

Mikro-Netze und die regionale Balance von Erzeugung und Verbrauch im Strom- und Wärmebereich

Dr. Michael Stadler

Area Manager Smart- und Microgrids BIOENERGY 2020+ GmbH, CTO XENDEE Inc., Kalifornien
Affiliated Scientist Lawrence Berkeley Laboratory, University of California, CTO Zentrum für Energie und innovative Technologien
michael.stadler@bioenergy2020.eu
<https://www.bioenergy2020.eu/>

Bioenergy2020+ Autoren: Elisa Carlon, Markus Göllés, Walter Haslinger, Klaus Lichtenegger, Christine Mair, Andreas Moser, Daniel Muschick, Michael Stadler, Michael Zellinger
Zentrum für Energie und innovative Technologien Autoren: Margit Temper

Intelligente Stromnetze

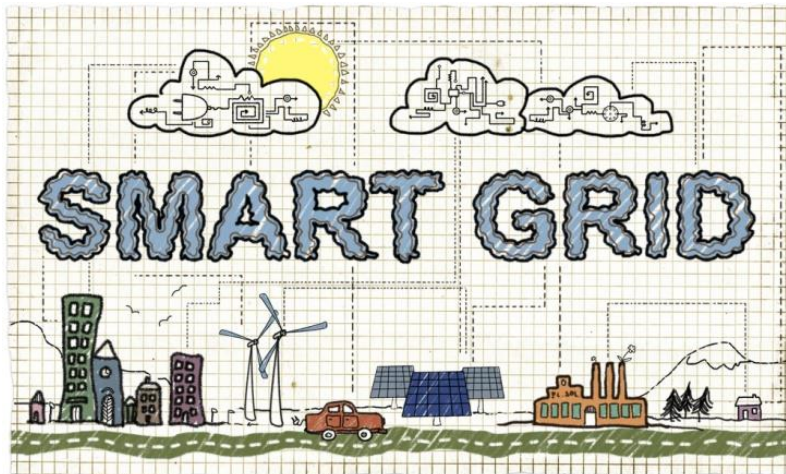


Bild 1. Smartgrid

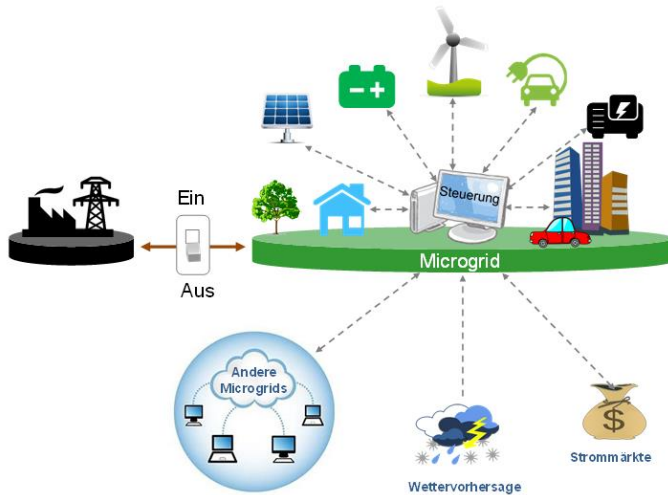
Intelligente Strom und Energienetze (Smartgrids) verwenden Kommunikationstechnologien und Informationstechnologien, um die Lasten und Erzeuger im Netz zu koordinieren und somit auf dynamische Veränderungen im Netz reagieren zu können. Aufgrund von Smartgrids können nun die Verbraucher vermehrt als aktive Partner einbezogen werden. (Smart Grid.gov, 2017).

Bei intelligenten Stromnetzen spielt die räumliche Zuordnung zwischen den Verbrauchern und den meist zentralen (großen) Erzeugern nur eine untergeordnete Rolle. D.h. zwischen Erzeuger und Verbraucher können große Distanzen liegen und es besteht oftmals die Notwendigkeit teure Übertragungsleitungen zu bauen (Handelsblatt, 2016).

Was sind Mikro-Netze?

Mikro-Netze (Microgrids) sind kleine, **lokale Energienetze** für Strom, Wärme und Kälte, die Haushalte und Betriebe mit Energie versorgen. Sie sind eine Untergruppe der intelligenten Stromnetze und können ihren Energiebedarf selbstständig aus erneuerbaren Energien oder anderen Energieformen decken, etwa Biomasse, Wärmepumpen, Windräder oder Kraftwärmekopplungen (Building Microgrids at Berkeley), (STADLER, 2016). Microgrids können individuell gesteuert werden. Sie berechnen den Verbrauch und können Energie im Bedarfsfall dorthin verlagern, wo sie gerade gebraucht wird, oder sie reduzieren den Energieverbrauch. Sie erhöhen dadurch die Systemeffizienz, reduzieren Verluste, und verbessern die Integration von volatilen Energieformen wie Photovoltaik und Wind. Zudem haben sie den Vorteil, dass

sie sich vom Stromnetz entkoppeln und für angeschlossene Gebäude oder Gewerbebetriebe weiterhin Strom, Wärme und Kälte produzieren können.



