

31. Energie-Symposium

REALLABOR DEZENTRALER H₂-HYBRIDSPEICHER

Clemens Kerssen¹, Maik Baumann¹, Niklas Thom¹

¹ TH Lübeck, Wissenschaftszentrum Elektromobilität, Leistungselektronik und dezentrale Energieversorgung (EMLE)

ABSTRACT

Im Zuge der Energie- und Mobilitätswende bestehen weiterhin zahlreiche offene Forschungsfragen, wobei die Rolle effizienter Energiespeicherung zunehmend an Bedeutung gewinnt.

Dieser Beitrag präsentiert das Konzept eines dezentralen Reallabors, das auf der Speicheroptimierung primär regenerativ erzeugter Energie wie durch Windkraftanlagen und Photovoltaik basiert. Unter Einbeziehung realer Verbrauchsdaten und Lastprofile sollen Netzanwendungen getestet, die Dimensionierung von Zwischenspeichern optimiert und Strategien für das schonende Laden von Batterien entwickelt werden. Das Reallabor dient zudem als praxisnaher Anwendungsbereich in der akademischen Lehre.

Ein zentraler Fokus liegt auf dem Aufbau und der Integration eines Hybridspeichersystems. Die Kombination von Batterie- und Wasserstoffspeichern erhöht die Langzeitstabilität der Energieversorgung und ermöglicht einen signifikant höheren Anteil erneuerbarer Energien im Energiemix. Darüber hinaus wird ein intelligentes Energiemanagementsystem entwickelt, das für die Steuerung und Regelung des Gesamtsystems essenziell ist. Die Relevanz und Komplexität dieses Systems werden durch ökonomische und ökologische Analysen verdeutlicht.

1. WISSENSCHAFTSZENTRUM ELEKTROMOBILITÄT, LEISTUNGSELEKTRONIK UND DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG (EMLE)

Das EMLE der Technischen Hochschule Lübeck (THL) wurde 2012 von Prof. Tiedemann mit dem Ziel gegründet, Fragestellungen der Mobilitäts- und Energiewende technisch zu durchleuchten und praxistaugliche Lösungen mit möglichst hohem Technologiereifegrad (TRL) interdisziplinär und holistisch zu entwickeln. Die Forschungsarbeiten finden auf der Systemebene statt, wobei Aspekte der Grundlagenforschung von Partnern beigesteuert werden. Die Systemvalidierung erfolgt bei Industriepartnern, um möglichst authentische und praxisnahe Testdaten erheben zu können.

2012 stand die Mobilitätswende noch in den Kinderschuhen. Die Frage nach Schnellladestationen war noch nicht beantwortet. Gerade in Bezug auf Herausforderungen wie Mess- und Eichkonformität, entsprechenden Payment-Lösungen und einem barrierefreien Zugang oder auch dem Erbringen von Systemdienstleistungen am Energieversorgungsnetz wurden und werden teilweise immer noch realistische Lösungen benötigt. Bei der Arbeit an diesen ersten Forschungsfragen entstand die Schnelladestation FE-alpha als Demonstrator mit einer DC-Ladeleistung von 100 kW und einem AC-Ladepunkt mit 22 kW. Aufgrund ihres modularen Aufbaus war FE-alpha bereits so konzipiert, dass Ladeleistungen von über 300 kW bei Ladespannungen von über 900 V realisiert werden können. Um die Netzelastung durch Lastschwankungen zu minimieren und Wandlungsverluste zu vermeiden, wurde im Projekt Power 400 die DC-Schnelladetechnik so weiterentwickelt, dass ein direktes Laden aus einem Batteriespeicher möglich ist [1]. Die Nutzung von Speichersystemen ermöglicht zudem, das reine Ladekonzept, um weitere wirtschaftliche und technische Aspekte auszudehnen. Es entstand das Ladeparkkonzept mit einer modularen und skalierbaren AC-Ladetechnik mit nahezu beliebig vielen Ladepunkten sowie einem Energiemanagementsystem (EMS) zum Koppeln von Verbraucher- und Erzeugerleistung [2]. Um mehr Regelmöglichkeit und eine Langzeitspeicherung zu ermöglichen, wird das System um einen Hybridspeicher in Form von Wasserstoff ergänzt.

