erfassung entscheidender physikalischer Größen erfolgt über Sensoren. Die Informationen werden anschließend mithilfe der Node-

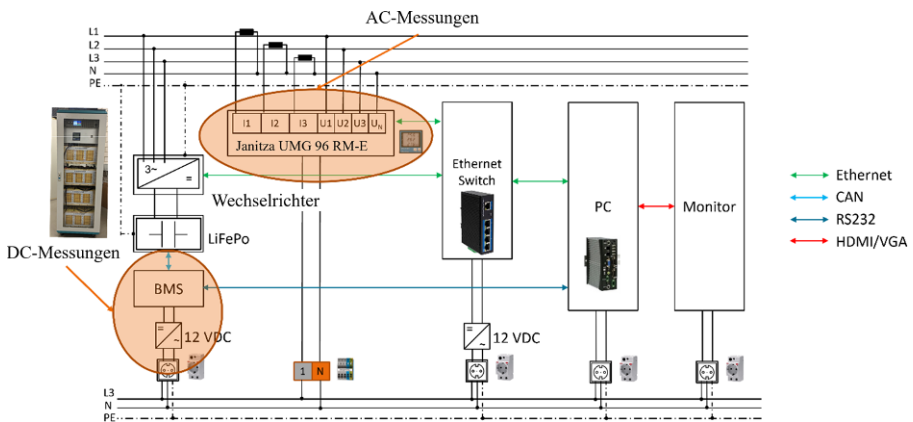


Abb. 5 Smart-Metering-Konzept zur Überwachung der AC- und DC-Seite sowie der Batterieparameter

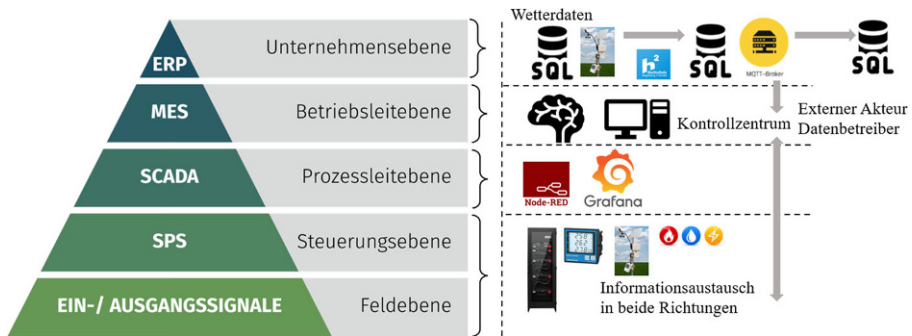


Abb. 6 Smart-Metering-Konzept zur Überwachung der AC- und DC-Seite sowie der Batterieparameter. (ERP Enterprise Resource Planning, MES Manufacturing Execution System und SCADA Supervisory Control and Data Acquisition)

Red-Software verarbeitet und übertragen. Die Daten werden analysiert, dann aufbereitet, von KI genutzt oder an eine Datenbank gesendet, wo sie archiviert werden. Die Daten in der Datenbank können gleichzeitig von Dritten genutzt werden, die Zugriff auf die Daten auf Partnerschaftsbasis haben.

