



Interreg
Deutschland - Danmark



carpeDIEM

Intelligentes Energie-
management für Mikrogrids

ABSCHLUSS REPORT 2019

carpeDIEM
Abschlussbericht September 2019

Autoren
Projekt Partner

Fotos/Grafiken
carpeDIEM
and Colourbox wo angegeben

Druck
SDU Print & Sign

University of Southern Denmark
Mads Clausen Institute
Alsion 2
6400 Sønderborg
Dänemark

www.project-carpeDIEM.eu



Interreg
Deutschland - Danmark



Inhaltsverzeichnis

Editorial	2
Projekt Fakten	
Einleitung	4
Zusammenfassung	5
Fallstudien, Datensammlung und Simulationen	
Unsere Fallstudien	7
Dataensammlung	8
Autarkie durch Integration und intelligenter Kontrolle von Energiespeichern	9
Lokal optimiertes Energie Management Simulationen	12
Wichtigste Ergebnisse	15
DIEM System	
Architektur	16
DIEM, intelligente Ladeinfrastrukturen	19
Partners von carpeDIEM	21
Veröffentlichungen	22
Unsere Netzwerkpartner	24

Editorial

“Wie können wir Menschen dazu bewegen mehr Energie aus lokalen Quellen zu nutzen und dies auch ermöglichen?”

Es ist offensichtlich, dass die Nutzung von Energie vor Ort den Vorteil hat, dass sie nicht über lange Distanzen transportiert werden muss. Dies trägt dazu bei die Übertragungsverluste, und damit die CO₂ Emissionen, zu verringern. Des Weiteren kann der lokale Bedarf, der durch lokale erneuerbare Energien gedeckt wird, fossile Energieträger einsparen. Hinzu kommt, dass Menschen gerne ihren CO₂ Fußabdruck reduzieren, indem sie z.B. ihre elektrischen Autos mit Energie versorgen, die sie selbst mit ihrer Photovoltaik-Anlage produziert haben.



Wir haben in unserer Region diverse Möglichkeiten erneuerbare Energien zu produzieren. Windpark Anlagen, PV Anlagen auf landwirtschaftlichen und privaten Gebäuden, sowie Biogasanlagen samt der Felder, die sie speisen, sind nur einige Beispiele. Die Frage ist jedoch, wie wir all diese Energie aus erneuerbaren Quellen für den lokalen Bedarf nutzen können. Eine große Herausforderung ist, dass diese produzierte Energie mit der Tageszeit, dem Wetter und der Saison variiert. Außerdem differenziert sich auch der Energieverbrauch der Menschen, welcher in der Nähe dieser Anlagen wohnen, über die Zeit. So bleibt die Frage: “Wie können wir Last und Versorgung von Energie miteinander koppeln?” und “Wie können wir das Bewusstsein der Menschen für lokale Energienutzung und ihre Vorteile schärfen?”.

Um auf diese Fragestellungen Antworten zu geben, haben wir das carpeDIEM Projekt initiiert. Wir wollen damit Lösungen entwickeln, die die Akzeptanz der Menschen findet. Angefangen mit zwei Projektgründern, wuchs das Netzwerk und umschloss letztendlich verschiedenste Typen von Interessengruppen, angefangen bei öffentlichen Institutionen über Technologie Entwicklern bis hin zu Energieversorgern auf beiden Seiten der deutsch-dänischen Grenze. Wir erhielten mehr Aufmerksamkeit für das Projekt, als wir uns zum Zeitpunkt des Projektstarts hätten vorstellen können. Dies gipfelte in einem Interview mit der deutschen TV Station ZDF und einem Beitrag in einer TV Wissenschaftssendung. Wir sind auch sehr stolz darauf, dass unser carpeDIEM Projekt als Musterbeispiel für einen Film über die Interreg5a Programme ausgewählt wurde.

Wir erhalten kontinuierlich Anfragen für Studien, Angebote für Demonstrationsstandorte und Einladungen, um die Ergebnisse des Projektes darzustellen. Außerdem ist das Netzwerk Teil von verschiedenen weiteren geförderten Projekten, die auf carpeDIEM aufbauen. Es wurden Konsortien aus verschiedenen Firmen gebildet, um die entwickelten Technologien auf die nächste Stufe der Anwendung zu heben. Eine Startup Firma wurde gegründet, die durch die Arbeiten im carpeDIEM Projekt inspiriert wurde.

Die carpeDIEM Technologie wurde von Firmen aufgegriffen, und zwei Systeme sind zur Zeit installiert und werden auch in Zukunft weiterhin als Demonstrationsstandorte dienen. Wir haben weitere Mittel beantragt, um mehr Installationen auf der Basis der carpeDIEM Technologie vorzunehmen.

Durch eine Fokussierung in der Mitte der Projektlaufzeit auf elektrische Fahrzeuge im Versorgungssystem, erreichten wir zusätzliche Aufmerksamkeit in der Öffentlichkeit. Elektrische Fahrzeuge bilden ein greifbares Beispiel für eine verschiebbare Last in einem Energiemanagement System. Prosumer schätzen ihr Potential lokale Energiequellen vermehrt zu nutzen, sowohl für Mobilität, als auch als verschiebbare Last.

Im Folgenden beschreiben wir die DIEM Technologie im Hinblick auf ihre Anwendungen, und wir fassen die Ergebnisse der Fallstudien zusammen. Wir klären die Frage, ob solche Energiemanagement Systeme dem nationalen Versorgungssystem dienlich sind.

Sønderborg, 10. September 2019

Robert Brehm

PROJEKT FAKTEN

Dauer: Apr. 2016 - Sept. 2019

Total budget: 2.7 Millionen Euro, davon 1.55 Million Euro Förderung

Partner: 4 Projektpartner, 22 Netzwerkpartners

carpeDIEM wird gefördert von Interreg Deutschland-Danmark mit Mitteln aus dem Europäischen Fond für regionale Entwicklung.

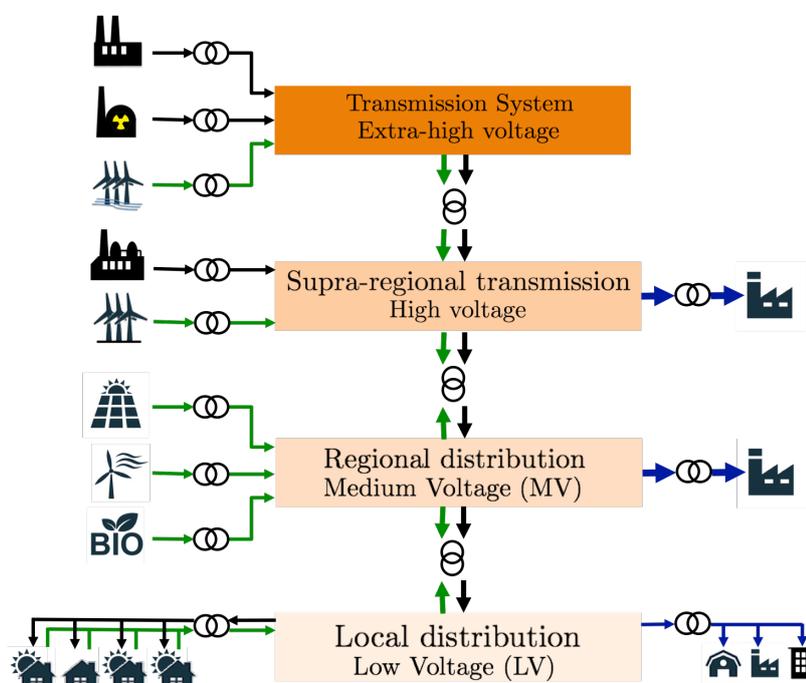
Projekt Partner:

- Mads Clausen Institute, University of Southern Denmark, Sønderborg
- WiE Technische Hochschule Lübeck
- Zentrum für nachhaltige Energiesysteme, Europa Universität Flensburg
- cbb software GmbH, Lübeck

Einleitung

Eine der zentralen Herausforderungen von Energieversorgungssystemen in der Zukunft wird der zunehmende Bedarf einer exponentiell steigenden Bevölkerungszahl bei gleichzeitig abnehmenden fossilen Energiequellen sein. Es wird immer wichtiger den Bedarf an Energie mit zuverlässigen, erneuerbaren Quellen zu decken, da immer mehr Energieverbräuche auf Elektrizität umgestellt werden.