31. Energie-Symposium

2. DIE IDEE DES REALLABORS

Durch den beschriebenen Werdegang des EMLE verfügt das Labor über unterschiedliche regelbare Verbraucher, Erzeuger und Speicher. Diese stehen aktuell für sich allein und werden für die Bearbeitung von Forschungsfragen teils rege, teilweise jedoch auch seltener genutzt. Insbesondere das „seltener genutzt“ und die hohen Standzeiten zwischen Forschungsfragen weckte in uns den Ansatz der optimierten Nutzung. Wir haben den Gedanken der dezentralen Energieversorgung aufgegriffen und werden unsere Einzelsysteme zu einem Gesamtsystem verschalten, um bspw. unser Labor und Büro Teilautark versorgen zu können. Neben der realen Versorgung wird das System in Teilen oder Gänze in der Lehre und Forschung genutzt. So können beispielsweise neue Akteure an dem Netz getestet werden, u.a. um Fragen der Netzstabilität zu testen. Das System kann mit Simulationen erweitert werden oder Fragen der Wirtschaftlichkeit beantworten. Somit stellt dieser Aufbau sowohl ein Reallabor mit praktischer Anwendung dar, als auch einen experimentellen und erweiterbaren Laboraufbau für die Lehre und Forschung mit dem Schwerpunkt der Energiewende.

Das Reallabor wird aus zwei DC Kreisen mit unterschiedlichen Spannungsniveaus bestehen, die mit dem AC-Labornetz verbunden sind. Abbildung 1 stellt dies schematisch dar.

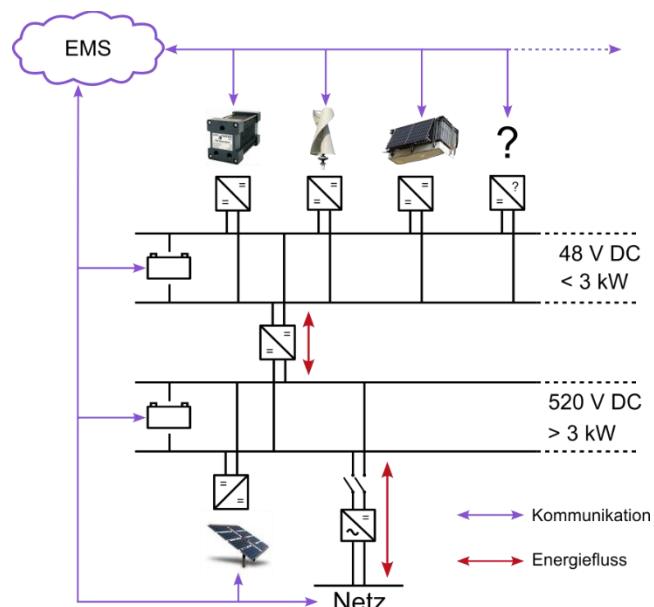


Abbildung 1: Konzept dezentrales Reallabor

Die erste Ebene umfasst 48 V für Erzeuger und Verbraucher bis ca. 3 kW. Vorgesehene Netzteilnehmer sind Balkonkraftwerke, Kleinwindanlagen, Brennstoffzellen und eine Kaskade von Blei-Gel-Batterien, die Teil eines kleineren Hybridspeichers sind. Über bidirektionale DC/DC-Wandler wird die zweite Spannungsebene mit 520 V für Netzteilnehmer über 3 kW sowie der Anbindung an einen 30 kWh LiFePo4-Batteriespeicher und das lokale Energieversorgungsnetz bereitgestellt.