4 Demo AT: Lokale Energiegemeinschaften

4.1 Lokale Energiegemeinschaften mit industriellen Betrieben

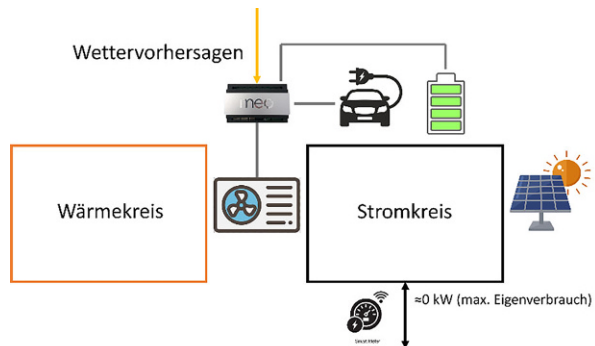
Ziel dieses Demonstrators ist es, dass Haushalte ihre Flexibilität beim Stromverbrauch von typischen Haushaltsgeräten im Rahmen einer Energiegemeinschaft industriellen Betrieben zur Verfügung stellen können. Dabei wird für eine erste Vereinfachung angenommen, dass industrielle Betriebe – oft mit kritischeren Prozessen als Haushalte – ihren Strombedarf weniger flexibel regeln können und daher lediglich von Flexibilität profitieren, diese selbst aber nicht zur Verfügung stellen. Industriebetriebe werden daher basierend auf ihren (Netto-) Lastkurven als äußere Treiber und im weiteren Verlauf nicht im Detail betrachtet. Es sei jedoch angemerkt, dass die hier entwickelte IKT-Infrastruktur prinzipiell mit wenigen Anpassungen auch einen bilateralen Flexibilitätsaustausch zuließe. Für die Erstellung der Lastkurven prognostizieren Industriebetriebe ihre Stromproduktion und ihren Stromverbrauch. Mit Hilfe der Flexibilität von Haushalten in der Energiegemeinschaft kann nun versucht werden, den industriellen Stromüberschuss bzw. -defizit innerhalb der Energiegemeinschaft zu reduzieren.

Auf Haushaltsebene wird in diesem Projekt ein Energiemanagementsystem (EMS) verwendet, das in der Lage ist, verschiedenste Haushaltsgeräte wie Wärmepumpen, PV-Anlagen, Batterien, Wasserpumpen für Schwimmbäder, Ladestationen für Elektrofahrzeuge und andere elektrische Geräte zu steuern und überwachen (Abb. 7; meo E 2024). Das EMS ist zurzeit darauf ausgelegt, den Wärme- und Stromverbrauch eines einzelnen Haushalts so zu steuern und optimieren, dass der Eigenverbrauch maximiert wird (Abb. 8).



Abb. 7 Screenshot der Bedienoberfläche des eingesetzten Energiemanagementsystems für Haushalte

Abb. 8 Illustration der zwei Kontrollschleifen (Strom und Wärme) des Haushalts-Energiemanagementsystems. Ziel ist die Maximierung des Eigenverbrauchs



Im Projekt wurde eine zweite Planungs- und Optimierungsebene eingeführt, um in einer lokalen Energiegemeinschaft aus Haushalten und Industriebetrieben einen sektorübergreifenden Ausgleich von Stromverbrauch und -erzeugung zu ermöglichen. Dies eröffnet Energiegemeinschaften als Gesamtes die Möglichkeit, verschiedene Optimierungsziele wie eine Verlagerung der Netznutzung in Zeiten niedrigerer Tarife, die Reduzierung der Spitzenleistung oder die Maximierung des Eigenverbrauchs zu verfolgen und etwaige Einsparungen auf die Systemteilnehmer zu verteilen.

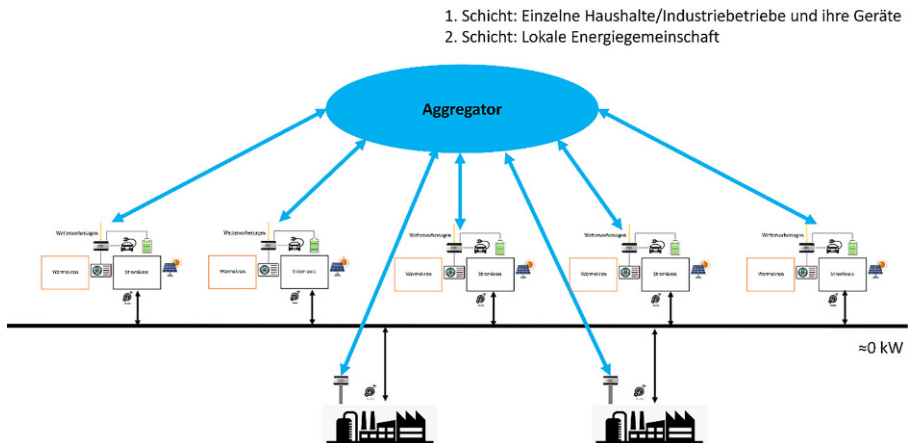


Abb. 9 Illustration der 2-Schichtenlösung. Die Geräte innerhalb eines Haushaltes werden durch das Haushalts-Energiemanagementsystem gesteuert. Der Aggregator optimiert und koordiniert das Verhalten der Haushalte (und Industriebetriebe) in der lokalen Energiegemeinschaft