Im Transportsektor ist die wachsende Elektrifizierung offensichtlich, gerade da, wo elektrische Fahrzeuge zunehmend fossile Antriebe ablösen. In Gebäuden werden Kraft-Wärme Kopplung und elektrische Boiler in Zukunft Öl und Gas gefeuerte Öfen ablösen. Die Staaten der Europäischen Union haben sich mittels eines Rahmenprogramms für 2030 geeinigt, dass EU-weite Ziele und politische Maßnahmen in der Zeit von 2020-2030 beinhaltet und dabei helfen soll die langfristigen Reduktionen an klimaschädlichen Emissionen bis 2050 zu erreichen und unterhalb der kritischen Marke an Kohlenstoffemissionen zu bleiben.



Die Tatsache, dass die Produktion an erneuerbarer Energie in der Zukunft einen wachsenden Anteil an der Energieproduktion einnehmen wird, macht es notwendig Technologien zu entwickeln, die mit der zweidimensionalen und geographischen Verteilung der erzeugenden Einheiten umgehen können. In Zeiten von Spitzenproduktion, wenn die lokale Energieerzeugung den lokalen Bedarf übersteigt, fließt Strom von der niederen Versorgungsebene in die höher gelegenen Ebenen. In Spitzenlastzeiten ist dieser Strom umgekehrt.

Abb. 1 Übersicht Energieverteilsystem.

Dieser zeitabhängige Fluss von Energie kann als meteorologischer Energiefluss bezeichnet werden. Die wechselnden hoch und abwärts gerichteten Flüsse treiben die Transformatorstationen an ihre Grenzen und resultieren in Spannungs- und Frequenzinstabilitäten, sodass die Energiestandards, wie sie in der Verordnung EN50160 definiert sind, missachtet werden und Handlungen von den Systembetreibern eingeleitet werden müssen. Wo aus verteilten Anlagen während Spitzenzeiten reglementiert wird ist zum Teil politisch geregelt.

Unsere Technologie beschäftigt sich mit der optimalen Nutzung von erneuerbarer Energie. Während der Laufzeit des Projektes wurden verschiedene Fälle gemessen und simuliert. Diese dienen als Beispiele für die Herausforderungen mit denen wir durch wetterabhängige Energieflüsse und die zunehmende Elektrifizierung des Transportsektors konfrontiert sind.

Zusammenfassung

In den vergangenen 3.5 Jahren hat das carpeDIEM Projekt sich darauf konzentriert die öffentliche Aufmerksamkeit auf vorhandene Technologien und die Effizienz von Energie Management Systemen zu lenken, die den Energiefluss in Gebäuden und Gebäudekomplexen steuern. Das Ziel eines solchen Systems ist es, lokal erzeugte Energiequellen verstärkt zu nutzen. So sollten beispielsweise Solarpaneele auf Dächern den lokalen Bedarf an Energie decken und damit die Spitzenlast reduzieren. Intelligente Energiemanagement Technologien werden vermehrt lokale Energiequellen nutzen und die Abhängigkeit von fernen, auf fossilen Energien basierenden Versorgungsunternehmen, reduzieren.

Besondere Aufmerksamkeit wurde im Projekt auf die spezifischen Energieverbrauchs und Energieversorgungsstrukturen der Region gelegt, die Firmen sowie touristische und landwirtschaftliche Regionen mit einbeziehen.

Innerhalb von carpeDIEM haben wir eine Technologie entwickelt und demonstriert, die Spitzenlasten des Versorgungsnetzes reduziert und Kapazitäten im Netz frei gibt. Wir sammelten Daten an verschiedenen Stellen, optimierten das System und simulierten den Effekt von Autarkie für die lokale Umgebung sowie für das übergeordnete System von Deutschland mit seinen elektrischen Nachbarn. Das Ergebnis wurde in Bezug auf den ökonomischen Nutzen und seine CO2 Bilanz beurteilt. Die Technologie kann an zwei Demonstrationsstandorten gesehen werden: Am GreenTEC Campus in Enge-Sande (Deutschland) und am Alsion Gebäude in Sønderburg (Dänemark). Beide Demonstrationsstandorte verfügen über intelligente Energie Management Systeme in Ladestationen, welche auch in jede andere Ladestation integriert werden könnten.

Messungen in Bordelum und auf Ærø zeigen, dass Autarkie differenziert bewertet werden muss. Um Autarkie von einem externen Energieversorger zu erlangen, ist es notwendig Speicher zu errichten. Unsere Simulationen zeigen, dass der größte Effekt in Bezug auf Ökonomie und CO2 Bilanz erreicht wird, wenn die Speicher zentral genutzt werden können. Elektrische Speichereinheiten in der momentanen Versorgungsstruktur Deutschlands und seiner elektrischen Nachbarn sollten zentral ansteuerbar sein.

Des Weiteren zielte das carpeDIEM Projekt darauf ab die komplementären Kompetenzen auf dem Gebiet des intelligenten Energiemanagements grenzüberschreitend zu stärken. Zwei Demonstrationsstandorte und ein starkes Netzwerk aktiver Kollaborationen zeigen, dass dies erreicht wurde, und die Technologie auch in der Zukunft genutzt werden wird.

Fallstudien, Datenerfassung und Sammlung und Simulationen



Unsere Fallstudien

Unser Ziel war es repräsentative Beispielfälle zu finden, die uns Daten für Simulationen liefern würden. Ein gewisser Anteil an erneuerbaren Energien wurde vorausgesetzt, sowie die Möglichkeit eine Datenerfassung einzurichten. Während der Projektlaufzeit wurden verschiedene Fallstudien analysiert. Diese dienten als Referenzfälle für die Entwicklung des DIEM Systems.

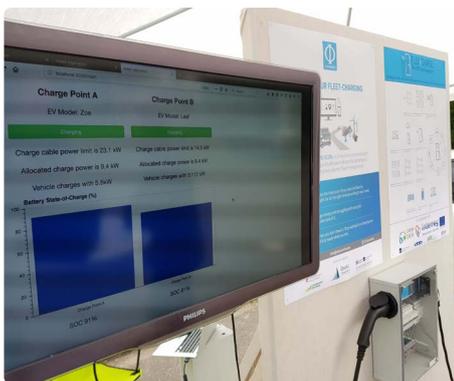


Abb. 2 GreenTEC Campus, Demonstration des kontrollierten Ladens von E-Fahrzeugen und Simulation des optimierten Ladevorgangs.



Abb. 3 Installation einer intelligenten Ladesteuereinheit am GreenTEC Campus.