Anhand realer Lastprofile können mit diesem System Untersuchungen zur Dimensionierung von Hybridspeichern als Zwischenspeicher für Ladeinfrastruktur, wie etwa größere Ladeparks, durchgeführt werden. Dabei werden vorhandene regenerative Energiequellen sowie das schonende Laden von Batterien berücksichtigt. Darüber hinaus bietet das System die Möglichkeit, potenzielle Geschäftsmodelle durch Systemdienstleistungen und die Teilnahme am Energiemarkt zu erforschen. Ein zentraler Aspekt des dezentralen Reallabors ist ein übergeordnetes, selbstlernendes EMS.

31. Energie-Symposium

3. AUFBAU EINES HYBRIDSPEICHERS ALS BESTANDTEIL DES REALLABORS

Wie zuvor erwähnt soll im Rahmen des Reallabors und der dezentralen Energieversorgung die Hybridspeichertechnik genauer betrachtet werden. Um das System bestmöglich zu Analysieren und wissen in der Lehre zu Vermitteln wurde ein erstes Hybridspeichersystem aus Industriekomponenten in Eigenarbeit an der THL konstruiert und aufgebaut.

Der Hybridspeicher basiert auf einem Wasserstoffsystem in Kombination mit Batteriespeichern. Ein wesentlicher Bestandteil des Entwicklungsprozesses war der schrittweise und komponentenbasierte Aufbau. Der Hybridspeicher wurde im 19"-Industriestandard errichtet und besteht aus einer Kombination von Druckwassertank, Elektrolyseur, Wasserstofftank, Brennstoffzellensystem, Batteriespeicher sowie verschiedener Sensorik, Aktorik und einer Steuereinheit. Jedes Subsystem verfügt auf Grundlage eines zuvor erstellten und in Abbildung 2 dargestellten Konzepts über ein eigenes Managementsystem, welches die grundlegende Steuerung übernimmt.

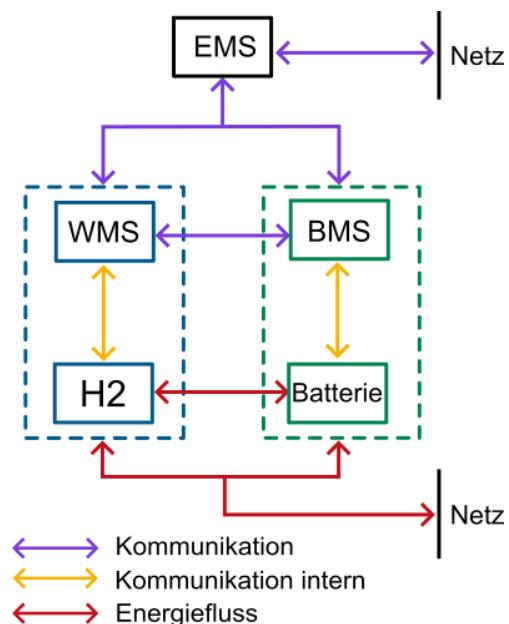


Abbildung 2: Konzept dezentrales Reallabor

Die Speisung des Elektrolyseurs erfolgt über einen Druckwassertank. Über einen einstellbaren Druckminderer wird der Ausgangsdruck des Elektrolyseurs angeglichen. Die Weiterleitung erfolgt entweder zum Wasserstofftank oder, über einen weiteren Druckminderer, zum Brennstoffzellensystem. Der Wasserstoffzufluss zur Brennstoffzelle wird mittels eines eigenen Steuerungssystems reguliert, das Einlass- und Auslassventile, einen elektronischen Druckregler sowie einen Differenzdrucksensor umfasst. Hiermit wird der Wasserstoff zu und -abfluss zyklisch in Abhängigkeit des Verbrauchs reguliert. Magnetventile, ein Rückschlagventil zur Verhinderung von Druckschlägen in den Elektrolyseur und ein Gassensor gewährleisten die Erkennung eines möglichen Gasaustritts und ermöglichen die automatische, gefahrenfreie Unterbrechung des Wasserstoffflusses bei Bedarf. Eine mikrocontrollerbasierte SPS (Speicherprogrammierbare Steuerung) übernimmt dabei die Auswertung der Sensorik, die Steuerung der Aktorik sowie die Darstellung der Betriebsdaten auf einem Monitor. Darüber hinaus kann das System vom Nutzer über die gleiche Einheit gesteuert werden. Dadurch, dass viele Einzelkomponenten über andere Schnittstellen und Protokolle angesprochen werden müssen, erhöht sich die Komplexität des Systems zusätzlich.