4.2 Lösungskonzept

Als Architektur wird eine 2-Schichtenlösung gewählt (Abb. 9). Die untere Schicht umfasst einzelne Haushaltsgeräte mit jeweils einem Haushalts-Energiemanagementsystem pro Haushalt als Koordinator. Er ist verantwortlich für die Modellierung, Prognose, Monitoring und Steuerung aller Geräte eines Haushalts. Die obere Schicht besteht aus den Haushalten (und industriellen Betrieben) der lokalen Energiegemeinschaft mit einem Aggregator als Koordinator. Er ist verantwortlich für eine Optimierung über die gesamte Energiegemeinschaft. Eine derartige Aufteilung erhöht die Skalierbarkeit und die Handhabbarkeit der Lösung (CrossChargePoint 2020). So muss sich der Aggregator nicht um die Ansteuerung einzelner Haushaltsgeräte mit einer Vielzahl unterschiedlicher Kommunikationsprotokolle kümmern, sondern kann sich stattdessen auf eine haushaltsübergreifende Steuerung und Optimierung basierend auf einem einheitlichen Interface fokussieren. Durch die Optimierung in 2-Schichten reduziert sich jedoch möglicherweise der Aktionsraum für den Aggregator. Eine derartig ermittelte Optimierungslösung könnte somit suboptimal sein im Vergleich zu einer Lösung, bei der der Aggregator auf alle Haushaltsgeräte direkt zugreifen kann. Es ist jedoch nicht unwahrscheinlich, dass sich die durch dezentrale Optimierung erreichbaren Werte derjenigen einer global optimalen Lösung in ausreichendem Maße annähern. Dies liegt im Stromnetz an zwei Gründen. Einerseits verhalten sich Haushaltsgeräte in der Regel „rational“, so könnte sich eine Wärmepumpe theoretisch beispielsweise minütlich an- und wieder ausschalten. Dies wäre aber weder für die Effizienz noch die Lebensdauer der Wärmepumpe vorteilhaft (Sky Air and Heat 2023; Guangdong Shenling Thermal Tech 2024), d. h. das Spektrum an theoretisch mathematisch möglichen Verbrauchskurven wird in der Regel nicht ausgereizt. Zweitens ist letztendlich der über alle Haushalte aggregierte Verbrauchswert relevant und oft gleichen sich kleinere unabhängige Abweichungen gegenseitig aus (z. B. unterschiedliche Fernsehzeiten in Haushalten an verschiedenen Abenden).

Dies gilt nicht für koordinierte Abweichungen vom typischen Verbrauchsverhalten, wie z. B. bei sportlichen Großereignissen, die aber oft gut vorhersagbar sind. Typische aggregierte Verbrauchskurven sind in Realität daher oft gut erstellbar (Stifter et al. 2018; Octopus Energy Group Limited 2020). Die Klärung der Fragestellung, ob auch eine mehrschichtige Architektur und Optimierung im praktischen Einsatz dem globalen Optimum hinreichend nahekommt, wird ein wichtiges Projektergebnis des im Aufbau befindlichen Demonstrators sein.

Innerhalb der 2-schichtigen Architektur sind verschiedene Ansätze zur Optimierung und Ressourcenzuweisung möglich.