Fallstudien

Ein erster Beispielfall wurde in einem Dorf im Nordwesten von Schleswig-Holstein gefunden. Es besaß Windenergie, eine Biogasanlage und Solaranlagen auf Privathäusern. Dieses Dorf strebt nach Autarkie von der externen Energieversorgung und machte es daher zu einem geeigneten Beispiel für unsere Studien. Die Partner installierten Ausrüstung zur Datenerfassung an zehn verschiedenen Stellen, die es ermöglichte im Sekundentakt Daten zu erfassen. Die Daten wurden analysiert und gingen in die Simulationen ein. Ein weiterer Standort wurde mit dem GreenTEC Campus gefunden, wo wir eine intelligente Ladestation installierten, welche die DIEM Technologie auf das

Laden von E-Mobilen angewendet. Zusätzlich analysierten wir die Nutzung einer Flotte von E-Mobilen einer Firma im Kreis-Ostholstein. Auf dänischer Seite analysierten wir den Verbrauch von Ærø, einer kleinen Insel in der dänischen Südsee. Ærø erzeugt mehr Energie als es selbst verbraucht. Nichtsdestotrotz ist Ærø gezwungen Energie zu exportieren, da die Verbrauchsmuster der Einwohner nicht deckungsgleich mit der Energieerzeugung der Windkraftanlagen sind. Schließlich haben wir noch einen Demoort an der SDU in Sønderburg mit intelligenten Ladestationen für E-Fahrzeuge eingerichtet.

Datenerfassung

Wir erhielten Daten aus verschiedenen Quellen. In Bordelum und am Green-TEC Campus sammelten wir Daten über Wärme und Elektrizitätsverbrauch privater Haushalte, von photovoltaischen Systemen, landwirtschaftlichen Betrieben und von Ladestationen für E-Fahrzeuge über verschiedene Smart Meter. Die Daten wurden über das Datenverarbeitungssystem cbb Libra-Smart Metering* verarbeitet. Wir entwickelten eine sichere Verbindung für die Datenerfassung und den Transfer zum Partner cbb und dem Datenerfassungsserver. Die gesammelten Daten konnten sichtbar gemacht und analysiert werden mit Hilfe des online Management Portals ‚enwiso‘ von cbb. An anderen Orten, wie beispielsweise auf Ærø, verwendeten wir Daten, die uns zur Verfügung gestellt wurden. Diese wurden durch vorhandene offizielle statistische Daten ergänzt, wo es notwendig war. Die Originalarbeiten zitieren alle verwendeten Quellen.

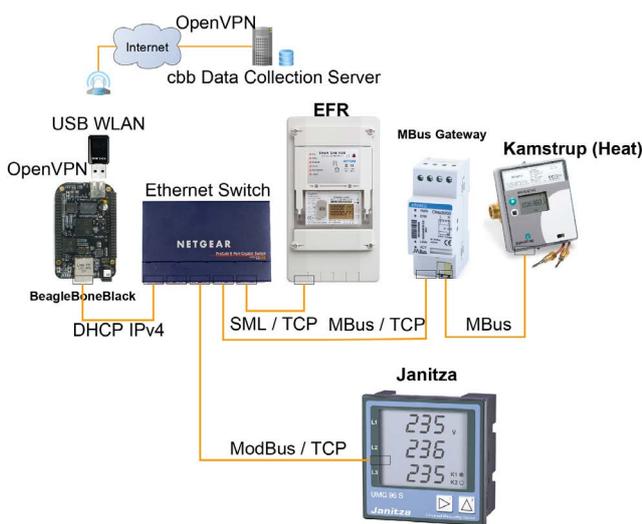


Abb. 4 Datenerfassung und verwendete Zähler.

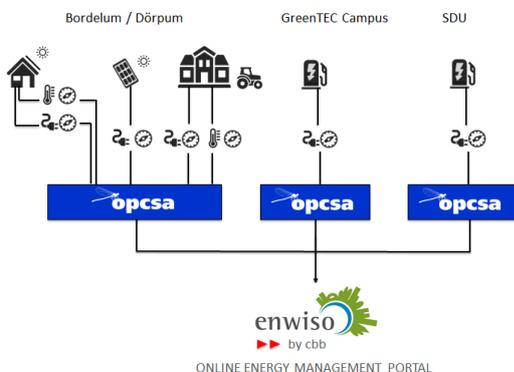


Abb.5 Energy management Portal enwiso.

OpenVPN Gateway für eine sichere Smart Meter Verbindung
 Bild 4 verdeutlicht unser Konzept für die Sammlung der Daten von allen Metern. Ein integrierter Single Board Computer basierend auf ARM diene als Hardware Plattform. Das verwendete Betriebssystem war ein Debian Linux System, da es sich schon als kompatibel mit der Zielplattform der middleware opcsa von cbb erwiesen hatte. Wir installierten und konfigurierten einen OpenVPN client als sichere Kommunikation mit dem cbb Datenserver. Die Gates wurden individuell konfiguriert und vor Ort in Betrieb genommen.

Visualisierung und Analyse der Daten

Das cbb Konzept der Datenverarbeitung und -Strukturierung wird enwiso genannt. Es ist das Energiemanagement Portal der Firma cbb software GmbH. Mit enwiso ist es Firmen möglich ihren Energieverbrauch oder ihre Energieerzeugung zu messen, darzustellen und zu bewerten (vgl. Abb 5). Dasselbe gilt für die Sammlung von Daten durch das DIEM System, die wir über einen langen Zeitraum aufnehmen.

* Mehr zu cbb-Smart Metering unter dem folgenden Link: cbb.de/produkte/cbb-libra-smart-metering

Autarkie erreichen durch Integration und intelligente Steuerung von Speichern

Ländliche Räume besitzen ein hohes Potential für die Nutzung von erneuerbaren Energien. Speichertechnologien können den Grad an Autarkie, der erreicht werden kann, erhöhen. Daher entwickelten wir ein Simulationswerkzeug, das den Grad der Autarkie in Mikronetzen untersuchen kann. In diesem Simulationsmodell können der Elektrizitäts- oder der Wärmesektor oder beide betrachtet werden. Die Daten wurden für Bordelum (Nordfriesland, Deutschland) und die Insel Ærø in Dänemark gesammelt und analysiert. Einige Daten mussten durch offizielle statistische Datensätze ergänzt werden. Die Fallstudien zeigen, dass der Autarkiegrad vergrößert werden kann.

Elektrische Autarkie von Bordelum*

In einigen Gemeinden möchten die Einwohner unabhängig von ihrem Energieversorger werden. Wir haben simuliert bis zu welchem Grad und unter welchen Bedingungen diese Autarkie über den Zeitraum eines Jahres erreicht werden kann. In die Simulation gingen die elektrischen Verbräuche, PV Erzeugung, eine Windkraftanlage und eine Biogasanlage ein. Die Verbräuche wurden simuliert mit Hilfe

eines Verbrauchssimulators der TU Chemnitz. In sieben verschiedenen Szenarien wurde der Effekt von individuellen Speichern oder einer zentral im Dorf zu etablierenden Redox-Flow Batterie untersucht und die Kapazität der Speicher variiert. Zusätzlich wurde die resultierende Last auf das Netz evaluiert, denn eine wachsende Spitzenlast könnte zu teuren Netzausbauten führen.

ist vollständige Autarkie nur mit der Biogasanlage als Elektrizitätsversorger möglich. Allerdings ist es in anderen Fällen durchaus machbar nah an Autarkie zu kommen. Beachten wir weiterhin, dass die Spitzenlast für das externe Netz minimiert werden sollte, dann ist Fall III das einzige Szenario, das die Spitzenbelastung verringert (grüne Farbe) und somit systemdienlich ist.

Wie in Abb. 7 zu sehen,



Fig. 6 System components.

Fälle	
I	Existierende PV Anlagen auf Gebäuden werden ergänzt mit einem Batteriespeicher: 8-10 kWh.
II-a	Gebäude, die noch kein PV haben, werden mit 9,7 kWp PV und 4,9 kWh Batteriespeicher ausgestattet.
II-b	Wie II-a, aber mit 9,7 kWh Batteriespeicher.
III	Redox Flow Batterie für ein lokales Verteilsystem 2200kWh.
IV	Windkraftanlage für das lokale Verteilsystem.
V	Kleine Redox Flow Batterie (560 kWh) kombiniert mit Windenergie.
VI	Verwendung der existierenden Biogasanlage für die Versorgung mit Strom (875 kWel).