Die im Rahmen des Aufbaus und der Inbetriebnahme dieses Kleinsystems gewonnenen Erkenntnisse lassen sich direkt auf das H2-Großsystem, welches im Rahmen des Reallabors entsteht, übertragen.

31. Energie-Symposium

Zusätzlich zu Druckwassertank, Elektrolyseur und Brennstoffzelle wird im Großsystem ein Trockner zur Erhöhung der Wasserstoffreinheit sowie eine Umkehrosmose-Anlage integriert, die eine direkte Versorgung mit Wasser aus dem lokalen Wassernetz ermöglicht. Die Speicherung des erzeugten Wasserstoffs erfolgt in einem 12 x 50-Liter-Gasflaschenbündel. Dies entspricht, ausgehend von den 35 Bar Ausgangsdruck des Elektrolyseurs, einem Heizwert von 63 kWh. Die Funktion des Batteriespeichers übernimmt hierbei eine 30 kWh LiFePo4 Batterie. Zum Vergleich: ein 2-Personen Haushalt verbraucht durchschnittlich 8,3 kWh/Tag [3].

4. DIE BEDEUTUNG UND KOMPLEXITÄT DES ENERGIEMANAGEMENTS

Ein Energiemanagementsystem (EnMS/EMS) ist ein strukturiertes und systematisches Verfahren dessen Ziel es ist, unter der Betrachtung von Umweltaspekten, kontinuierlich die Energieeffizienz zu steigern und Kosten zu reduzieren. Die Definition lässt sich auf die Inhalte der Iso 50001, die Norm für Energiemanagementsysteme beziehen, welche die praktische Umsetzung des Energieeffizienz-Gesetzes darstellt. Die Definition ist weit gefasst und im Rahmen der nachfolgenden Textabschnitte ist unter dem Begriff EMS insbesondere das kontinuierliche Überwachen, Automatisieren und Optimieren von Energieflüssen zu verstehen.

Im Praxisbeispiel eines EMS wird ein Haushalt mit einer PV-Anlage und einem Lithiumspeicher betrachtet. Dieser soll die Energieeffizienz steigern und Kosten reduzieren. Bei einem möglichen Netzbezug entstanden für Haushalte mit einem Verbrauch von 2500-5000 kWh durchschnittliche Kosten von 40,2 Cent/kWh im Jahr 2023 [4]. Die Einspeisevergütung nach dem EEG beträgt 8 Cent/kWh [5].

Berechnet man über den Ertrag sowie die Gestehungskosten von Durchschnittlich 1.000 kWh/kWp und 1.175 €/kWp [6] kostet über eine Lebenszeit der PV-Anlage von 20 Jahren die erzeugte kWh 5,9 Cent. Soll der erzeugte Strom zwischengespeichert werden, kostet die Speicherung 15,7 Cent/kWh. Für die Berechnung wurden die Gestehungskosten des Speichers von 347 €/kWh [7] mit der garantierten Speicherkapazität über die Lebenszeit unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades berechnet. Eines der gängigsten EMS für den Anwendungsfall ist die Eigenverbrauchsoptimierung mit Überschusseinspeisung. Am wirtschaftlichsten ist es, Energie unmittelbar selbst zu verbrauchen. Gegenüber den Bezugskosten spart man so 34,1 Cent/kWh. Ist der Eigenverbrauch nicht möglich, wird die Energie für die Nacht gespeichert. So werden immer noch 18,47 Cent/kWh gegenüber dem Netzbezug eingespart. Ist der Speicher voll und es wird noch immer keine Energie benötigt wird ins Netz eingespeist und ein Gewinn von 2,1 Cent/kWh erzielt.