Das Optimierungsziel für das Haushalts-Energiemanagementsystem ist es, dem Aggregator möglichst viel Flexibilität anzubieten, ohne den Komfort der Haushaltskunden zu beeinträchtigen. Das Optimierungsziel für den Aggregator ist es, den Stromüberschuss bzw. den Strommangel der industriellen Betriebe mit Hilfe der aggregierten Flexibilität der Haushalte auszugleichen, d. h. die Haushalte verbrauchen mehr Strom, wenn die industriellen Betriebe einen Stromüberschuss aufweisen, und die Haushalte verbrauchen weniger Strom, wenn die industriellen Betriebe einen Strommangel aufweisen. Ein Stromüberschuss der industriellen Betriebe kann beispielsweise auftreten, wenn diese auf dem Werksgelände Photovoltaikanlagen installiert haben, am Wochenende aber die Produktion drosseln. Für die Koordinierung der Haushalte werden 2 Ansätze im Projekt verfolgt.

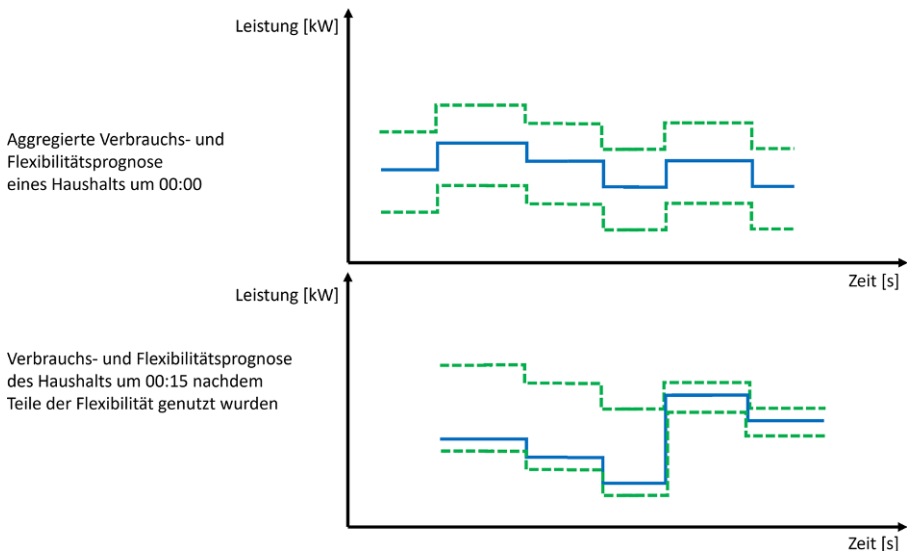


Abb. 10 Verbrauchs- und Flexibilitätprognosen eines Haushalts werden dem Aggregator regelmäßig übermittelt (*oben*). *Blaue Linie* sind Verbrauchsprognosen ohne Einsatz von Flexibilität. Im Falle der *oberen grünen Linie* wird temporär mehr Leistung genutzt als benötigt (z. B. Wärmepumpe wird früher aktiviert), im Falle der *unteren grünen Linie* wird temporär weniger Leistung genutzt als benötigt (z. B. Aktivierung der Wärmepumpe wird hinausgezögert). Eine Wärmepumpe oder z. B. auch eine Ladestation für Elektroautos sind klassische Beispiele in denen Lasten ohne größeren Komforteinbußen für den Nutzer auch über einen längeren Zeitraum verschoben werden können. Nach Nutzung von Flexibilität eines Haushalts werden die Prognosen für zukünftige Zeiträume angepasst (*unten*)

Ansatz 1: Der Aggregator fragt das aggregierte Flexibilitätsband für zukünftige Zeitperioden von den einzelnen Haushalten ab (Abb. 10) und fasst diese wiederum zusammen. Je nach Bedarf sendet der Aggregator dann einen Befehl an die Haushalte und fordert sie auf, ihren Stromverbrauch zu reduzieren bzw. zu erhöhen. Bei Erreichen des gewünschten Zielwerts wird erneut ein Signal gesendet, dass keine weitere Flexibilitätsanpassung mehr nötig ist. Da es keinen genau definierten Wert für den Beitrag eines einzelnen Haushalts gibt, besteht jedoch das Risiko einer Unter- oder Überschreitung des Zielwerts. Wie oft und in welchem Umfang dies in der Realität geschieht, wird von den tatsächlichen Verbrauchs-/Produktionsprofilen der Teilnehmer abhängen. Aus praktischer Erfahrung kann selbst mit einer derartigen relativ simplen Ansteuerung ein gewünschter Zielwert jedoch in vielen Fällen in der Realität gut angenähert werden.