Tabelle 1: Fälle für die Simulation der Grafik in Abb. 7.

*YSie finden ein Poster von Malte Myrau zum Thema auf der Webseite unter Publikationen. Bild in Abb. 5: Colourbox

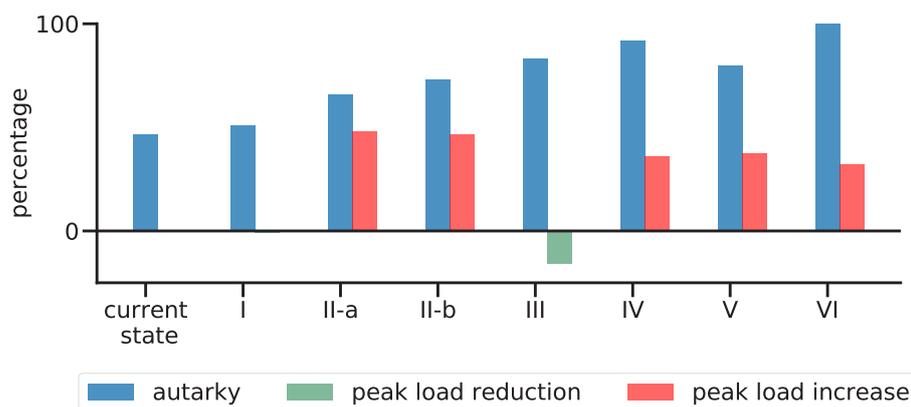


Abb. 7 : Simulation zum Grad der Autarkie und Spitzenlast für die verschiedenen Fälle in Tabelle 1*

Elektrische und Wärme Autarky von Bordelum**

In einem zweiten Schritt betrachteten wir den elektrischen und den Wärmesektor. Die Wärmeversorgung wurde im Modell mit Wärmepumpen, Heizstäben und Wärmespeichern simuliert und mit dem aktuellen Zustand verglichen. Wir stellten fest, dass ein sehr hoher Grad an Autarkie von 99 % ohne CO₂ Emissionen im elektrischen und

thermischen Sektor möglich sind. Dies erfordert Sektorenkopplung von Wärme und Elektrizität sowie Wärmespeicher und Elektrizität aus erneuerbaren Quellen. Wie auch im Fall davor ist ein zentraler Wärmespeicher vielen verteilten Wärmespeichern vorzuziehen. Ein Haus soll über eine Wärmepumpe verfügen und zusätzlich sollte wie in Fall III ein zentraler

elektrischer Speicher existieren. Alle Simulationen betrachten nur das Dorf Bordelum und nicht den Einfluss, den das externe Versorgungsnetz hat. Dieser Effekt wird von der EUF analysiert und ist auf den Seiten 12 ff erklärt. Ökonomische Aspekte wurden in dieser Studie nicht betrachtet.

*Autor: Joscha Höck, Master Arbeit, kann unter 'Publications' auf unserer Webseite gefunden werden.

**Lucas Bergmann, Thesis, kann unter 'Publications' auf unserer Webseite gefunden werden.

Bilder oben: Colourbox



Abb. 8 Die elektrische Fähre auf Ærø ist die erste Fähre, die in der Lage ist 22 Seemeilen rein elektrisch zu fahren.* Illustration: Jens Kristensen Consulting Naval Architects.

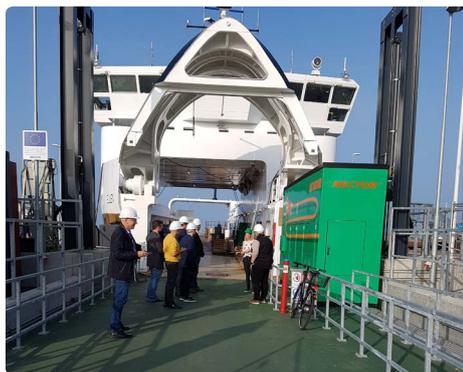


Abb. 9 Die elektrische Fähre auf Ærø und die Ladestation an Land.

Ærø's Grad an Autarkie, Simulation**

In dieser Studie analysierten wir den momentanen Zustand der elektrischen und thermischen Energieversorgung an allen Orten mit Fernwärmenetz auf Ærø. Danach wurde der Einfluss der elektrischen Fähre und einer Redox Flow Batterie auf die Autarkie der Insel evaluiert. Wie auch im Falle Bordelum, so ist

es von Vorteil für den Grad an Autarkie, einen zentralen Speicher einzurichten. Dabei ist es wichtig die Größe vorsichtig zu dimensionieren, da der Grad an Autarkie im Bereich von 0 - 500 kWh um etwa 0.48% steigt, aber im Bereich von 4500 kWh - 5000 kWh lediglich um 0.24%.

Parameter	Inklusive Fähre	Ohne Fähre	Unterschied
Autarkie (%)	66,21	67,15	-0,94
Eigenverbrauch (%)	52,96	50,98	1,98

Schlussfolgerungen

Im Falle Bordelum finden wir, dass eine Redox Flow Batterie innerhalb des Verteilsystems zu einem hohen Grad an Autarkie (83%) führt und zusätzlich die Spitzenbelastung des Netzes senkt (-16%). In allen Fällen ist es ratsam eine zentrale Speichereinheit zu nutzen im Vergleich zu Speichern bei einzelnen Prosumern. In den untersuchten Fällen war der Eigenverbrauch der erzeugten Energie nicht sehr hoch. Sowohl Bordelum als auch Ærø produzieren mehr Strom als sie selbst verbrauchen.

* More information on the ferry can be found in Danish under : <https://www.el-færgeprojekt.dk/om-e-ferry/> / English: <http://e-ferryproject.eu/>

** Kilian Menzel, Thesis, can be found under 'Publications' on the webpage.

Lokales optimiertes Energiemanagement Simulations

Die Rolle eines lokal optimierten Energieversorgungssystems (z.B. ein dörfliches Netz) innerhalb des nationalen und internationalen Versorgungssystems wurde analysiert. Dabei interessierte uns die Frage, welchen Einfluß eine lokale Optimierung auf die CO₂ Bilanz des Gesamtsystems von Deutschland samt seiner elektrischen Nachbarländer hat. Weitere Simulationen gaben Aufschluß über die beste ökonomische Lösung. Verschiedene Szenarien wurden simuliert, von denen vier hier vorgestellt werden.

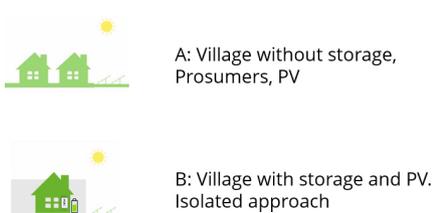


Abb. 10
A: Referenz, nur PV installiert
B: Zusätzlich dezentralisierte Batterien in Haushalten

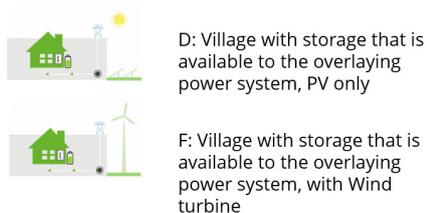


Abb. 11
D: PV und zusätzliche zentralisierte Batterien.
F: Windkraftanlage und zentraler Batteriespeicher.

Was ist wichtig für das übergeordnete System?

Als übergeordnetes System betrachten wir das deutsche Versorgungssystem sowie die Systeme der verbundenen Nachbarländer.

Die Daten unseres Modelldorfes sowie die Daten von Deutschland und der umgebenden Länder wurden gesammelt und in unser Modell eingesetzt. Lastkurven für jede Stunde des Jahres wurden abgespeichert.