Als Betrachter geht man auf Grund der wirtschaftlichen Gegebenheiten davon aus, dass ein Großteil der Energie selbst verbraucht wird, um den Gewinn zu maximieren. Schaut man allerdings auf die Jahresbilanz einer PV-Anlage in häuslicher Durchschnittsgröße (8 kWp PV-Leistung mit einem 5 kWh Speicher) stellt man fest, dass insbesondere im Sommer nur ca. 30 % der erzeugten Energie direkt oder indirekt verbraucht werden und das bei einem Autarkiegrad von über 80% bei unser Beispielanlage. 70% der erzeugten Energie wird eingespeist.

Hier wird bereits das Potential für den Einsatz von Hybridspeichertechnik und der Langzeitwasserstoffspeicherung ersichtlich, da im Sommer ein bedeutender Energieüberschuss erzielt wird. Dieser Eindruck bestätigt sich bei Betrachtung des deutschen Strommarktes. Die schwankende Einspeiseleistung von regenerativen Energiequellen führt zu Preisschwankungen mit zwei klaren Abhängigkeiten. Zum einen sind bei erneuerbaren Energiegen oftmais die Erzeugungskosten günstiger, zum anderen spielt die Abhängigkeit zwischen Angebot und Nachfrage in die Preisbildung ein. Wird das EMS aus dem bisherigen Rechenbeispiel genutzt, um Preisschwankungen am Energiemarkt ausnutzen zu können und somit auch systemdienlich zu agieren, wird das EMS sehr viel komplexer. Für das

31. Energie-Symposium

Rechenbeispiel wird der maximalen Energiepreis vom 29.08.2022 mit 87,1 Cent/kWh angenommen. Der Zeitpunkt ist freigewählt und es kommt regelmäßig zu Ausschlägen in der gleichen Größenordnung. Zudem dient das Rechenbeispiel zur Darstellung der Komplexität und entspricht nicht der wirtschaftlichen Realität, da die Großhandelspreise einer idealisierten Betrachtung ohne Steuern, Netzentgelten, etc. entsprechen. Es ergeben sich durch die Einbindungen der Großhandelspreise neue Regelalgorithmen. Das EMS könnte Energie aus dem Speicher zu Spitzenzeiten einspeisen, um so zum ausgewählten Zeitpunkt 65,6 Cent/kWh Gewinn zu erzielen. Eine andere Regelmöglichkeit ist es die Energie günstig aus dem Netz zu beziehen, um diese einzuspeichern oder direkt zu verbrauchen, wenn dies wirtschaftlich sinnvoll ist. Für die Reglungen müssen gute Prognosen des Energieverbrauches und der Produktion integriert werden. Das EMS ist nun sehr schnell von einem System mit drei „If-Else-Bedingungen“ auf ein System, dass ohne künstliche Intelligenz und maschinelles Lernen kaum zu realisieren ist, angewachsen. Dabei wurde die Einbindung saisonaler Speicher (Hybridspeicher) noch nicht betrachtet. Auch die Einbindung von Ladeinfrastruktur insbesondere bidirektionales- und batterieschonendes Lademanagement werden mit dem Aufbau unsers eigenen EMS im Rahmen des Reallabors betrachtet.