Ansatz 2: Um einen bestimmten Zielwert für die lokale Energiegemeinschaft ohne das Risiko einer Über- oder Unterschreitung zu erreichen, teilen Haushalte dem Aggregator zunächst ihre jeweiligen Flexibilitätsbänder mit. Der Aggregator wählt dann für jeden Haushalt einzelne Zielpunkte aus, um in Gesamtheit den gewünschten Zielwert zu erreichen (z. B. Boehm et al. 2012; von Tullenburg et al. 2017). Diese müssen von den Haushalten auch verpflichtend eingehalten werden. Nachteile dieses Ansatzes sind neben der erhöhten Komplexität der Ansteuerung auch, dass es auf Ebene eines einzelnen Haushalts in der Regel oft zu kleineren Prognosefehlern und Schwankungen auf Grund des Verhaltens der Haushaltsbewohner kommt, die der genauen Erreichung des Zielwerts entgegenstehen.

4.3 Notwendige Schlüsselkomponenten

Sowohl das Haushalts-Energiemanagementsystem als auch der Aggregator müssen einige ähnliche Funktionen implementieren, weil sie auf ihren jeweiligen Ebenen ähnliche Aufgaben erfüllen.

1. Für die Zuteilung der Energieflüsse an die Teilnehmer wird ein Planungs- und Optimierungsalgorithmus benötigt.
2. Um Skalierbarkeit und Handhabbarkeit zu gewährleisten, ist meist eine Form von Aggregation erforderlich, um die Bedürfnisse mehrerer Teilnehmer auf ihren jeweiligen Hierarchieebenen (Geräte in einem einzigen Haushalt, mehrere Haushalte, ...) zusammenzufassen und zu kapseln.
3. Für die Steuerung und Verrechnung von Energieflüssen ist ein geeignetes Daten- und Informationsmodell für den Informationsaustausch erforderlich. Das Modell muss ausreichend flexibel sein und genügend Abstraktionsgrad besitzen, um die Details und die Komplexität der zugrunde liegenden Gerätemechanismen/ Haushaltstypen ausblenden zu können.
4. Um die Daten und Informationen für das Energiebilanzierungssystem zu transportieren, ist eine zuverlässige drahtlose oder drahtgebundene Kommunikation als Basis zwischen den verteilten Standorten und Geräten erforderlich.
5. Alle beteiligten Geräte bzw. Haushalte müssen letztendlich in Echtzeit so gesteuert werden, dass sie dem vereinbarten Energieflussmuster folgen.

6. Eine Vorhersage von Energieverbrauch und -erzeugung, z. B. auf der Grundlage typischer Nutzungsmuster und Wettervorhersagen, ist notwendig, um die Energieflüsse in aktuellen und zukünftigen Zeiträumen besser aufeinander abzustimmen und zu optimieren. Es ist zu beachten, dass es selbst mit hochkomplexen Prognoseslösungen oft nicht möglich ist, das Nutzerverhalten in einem einzelnen Haushalt exakt vorherzusagen. In den meisten Fällen werden solche Vorhersagefehler keine großen Abweichungen verursachen, und in einigen Fällen können sich die Abweichungen sogar gegenseitig aufheben. Wenn die Vorhersage nur für kürzere Zeiträume (z. B. 15 min) erfolgt, sind nicht einmal komplexe Prognosemodelle erforderlich, da der aktuelle Verbrauch als grobe initiale Schätzung für den kommenden kurzen Zeitraum verwendet werden kann. Ohne längere Prognosehorizonte können die Ergebnisse jedoch langfristig suboptimal sein (z. B. wird eine Batterie für kurzfristige Vorteile entladen, obwohl es noch sinnvoller gewesen wäre, sie zu einem späteren Zeitpunkt zu entladen). Für bessere Optimierungsergebnisse sind daher längerfristige Prognosen für Produktion und Verbrauch erforderlich, idealerweise wird dabei eine gewisse Periodizität im Verbrauch berücksichtigt (z. B. 1 Woche oder 1 Jahr).
7. Schließlich sind zur (teilweise verpflichtenden) Dokumentation und Nachverfolgbarkeit von Entscheidungen und Aktionen in einer kritischen Infrastruktur wie dem Stromnetz sichere Lösungen für eine persistente Datenspeicherung erforderlich.