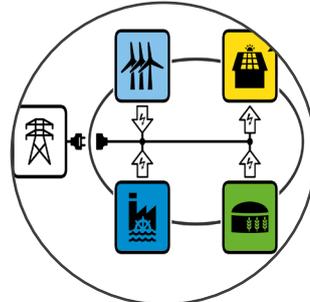
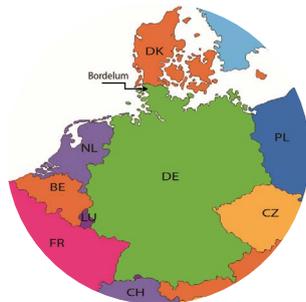
Das Untersystem kann unterstützend zum übergelagerten System wirken, man sagt auch systemdienlich, oder nicht, je nachdem, wie das jeweilige Szenario gewählt ist. Das Subsystem verhält sich systemdienlich

zum übergeordneten System, wenn es zusätzliche Energie bereit stellt in Zeiten, zu denen dem übergeordneten System Energie fehlt, oder umgekehrt. Hier werden vier verschiedene Szenarien vorgestellt, A, B, D und F, vgl. Abbildung 10 und 11.

Es wurden insgesamt mehr Szenarien simuliert, als hier dargestellt werden, daher die Nummerierung. Die anderen Fälle können in einem detaillierten Report gefunden werden (*). Der Report beinhaltet auch eine Beschreibung, wie man auf die Simulationen zugreifen kann unter github.com/znes/carpeDIEM.

*Sönke Bohm and Martin Söthe, Report EUF kann von unserer Webseite heruntergeladen werden unter 'Publications'.

Simulationen



Scenario	CO ₂ (t/a)
A Basis Fall	0
B Prosumer mit Batterien	9
D PV und zentrale Batterie	45
F Wind und zentrale Batterie	7

Tabelle 2 CO₂ Emissionen für den isolierten Fall, wo Speicher nur lokal zur Verfügung stehen.

Scenario	CO ₂ (t/a)
A Basis Fall	0
B Prosumer mit Batterien	-7
D PV und zentrale Batterie	-48
F Wind und zentrale Batterie	-5

Tabelle 3 CO₂ Emissionen für den Fall, bei dem Speicher integriert im übergeordneten Versorgungssystem sind.

Induzierte und vermiedene CO₂ Emissionen

Die Simulationen erlauben die Bestimmung der CO₂ Emissionen für die beschriebenen Szenarien. Wir unterscheiden zwischen einem isolierten Dorf mit einem Speicher, der nur lokal zur Verfügung steht und einem integrierten Fall, bei dem die Speicher integriert werden in das übergeordnete Versorgungsnetz. Tab. 2 listet die Resultate für den isolierten Fall auf. Die positiven Werte zeigen für alle Szenarien, dass wir hier zusätzliche CO₂ Emissionen generieren, (Referenzfall ist Null). Die Resultate für den integrierten Ansatz, vgl. Tab. 3, zeigen, dass in diesem Fall alle Szenarien zu einer Einsparung von CO₂ Emissionen führen, daher die negativen Werte für CO₂.

Kosten

Die ökonomischen Daten können zwei Kategorien zugeteilt werden, zentralen und dezentralen Batterien. Als dezentrale Batterien gingen wir von Vanadium Redox Flow (VRF) Batterien aus, während wir im Fall von zentralen Einheiten Li-Ionen Batterien angenommen haben. Das berücksichtigt auch, dass eine VRF Batterie die am

kosteneffektivste Lösung, nach Berechnungen unseres Partners von der THL, ist. Im Modell gingen die mittleren Technologiekosten mit 985 und 855 Euro pro kWh ein. Des Weiteren gingen finanzielle Parameter wie die Verzinsung und eine Abschreibungsphase in die Rechnungen ein.

Bild oben rechts: Colourbox

Simulationen

Scenario	Costs €/a	Costs €/a
Periode	20 a	30 a
B Prosumer mit Batterien	2729,73	1819,82
D PV und zentrale Batterie	2370,18	1580,12
F Wind und zentrale Batterie	5416,66	3611,10

Tabelle 4 CO₂ Vermeidungskosten wurden berechnet.

Das Szenario D erscheint als dasjenige, welches mit einem integrierten Ansatz die CO₂ Emissionen im Vergleich zu dem isolierten Ansatz am meisten reduziert (vgl. Tabelle 4). Ein zentraler Batteriespeicher erscheint daher besser als viele verteilte Batteriespeicher.



Abb. 12 Batterie Speicher aus Li-Ion Batterien.

Ökonomie von lokalen Batteriesystemen

Die resultierenden Lastkurven des Subsystems wurden weiter analysiert im Hinblick auf finanzielle Gewinne durch Verkauf oder Kauf von Elektrizität an das übergeordnete Elektrizitätsnetz.

Theoretische Kosten und Nutzen eines Referenzfalls wurden berechnet und ebenso die theoretischen Kosten und der Nutzen der Fälle mit Batteriespeichern. In den Fällen mit Batteriespeichern zeichnete sich ab, dass in der Tat weniger Geld für den Erwerb von Strom in Zeiten niedriger Produktion ausgegeben

werden muss. Andererseits konnten wir sehen, dass in den meisten Fällen der Gewinn aus dem Verkauf von Elektrizität auch reduziert war, sogar mehr als die gesparten Kosten für den Erwerb von Strom. Tab. 5 zeigt die Kosten-Nutzen Bilanz als negative Werte für die Szenarien B und D wohingegen sich im Szenario F ein positiver Wert ergibt. Allerdings müssen bei diesen Betrachtungen die Kosten der Batterie möglichen Ersparnissen gegenübergestellt werden.

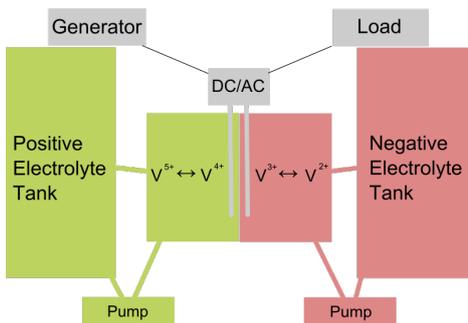


Abb 13 Prinzip einer Vanadium Redox Flow Batterie. Das System benötigt Vorratstanks für den Elektrolyten.

Szenario	Einnahmen	Ausgaben	Bilanz	Verhältnis zum Referenzfall
A	75500	18183	57317	
B	73552	16821	56731	-586
D	60475	5079	55396	-1921
F	123639	4812	118829	643

Tab.5 Einnahmen aus dem Verkauf von Energie und Ausgaben für Energiekäufe (alle Zahlen in Euro).

Abb. 13 by Paj.meister - Newscientist, Public Domain, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=1559479>

Simulationen

Zentrale Ergebnisse

1. Im Fall des isolierten Ansatzes werden zusätzliche CO₂ Emissionen im übergeordneten Energiesystem induziert. Wir können feststellen, dass der integrierte Ansatz zu den niedrigsten CO₂ Emissionen in den simulierten Szenarien führt. Jeder isolierte Ansatz führt zu sub-optimalen Lösungen.

Batteriespeicher sollten möglichst zentral verfügbar gemacht werden, um CO₂ Emissionen zu minimieren. Im Vergleich zu anderen Speichermöglichkeiten stellen Batterien allerdings eine teure Variante dar.

Zusammenfassend können wir feststellen, dass Batterien Sinn ergeben aus der Systemperspektive,

wenn andere flexible Lösungen nicht zur Verfügung stehen, aber die Ladung und Entladung von Batterien sollte dem Gesamtenergiesystem zur Verfügung stehen.