4.1 WIRTSCHAFTLICHER UND ÖKOLOGISCHER ZWIESPALT IM EMS

Die Hybridspeichertechnik stellt das EMS vor erweiterte Aufgaben. Es soll je nach Anwendungsszenario überschüssige elektrische Energie in Grünen, also CO₂ neutralen, Wasserstoff gewandelt werden. Speist man die Elektrolyse mit vor Ort erzeugter Energie, so ist die CO₂ Neutralität nachweisbar. Wird Strom allerdings an der Börse gekauft, wird auf einen Strommix zurückgegriffen der je nach Großwetterlage variiert. Scheint die Sonne vor Ort nicht aber in anderen Teilen Deutschland oder ist es Windig kann der Netzbezug für die Produktion von Wasserstoff sinnvoll sein. Es besteht allerdings ein Konflikt im EMS zwischen der Wirtschaftlichen Nutzung und dem Umweltschutz, also der Minimierung des CO₂ Ausstoßes. Der Anteil an Regenerativer Energieerzeugung lässt sich in Abhängigkeit des Preises darstellen. So gilt Wasserstoff unter anderem als Grüne, wenn die Energie zur Produktion für maximal 20 €/MWh am Day-Ahead Markt eingekauft wird [7]. Dies entspricht im Zeitraum von Juni 2023 bis Juli 2024 einer möglichen Nutzung des Elektrolyseurs von 1102 h/Jahr, also ca. 13 % des Jahres. Die Zeit ist in etwa Äquivalent zu unserem im Rechenbeispiele angenommenen Ertrag einer PV-Anlage von 1.000 kWh/kWp, also entsprechend 1000 Vollaststunden. Angenommen der Produktionszeitraum überschneidet sich zu 80% mit den Preisphasen <= 20€/MWh, so wird die Elektrolyse für ca. 1220 h/Jahr genutzt, also knapp 14 % des Jahres. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist so schwierig umzusetzen. Soll die Betriebszeit erhöht werden kann unter Umständen auf das Label „grüner Wasserstoff“ verzichtet werden. Die Nachfolgende Tabelle zeigt wie durch die Senkung des benötigten Grünstromanteils für die Produktion die Laststunden steigen.

Tab. 1: Betriebsstunden und Strompreis in Abhängigkeit zum Grünstromanteil [8]

Anteil Grünstrom	50 %	60 %	70 %	80 %
Stunden p.a.	5251 h	4051 h	2907 h	1854 h
Strompreis Day-Ahead €/MWh	59,04 €	50,71 €	38,86 €	26,37 €

Bei einem Grünstromanteil von 70% ist breites jetzt zu einem Zeitraum von 2907 h/Jahr im Energiemix vorhanden. Bei der zuvor angenommenen Überschneidung der Produktionszeiträume kommt man so

31. Energie-Symposium

auf eine Betriebszeit von 1581h, also schon 18%, wobei davon auszugehen ist, dass bei einer größeren Zeitspanne der Gleichzeitigkeitsfaktor abnimmt. Der Tabelle ist zudem zu entnehmen, dass mit kleineren Grünstromanteil im Netz die Preise steigen. Der so entstehende Zwiespalt zwischen den Wirtschaftlichen und ökologischen Interessen wird einen Schnittpunkt haben, den es zu untersuchen gilt, um ihn in rechtliche Rahmen zu binden. Momentan ist dieser auf Grund des noch unklaren Wertes von grünem Wasserstoff und der möglichen Preisdegression der AEM-Elektrolyse dynamisch.

4.2 AUFBAU DES EMS

Das EMS wird als Cloudnativ System aufgebaut und basiert auf verschiedenen Programmteilen die in Containern, also ausführbare Softwareeinheiten, verpackt sind. Der Edge Container ist auf der Systemebene angeordnet und übernimmt, wie in Abbildung 3 dargestellt, die Kommunikation mit den Regelteilnehmern.