4.4 Gesamtsystem und Software-Architektur

Das Gesamtsystem besteht aus drei räumlich getrennten Teilsystemen (Abb. 11).

- HH Hub ist das lokal beim Haushalt installierte System, das die Geräte steuert, ihre Sensordaten ausliest und sie in die HH Cloud hochlädt.
- HH Cloud beherbergt das Teilsystem, das logische Entscheidungen darüber trifft, wie sich Haushaltsgeräte bzw. in Summe ganze Haushalte verhalten sollen. Es

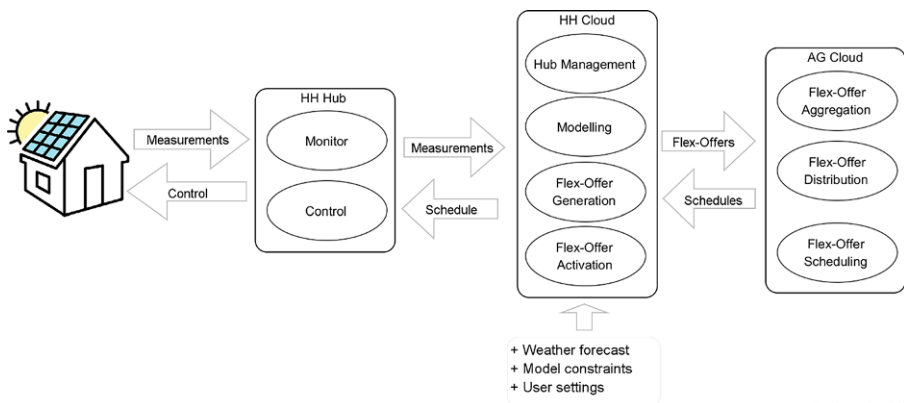


Abb. 11 Die 3 Teilsysteme HH Hub, HH Cloud und AG Cloud mit den jeweiligen Informationsflüssen

nutzt die von den HH Hubs empfangenen Daten als Eingabe u. a. für die modellbasierte Prognose des zeitlichen Verbrauchsverhaltens von Haushaltsgeräten. Darauf basierend werden Flexibilitätsbänder erstellt und diese dem Aggregator zur Verfügung gestellt. Die HH Cloud sendet auch Aktivierungsbefehle an die untere Ebene (Haushalts-Hubs) aus, sobald die AG Cloud eine Planungs- und Zuweisungsentscheidung getroffen hat.

- AG Cloud ist für die Sammlung und Aggregation der von der HH Cloud erstellten Flexibilitätsbänder zuständig. Sie verwendet somit die Mikro-Flexibilitätsangebote der Haushalte, um Makro-Flexibilitätsangebote zu erstellen, die groß genug sind, um für industrielle Betriebe relevant zu sein. AG Cloud disaggregiert auch die auf Makroebene zu erfüllende Flexibilitätsaufgabe für eine Verteilung und Zuweisung an Haushalte auf der unteren Ebene.

Unterstützende Softwarekomponenten für Funktionalitäten wie Authentifizierung, Datenpersistenz und Visualisierung sind hier nicht eingezeichnet. Zurzeit wird die beschriebene Lösung prototypisch implementiert und dann im Rahmen eines Demonstrators in einer lokalen Energiegemeinschaft in Österreich getestet.