2. Ergibt es Sinn einen lokalen Batteriespeicher an ein Mikronetz anzuschließen?

Aus Verbrauchersicht mag es sinnvoll sein, eine Batterie zu kaufen und in einem Mikrosystem anzuschließen. Das kann Kosten sparen, wenn es einem erlaubt zu Spitzenzeiten Strom hinzuzukaufen oder wenn die Verbindung zum

übergelagerten System, z.B. ein Inverter oder eine Übertragungsleitung, zu schwach ist, um die überschüssige oder gebrauchte Energie zw. Subsystem und übergeordnetem System zu transportieren. Ein Vergleich der Optionen sollte in diesem Fall auch die Verstärkung des Netzwerkes in Betracht ziehen.

Aus der Makro-Perspektive können lokale Batterien helfen CO₂ Emissionen zu reduzieren, wenn die Batterien dem gesamten System zur Verfügung stehen, z.B. in dem Fall in dem Laden und Entladen gesteuert wird nach den Bedürfnissen des gesamten Systems. Geschieht das nicht, wird ihr Einfluss im Gesamtsystem immer suboptimal sein.

Zusammenfassung

- Eine "Optimierung" eines lokalen Systems kann zu zusätzlichen CO₂ Emissionen im übergeordneten Energienetz führen.
- Die Integration von Speichern im übergeordneten Energiesystem wird CO₂ Emissionen reduzieren.
- Batteriespeicher sind immer eine teure Lösung, um CO₂ Emissionen zu reduzieren.
- Empfehlung: wenn Batteriespeicher gewünscht sind, dann sollten sie Zentral zur Verfügung stehen.

Die Simulationen basieren auf der derzeitigen Netzinfrastruktur. Speicher in einem lokalen System können Sinn ergeben:

- wenn die lokale Infrastruktur so eingeschränkt ist, dass eine erweiterte Nutzung von erneuerbarer Energie nicht möglich ist.
- für abgelegene Systeme, vor allem weil dort die Netzinfrastruktur eingeschränkt ist.
- Wenn die Netzstabilität von Speicherlösungen profitiert, besonders dann, wenn erneuerbare Quellen ihren Anteil am elektrischen Markt vergrößern.

Referenz: Sönke Bohm and Martin Söthe, Report EUF kann auf der Webseite unter 'Publications' heruntergeladen werden.

DIEM System Architektur

Das DIEM System ist eine vielseitige Software und Hardware Lösung, bestehend aus einer Software-, einer Kommunikations- und einer DIEM Anwenderebene. Das System ist generell anwendbar. Das bedeutet es kann eine Plattform mit verschiedenen verteilten Energieanwendungen beinhalten, z.B. um Laderegler für elektrische Fahrzeuge zu steuern oder PV-Paneele mit angeschlossener Batterie. In einem Messaufbau im Labor wurde das System mit verschiedenen Energieerzeugern und Energieproduzenten geprüft*. Im Labor wurde die Antwortzeit und das Kommunikationsprotokoll optimiert.

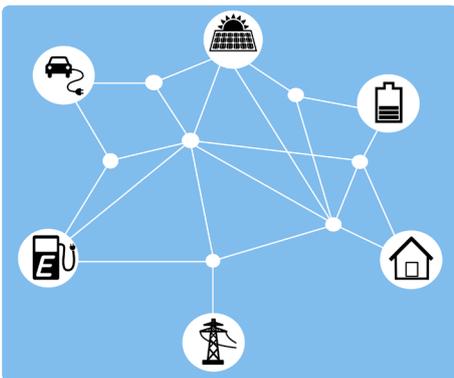


Abb. 14 Skizze einer dezentralisierten Kommunikation von Komponenten.

DIEM System

Wir haben das DIEM System als ein dezentrales verteiltes System entwickelt. Das bedeutet, dass es keine zentrale Steuereinheit gibt, sondern individuelle Systemkomponenten teilen Information untereinander und koordinieren den Energiefluss, so dass er bestimmten vorher festgelegten Regeln folgt. Diese Regeln können sein elektrische

Fahrzeuge zu laden, so dass hauptsächlich lokal verfügbare Energiequellen genutzt werden, oder dass die Last am Versorgungsnetz zu bestimmten Tageszeiten reduziert wird. Der Vorteil einer dezentralen Architektur liegt darin, dass das System nicht in einem zentralen Punkt versagen kann und es leicht erweitert oder verkleinert werden kann.

Interaktion mit der Hardware



Abb. 15 Teil der Hardware zur Ladungskontrolleinheit.

Die Hardware Ebene stellt ein Kontrollinterface zur Verfügung, um z.B. den Energiefluss von und zu einer Speichereinheit zu kontrollieren, kontrolliert die maximale Ladung eines E-Mobils oder stellt Informationen zu einem lokalen PV Element zur Verfügung. Über dieser Hardware Ebene gibt es eine Middleware Ebene, die der Kommunikation und der Verarbeitung der Daten des verteilten Systems dient.

Für den Nutzer bedeutet das die Middleware Ebene lässt das System als eine kohärente Einheit erscheinen. Die Middleware Ebene des Systems wurde im Rahmen des Projektes entwickelt und ist unter dem Namen opcsa (Open Process Communication – Simplified Architecture)** zugänglich. In der DIEM Anwendungsebene kann eine Software installiert werden, so als handele es sich um eine zentrale Einheit.

** Timo Helsper and Christian Ziegelmann, thesis, kann auf unserer Webseite unter 'Publications' gefunden werden.

* Für mehr Informationen zu opcsa besuchen Sie <https://opcsa.de/>

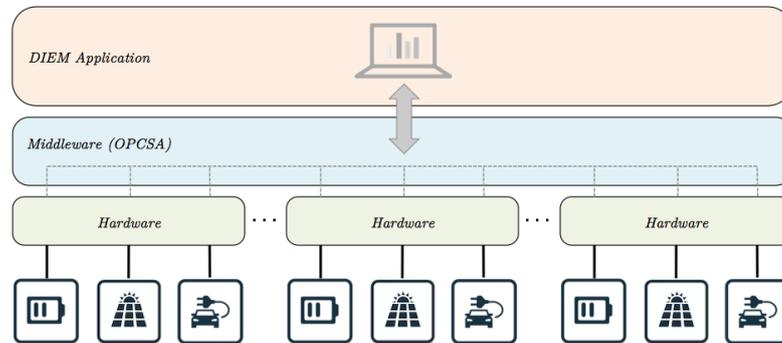


Fig. 16 : Hardware und Software Ebenen.



Abb. 17 Carport mit elektrischen Fahrzeugen und PV auf dem Dach.

Anwendungsbeispiel

In dieser Anwendung soll ein PV- System als Energiequelle für das Laden einer E-Fahrzeugflotte verwendet werden (Abb.17). Der zeitliche Versatz zwischen der Bereitstellung von Energie durch die PV Anlage und dem Bedarf an Ladestrom resultiert in einem nicht optimierten Eigenverbrauch des erzeugten Stroms. Ein großer Teil der produzierten

Energie muss an das Versorgernetzwerk abgegeben werden. Mit Hilfe des DIEM Systems ist es möglich den Ladevorgang der Fahrzeuge und einer zugeschalteten Batterie so zu steuern, dass der Eigenverbrauch des Stroms aus der PV-Anlage maximiert werden kann und der Bedarf nach zusätzlicher Versorgung minimiert werden kann.

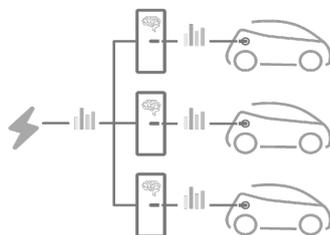


Abb. 18 Steuerung von Laderegler.

Die Rolle des DIEM Systems

Wichtig für die effiziente Nutzung einer Batterie ist ein Energiemanagement System, das auf der DIEM Technologie basiert. So können die Einschränkungen, die durch die Batterie vorgegeben werden, wie etwa der maximale Lade- und Entladestrom mit den Einschränkungen, die die Ladung der E-Fahr-

zeugflotte betreffen sinnvoll kombiniert werden. Schlüssel ist hier die effiziente Nutzung der Batterie, die an die Anforderungen der Fahrzeugflotte angepasst wird. Dabei wird immer versucht möglichst viel lokal erzeugten Strom zu nutzen.