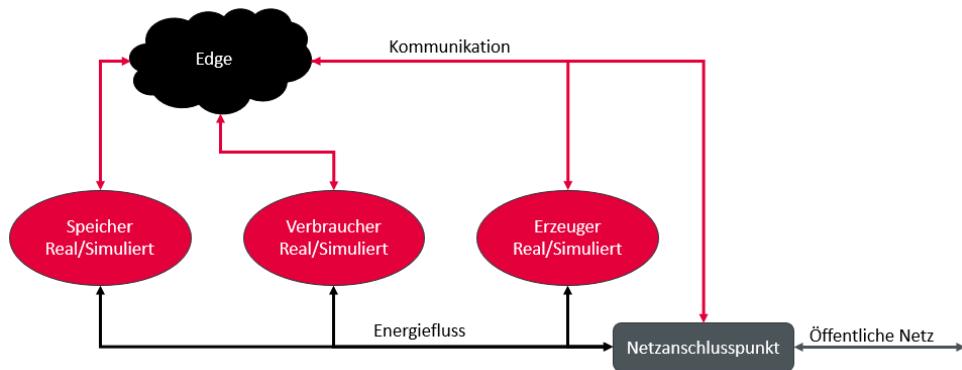


Abbildung 3: EMS im Reallabor

Die Regelteilnehmer sind Speicher, Verbraucher und Erzeuger. Abgeschlossen ist die Regelzone über den Netzanschlusspunkt. In den meisten Anwendungsszenarien wird auf den Netzanschlusspunkt geregelt, zum Beispiel wird bei der Eigenverbrauchsoptimierung die Leistung am Netzanschlusspunkt auf 0 W geregelt. Alle Teilnehmer des Regelkreises können sowohl simuliert als auch real eingebunden werden. Dies stellt die Besonderheit des Reallabors dar. So können unter Anderem zukünftige Marktdaten mit realen Algorithmen getestet, oder Simulationen durch einen realen Aufbau verifiziert werden. Zudem wird durch die Struktur eine Modularität mit entsprechender Flexibilität erreicht, um neue Algorithmen zu testen und das System stetig mit neuen Akteuren zu erweitern. Durch den Aufbau als Cloudumgebung lässt sich das System zudem mit EMS-Teilnehmern über das Labor hinaus verknüpfen.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] P. Drews-Walkling, C. Kerssen und R. Tiedemann, „Power 400 - High Power Charging System with Battery Buffer,“ in *ETG Congress 2021*, Online, 2021.
- [2] C. Kerssen, P. Drews-Walkling, M. Zimmermann, M. Baumann und N. Thom, „HYBRIDE, DEZENTRALE ENERGIESPEICHERSYSTEME UND INTELLIGENTES ENERGIEMANAGEMENT AM BEISPIEL MODULARER UND SKALIERBARER LADEPARKS,“ in *Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik*, Stralsund, 2023.
- [3] V. B. e.V, „Stromverbrauch im Haushalt [Online],“ <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/strom-sparen/strom-sparen-im-haushalt-einfache-tipps-10734> (Zugriff am 27. September 2024), 2023.
- [4] Statista, „study_id10091_strom-und-energiepreise-in-deutschland,“ Statista , 2024.

31. Energie-Symposium

- [5] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien EEG, 2023.*
- [6] Statista, „statistic_id156490 Solaranlage Preise In Deutschland bis 2021,“ Statista, 2024.
- [7] *37. BlmSchV §7 Abs. 3, Nr1..*
- [8] D. A. Müller, „Schöne neue Klimawelt - Wie der grüne Wasserstofhochlauf gelingen kann“.

31. Energie-Symposium

Impressum

Veröffentlicht 2024 im Tagungsband zum 31. Energie-Symposium

Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik

Hochschule Stralsund 13. bis 15.11.2024

Herausgeber Prof. Dr. rer. nat. Johannes Gulden – johannes.gulden@hochschule-stralsund.de

DOI 10.18453/rosdok_id00004683

Zweitveröffentlichung 2025 mit freundlicher Genehmigung des Herausgebers

unter der Open Access Lizenz CC BY-SA

Kontakt

Technische Hochschule Lübeck

Wissenschaftszentrum Elektromobilität, Leistungselektronik & dezentrale Energieversorgung – EMLE

Mönkhofer Weg 239 | 23652 Lübeck (Germany)

E-Mail: clemens.kerssen@th-luebeck.de - maik.baumann@th-luebeck.de - niklas.thom@th-luebeck.de