5 Zusammenfassung

Das vorgestellte IKT-Konzept für Deutschland (Sachsen-Anhalt) und Österreich fokussiert sich auf die Integration erneuerbarer Energien durch den Einsatz von Batteriespeichern und Smart Metering in lokale Energieinfrastrukturen. In Sachsen-Anhalt wird die Energiewende durch eine Vielfalt von Energiequellen, insbesondere erneuerbare wie Wind und Solar, vorangetrieben. Das DIEGO-Projekt zielt darauf ab, etablierte Geschäftsmodelle für Batteriespeicher im Stromnetz zu analysieren. Die Systemarchitektur umfasst eine interoperable bidirektionale Technologiearchitektur, die eine sichere Kommunikation zwischen Energie- und Steuersystemen ermöglicht. In Österreich liegt der Fokus auf der Flexibilität im Stromverbrauch, insbesondere in lokalen Energiegemeinschaften mit industriellen Betrieben. Ein zweischichtiges Lösungskonzept ermöglicht den Ausgleich von Stromüberschüssen und -defiziten durch die Bereitstellung von Flexibilität aus Haushalten. Die Software-Architektur besteht aus räumlich getrennten Teilsystemen, die die Steuerung, Optimierung und Kommunikation zwischen Haushalten und Industriebetrieben ermöglichen.

Die implementierte Lösung wird in einem Demonstrator in Österreich getestet, um die praktische Umsetzbarkeit und Effizienz des Konzepts zu überprüfen. Die gewonnenen Erkenntnisse sollen dazu beitragen, die Integration erneuerbarer Energien weiter zu optimieren und die Flexibilität im Stromverbrauch auf lokaler Ebene zu fördern. Die Analyse der Geschäftsmodelle für Batteriespeicher in Deutschland wird Einblicke in die wirtschaftlichen Aspekte der Energiewende bieten. Diese Projekte tragen dazu bei, die Nachhaltigkeitsziele in beiden Ländern zu erreichen und dienen als Beispiel für innovative Ansätze in der Energiebranche. Der Ausblick beinhaltet die Hoffnung, dass die entwickelten Konzepte und Technologien auch international Anwendung finden können, um eine nachhaltige und effiziente Energieversorgung weltweit voranzutreiben.

Danksagung Dieses Projekt wurde im Rahmen des Programms ERA-Net Smart Energy Systems – Digitale Transformation für die Energiewende durch die Europäische Union (Horizon 2020, Nr. 883973), das österreichische Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) sowie die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) unterstützt.

Förderung Dieser Artikel ist ein Teilergebnis des Projekts DIEGO (Förderkennzeichen 03EI4049A), das vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Klimapolitik gefördert wird.

Funding Open Access funding enabled and organized by Projekt DEAL.

Open Access Dieser Artikel wird unter der Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz veröffentlicht, welche die Nutzung, Vervielfältigung, Bearbeitung, Verbreitung und Wiedergabe in jeglichem Medium und Format erlaubt, sofern Sie den/die ursprünglichen Autor(en) und die Quelle ordnungsgemäß nennen, einen Link zur Creative Commons Lizenz beifügen und angeben, ob Änderungen vorgenommen wurden.

Die in diesem Artikel enthaltenen Bilder und sonstiges Drittmaterial unterliegen ebenfalls der genannten Creative Commons Lizenz, sofern sich aus der Abbildungslegende nichts anderes ergibt. Sofern das betreffende Material nicht unter der genannten Creative Commons Lizenz steht und die betreffende Handlung nicht nach gesetzlichen Vorschriften erlaubt ist, ist für die oben aufgeführten Weiterverwendungen des Materials die Einwilligung des jeweiligen Rechteinhabers einzuholen.

Weitere Details zur Lizenz entnehmen Sie bitte der Lizenzinformation auf <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de>.