- Ein
- Aus
- Ladevorgang beenden
- Gerät betriebsbereit
- Fahrzeug angeschlossen
- Ladevorgang läuft
- Laden nicht möglich



Ladestation mit DIEM Technologie.



DIEM

Intelligente Ladeinfrastrukturen

Ein wachsender Anteil an elektrisch betriebenen Fahrzeugen benötigt eine geeignete, erschwingliche und zuverlässige Infrastruktur, zu der Ladestationen gehören. Die Herausforderung bei der Integration dieser Infrastruktur liegt in der wachsenden Last, besonders die Spitzenlast, die auf das bestehende Netz zu kommt. Wenn viele Elektromobile gleichzeitig geladen werden, muss das Versorgungsnetz große Spitzenlasten bewältigen. Diese Spitzenlasten können Überlastungen einiger Netzkomponenten, wie etwa Übertragungsleitungen und Transformatorstationen verursachen. Netz Spitzenlasten entstehen dann, wenn am Abend die Leute von der Arbeit nach Hause kommen und Ihre Elektrofahrzeuge zum Laden anschließen oder aber, wenn kommerzielle Flotten am Abend geladen werden, nachdem sie über Tag unterwegs waren. Werden Fahrzeuge geladen, wenn es einen Überschuss an erneuerbarer Energie gibt, erhöht das die Nutzung von erneuerbaren Energiequellen. Um den Transport von Energie zu reduzieren, sollten lokale Energiequellen bevorzugt werden. So kann ein Netzausbau oder eine Verstärkung reduziert werden.

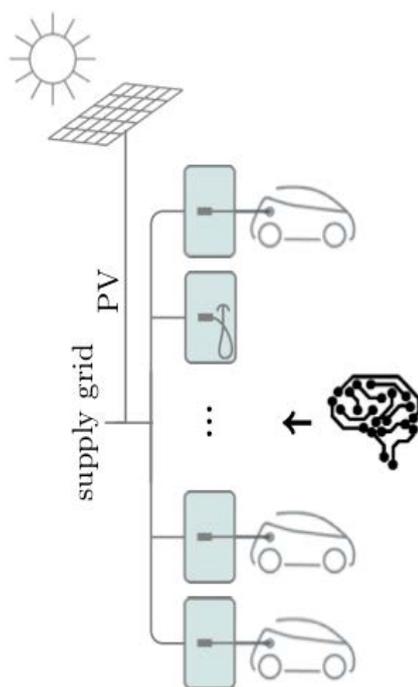


Abb. 19 Ladeinfrastruktur benötigt Intelligenz, um Angebot und Nachfrage nach grüner Energie anzupassen.

Was macht die Technik intelligent ?

Das gleichzeitige Laden von elektrischen Fahrzeugen kann zu unerwünschten und nicht handhabbaren Spitzenlasten führen. Spitzenlasten können durch ausgeklügelte Last Management Algorithmen, basierend auf mathematischer Optimierung vermieden werden. Eine notwendige Voraussetzung dafür sind aber bekannte An- und Abfahrtszeiten. Glücklicherweise zeigt unsere vorläufige E-Flotten Datenanalyse, dass das Laden von Flottenfahrzeugen durch maschinelles Lernen (ML) gelöst werden kann. Mit dem Wissen über wiederkehrende zeitliche Abläufe ist es möglich Vorhersagen (Last über die Zeit) für zukünftige Zustände, sowie typische An- und Abfahrts-

zeiten vorherzusagen. Es ist wichtig zu erwähnen, dass maschinelles Lernen weiter nützliche Informationen liefert, wie etwa den Fahrzeugtyp, das optimale Ladeprofil und der Prozentanteil der vorhandenen erneuerbaren Energie über die Zeit. Maschinelles Lernen Algorithmen haben zwei Phasen gemeinsam: in einer Trainingsphase wird der Algorithmus mit Daten gefüttert. Danach geht das System über in eine Test-Phase oder Vorhersage Phase, wo auf der Basis der "gelernten" Daten Entscheidungen oder Vorhersagen automatisch getroffen werden (vgl. Abb. 20). Die Testdaten dienen der Evaluierung der getroffenen Vorhersagen.

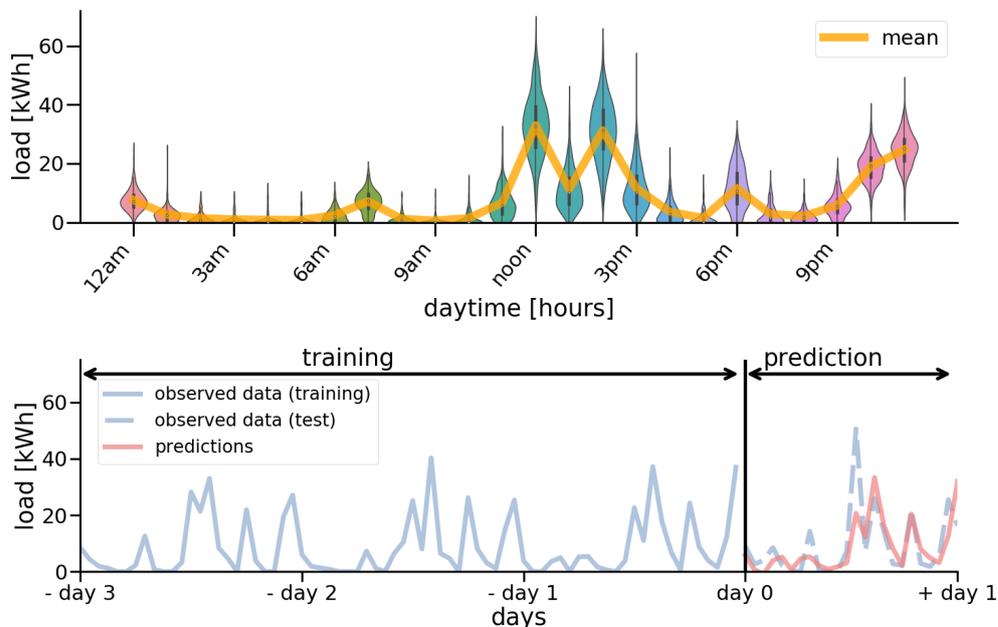


Abb. 20 Oben: Vorläufige Datenanalyse: „Typische“ mittlerer Energieverbrauch am Tag (orange Linie) basierend auf stündlichen Messungen verteilt auf das Jahr 2018. „Violin-“ Graphen veranschaulichen die statistischen Energieverbrauchsdaten für jede Stunde des Tages. Typische Lastspitzen wiederholen sich um 12 Uhr mittags, 1 Uhr nachmittags und um 11 Uhr abends. Unten: Vorläufige Resultate zeigen, das sich die wiederholenden zeitlichen Muster des Energieverbrauchs mit Hilfe eines Kalman Filters vorhersagen lassen. Die Daten basieren auf Messungen von elektronischen Ladedaten, wie sie auf Samsø gemessen wurden.

Abgesehen von der richtigen Wahl der Maschinen Lern Algorithmen hängt die Zuverlässigkeit der Vorhersagen sehr von den zur Verfügung stehenden Daten ab. Um genaue Vorhersagen bezüglich der An- und Abfahrt machen zu können, planen wir die

Sammlung von einer sehr großen Anzahl Daten von Ladestationen, die an das Netz angeschlossen sind. Verschiedene neuronale Netzwerke können darauf trainiert werden Saisonale Muster und tägliche Muster zu berücksichtigen.