Literatur

- Aleman JM, Arendarski B, Lombardi P, Komarnicki P (2018) Accentuating the renewable energy exploitation: evaluation of flexibility options. *Int J Electr Power Energy Syst* 102:131–151. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.04.023>
- Boehm M, Dannecker L, Doms A, Dovgan E, Filipi B, Fischer U, Lehner W, Pedersen TB, Pitarch Y (2012) Data Management in the MIRABEL Smart Grid System. In: *Proc 2012 Jt EDBT/ICDT Work Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz Netzbetrieb und Systemsicherheit*. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/NetzeUndNetzausbau/netzbetrieb-und-systemsicherheit.html>
- CrossChargePoint CCPJ CrossChargePoint Project Consortium. <https://ccp-project.eu/>
- Dharshana D, Kolhe M, Sharma A, Garud S, Dehalwar V, Singh VK (2017) Review of information and communication technologies for smart micro-grid automation. In: *2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS)*, S 842–848. <https://doi.org/10.1109/ICPES.2017.8387406>
- Domínguez-Garabitos MA, Ocaña-Guevara VS, Santos-García F, Arango-Manrique A, Aybar-Mejía M (2022) A methodological proposal for implementing demand-shifting strategies in the wholesale electricity market. *Energies* 15(4):1307. <https://doi.org/10.3390/en15041307>
- Group E No Title Transparency on Grid Data. <https://www.elia.be/en/grid-data/balancing/current-system-imbalance>
- Guangdong Shenling Thermal Tech Understanding heat pump cycling: frequency, short cycling, and optimal operation. <https://www.shenlinglobal.com/blog/understanding-heat-pump-cycling-frequency-short-cycling-and-optimal-operation/>
- Komarnicki P, Wenge C, Pietracho R (2020) Electromobility—Integration of electric vehicles with the power grid infrastructure. *Prz Elektrotech* 96:3–15. <https://doi.org/10.15199/48.2020.05.01>
- Mai TT, Haque ANMM, Vo T, Nguyen PH, Pham MC (2018) Development of ICT infrastructure for physical LV microgrids. In: *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, S 1–6. <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2018.8493788>
- meo E MEO Energy PROPILOT. <https://www.meo-energy.com/>
- Nardelli P, Hussain HM, Narayanan A, Yang Y (2021) Virtual microgrid management via software-defined energy network for electricity sharing: benefits and challenges. *IEEE Syst Man Cybern Mag* 7(3):10–19. <https://doi.org/10.1109/MSMC.2021.3062018>
- Octopus Energy Group Domestic energy usage patterns during social distancing. <https://octopus.energy/blog/domestic-energy-usage-patterns-during-social-distancing/>

- Parol M, Wasilewski J, Wojtowicz T, Arendarski B, Komarnicki P (2022) Reliability analysis of MV electric distribution networks including distributed generation and ICT infrastructure. *Energies* 15(14):5311. <https://doi.org/10.3390/en15145311>
- Sachs T, Gründler A, Rusic M, Fridgen G (2019) Framing microgrid design from a business and information systems engineering perspective. *Bus Inf Syst Eng* 61(6):729–744. <https://doi.org/10.1007/s12599-018-00573-0>
- Silva JAA, López JC, Guzman CP, Arias NB, Rider MJ, da Silva LCP (2023) An IoT-based energy management system for AC microgrids with grid and security constraints. *Appl Energy* 337:120904. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120904>
- Sky air and heat, “how long does A heat pump last? | lifespan of heat pumps.”. <https://www.skyairlv.com/blog/how-long-does-a-heat-pump-last-lifespan-of-heat-pumps/>
- Stifter M, Zehetbauer P, Rao B, Eichberger S Repräsentative Lastprofile für Haushalte. 15. Symposium Energieinnovation, Graz, 14.–16. Februar 2018.
- Suslov K et al (2019) Development of the methodological basis of the simulation modelling of the multi-energy systems. *E3s Web Conf* 124:1049. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912401049>
- von Tullenburg F et al (2017) An agent-based flexibility trading architecture with scalable and robust messaging. In: 2017 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), S 509–514. <https://doi.org/10.1109/SmartGridComm.2017.8340698>
- Wenge C, Arendarski B, Balischewski S, Pietracho R (2023) Renewable self-sufficient energy supply for smart devices in urban areas, Energy-Hub—case study. In: 2023 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), S 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESGM52003.2023.10252840>

Hinweis des Verlags Der Verlag bleibt in Hinblick auf geografische Zuordnungen und Gebietsbezeichnungen in veröffentlichten Karten und Institutsadressen neutral.