Zwei öffentliche Demonstrationsstandorte am GreenTEC Campus und am Alslion bleiben bestehen. Weitere Projekte stehen in der Entwicklung, so dass die Arbeit an intelligenten Ladealgorithmen basierend auf maschinellem Lernen fortgesetzt werden kann.

Partner von carpeDIEM



Leadpartner
Mads Clausen Institute - MCI
Alsion 2
6400 Sønderborg, Denmark
Kontakt: Robert Brehm
www.sdu.dk/MCI



Technische Hochschule Lübeck
Kompetenz- und Wissenschaftszentrum für intelligente Energienutzung - WiE
Mönkhofer Weg 239
23562 Lübeck, Germany
Kontakt: Carsten Lüders
www.wie-zentrum.de



Europauniversität Flensburg
Zentrum für nachhaltige Energiesysteme - ZNES
Auf dem Campus 1
24943 Flensburg, Germany
Kontakt: Martin Söthe
www.znes-flensburg.de



cbb software GmbH
Isaac-Newton-Straße 8
23562 Lübeck, Germany
Kontakt: Debbie Ferber
www.cbb.de

Veröffentlichungen

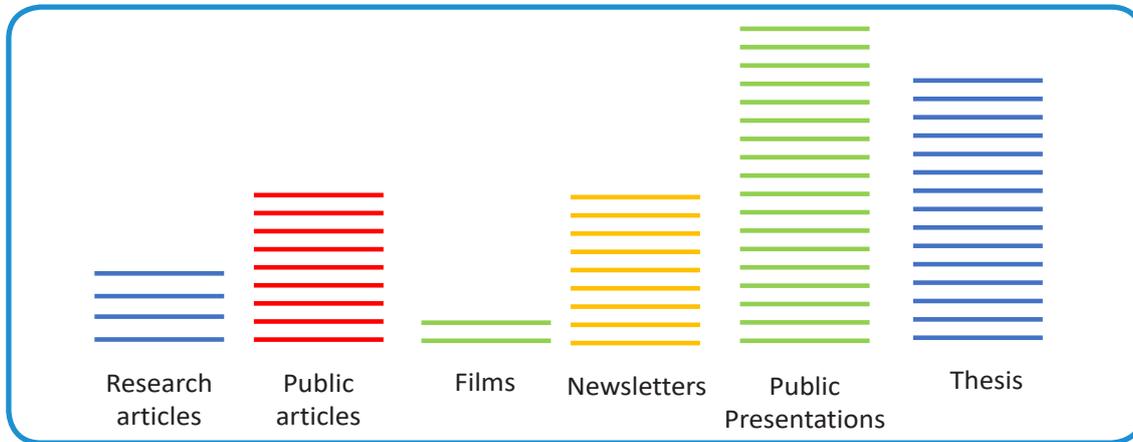


Fig. 20 Publikationen von carpeDIEM in verschiedenen Medien.

Wissenschaftliche Veröffentlichungen

Brehm, R., Mt-Tempi, R., and Top, S. (2017). Consensus based scheduling of storage capacities in a virtual microgrid. *Advances in Smart Systems Research, Advances in Smart Systems Research* ISSN 2050-8662 Vol. 6. No. 1 : pp.13-22 : ams17-04

Brehm, R., Redder, M., & Kazakov, D. Bruce-Boye, C. (2018). 6. Agentenbasierte Regelung von Energieflüssen in Verteilnetzen durch ein Softwarebussystem. In *Agentensysteme in Der Industrie 4.0*. In Birgit Vogel-Heuser (Editor), *Softwareagenten in der Industrie 4.0* (pp. 109–124). Berlin, Boston: De Gruyter. <https://doi.org/10.1515/9783110527056-006>

Robert W. Brehm ; Hossein Ramezani ; Jerome Jouffroy, Distributed coordination of energy-storage capacities in virtual microgrids, 2018 European Control Conference (ECC18), Limassol, Cyprus, DOI: 10.23919/ECC.2018.8550574

Brehm, R., Redder, M., Flaegel, G., Menz, J., Bruce-Boye, C. (2018, June). A framework for a dynamic inter-connection of collaborating agents with multi-layered application abstraction based on a software-bus system. In *International Conference on Intelligent Decision Technologies* (pp. 150-157). Springer, Cham. DOI: 10.1007/978-3-319-92028-3_15

Qian, K.; Brehm, R. and Duggen, L. (2019). Experimental Evaluation of a Method for Simulation based Learning for a Multi-Agent System Acting in a Physical Environment. In *Proceedings of the 11th International Conference on Agents and Artificial Intelligence - Volume 1: ICAART*, ISBN 978-989-758-350-6, pages 103-109. DOI: 10.5220/0007250301030109

Filme

ZDF 'Nano' Beitrag im Dec. 2018
DIEM Technology erklärt <https://youtu.be/XfGgjlBSjgl>
Intelligentes Laden <https://youtu.be/BRUzcZiwopU>



Master Thesis

Hendrik Sass, Machine Learning Based Identification of Electrical Appliances

Joscha Höck, Analyse von Szenarien für die Nutzung von erneuerbaren Energien und Batteriespeichertechnologien in subautarken Ortsnetzen

Jendrik Menz, Dynamic Reconfiguration of Multi Agent System Topologies

Christian Mørk-Pedersen, Architecture for distributed energy management

Jegvan Jon Hansen, Methods for decentralized scheduling of load and storage capacities

Forvaldur Reynir Ásgeirsson, Investigation and implementation of multi-agent based decentralized charge management system for electric vehicles

Bence Magyar, Investigation and implementation of methods to predict charge behaviours of electric vehicles when connecting to mode 3 charging stations

Bachelor Thesis

Entwicklung einer Schnittstelle zur Anbindung von dezentralen Steuerungssystemen an simulierte sub-autarke Mikronetze

Bestandsaufnahme und Kategorisierung des Energiesystems Schleswig Holsteins

Analysis of Reinforcement Learning Methods in Multi-Agent-System Topologies

Janina Leptien, Charakterisieren des transienten Verhaltens von Photovoltaikmodulen mittels eines Versuchsstands auf Basis eines Sonnensimulators

Lukas Bergmann, Analysen von Ausbauszenarien von erneuerbaren Energien und Wärmespeichertechnologien in subautarken Mikronetzen ländlicher Räume

Kilian Menzel, Analysen von Ausbauszenarien von erneuerbaren Energien und Speichern der Insel Aero in Dänemark

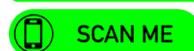
Timo Helsper, Entwicklung einer Simulationsumgebung für den Test von Steuerungsalgorithmen für Energieflüsse in Mikronetzen

Christian Ziegelmann, Entwicklung einer Simulationsumgebung für den Test von Steuerungsalgorithmen für Energieflüsse in Mikronetzen

Projektarbeit

Hendrik Sass Programmierbare Mehrfachsteckdose

Finden Sie mehr auf unserer Webseite: www.project-carpediem.eu/publications



Unsere Netzwerkpartner



www.atsolar.dk



www.wfg-nf.de



www.stadtwerke-flensburg.de



www.h-tec.com



www.kreis-oh.de



www.schwartauer-werke.de



www.projectzero.dk



www.greentec-campus.de/de/index.php



www.soenderjylland.dk



www.kalundborg.dk



dansolar.dk



nordgreen.de



www.energie-impuls-owl.de



www.furgyclean.eu/de/



www.znes-flensburg.de



www.samsøe.dk/kommunen



www.ihk-schleswig-holstein.de/news/ihk_flensburg



www.aeroekommune.dk/



drives.danfoss.dk/home/#/



www.seas-nve.dk



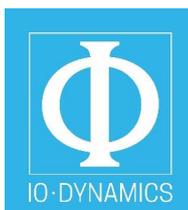
www.aeroewhisky.com/



visblue.com



grannenergi.dk/



www.iodynamics.de/

Rückseitiger Umschlag: Colourbox