Einige Regionen, die von Hurrikans und Stromausfällen betroffen sind, nützen Mikro-Netze bereits. Microgrids können aber auch einen Vorteil für lokale Energieversorger darstellen, da diese auch Dienstleistungen an Energieversorger anbieten können. So z.B. kann das Microgrid Bio-Synthetic Natural Gas (SNG) oder Biogas in das Erdgasnetz einspeisen und so erneuerbare Energie zur Verfügung stellen. Eine andere Möglichkeit ist die Bereitstellung von Regelernergie, um Netzengpässe zu reduzieren.

Bild 2. Microgrid Konzept (Berkeley Lab, 2016)

Grundsätzlich gibt es zwei Forschungsfragen bezüglich Microgrids:

- Welche dezentralen Technologien (Biomasse, PV, Wärmepumpe, etc.) sollen in welchem Umfang (d.h. Kapazitäten) wo im Energienetz (Strom, Wärme, Gas und Kälte) installiert werden, um den ökonomischen und umwelttechnischen Erfolg zu garantieren?
- Wie sollen diese Technologien in Abhängigkeit von dynamischen Randbedingungen (z.B. Wetter, veränderbare Lasten oder veränderliche Strompreise) betrieben werden, um die ursprünglich simulierten ökonomischen und umwelttechnischen Ziele auch wirklich zu erreichen?

Grundsätzlich können diese Fragen vom Distributed Energy Resources- Customer Adoption Model Plus (DER-CAM+) des Lawrence Berkeley National Laboratory beantwortet werden (DER-CAM, 2016). Aber dieses mathematische/physikalische Modell weist Limitierungen, speziell im Biomasse- und Wärmebereich auf. Deshalb wird DER-CAM+ im Rahmen des österreichischen Forschungsförderungsgesellschaftsprojekts OptEnGrid (Optimale Vernetzung von Wärme-, Strom- und Gasnetzen zur Erhöhung von Effizienz und Zuverlässigkeit) mit Wärmetechnologien weiterentwickelt. Die BIOENERGY 2020+ GmbH besitzt eine Entwicklerlizenz und erweitert DER-CAM+ mit internationalen Partnern.

Märkte

Mikro-Netze und dezentrale Energieerzeugung, die sich durch eine enge räumliche Bindung von Energieerzeugungseinheiten und Verbraucher auszeichnen, werden ein internationales Technologievolumen von rund 170 Mrd. € im Jahre 2020 darstellen (Microgridknowledge, 2016), (Utilitydive, 2015), (Navigant Research). Die größten Exportmärkte werden Asien und Nordamerika sein,

der europäische Raum wird den 3. Platz einnehmen. Die verschiedenen Märkte zeichnen sich durch verschiedene Technologiemixe aus. So z.B. wird Biomassevergasung im asiatischen Raum eine Rolle im Bereich Microgrids spielen. Im nordamerikanischen Raum werden Photovoltaik und Kraft-Wärme-Kopplungen, in Kombination mit Speichertechnologien wichtig sein. 160 Microgrids sind derzeit in den USA in Betrieb: 42% davon im Militärbereich, gefolgt von Universitäten (Campus), und Kommunen. Der Bundesstaat New York weist die meisten Kapazitäten auf, gefolgt von Kalifornien, und 35% aller Microgrids sind kleiner als 1 MW und 36% liegen zwischen 1 und 10 MW (GTMResearch, 2016).

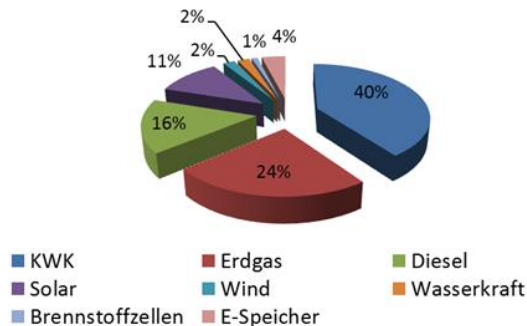


Bild 3. Microgrid Technologien USA; KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

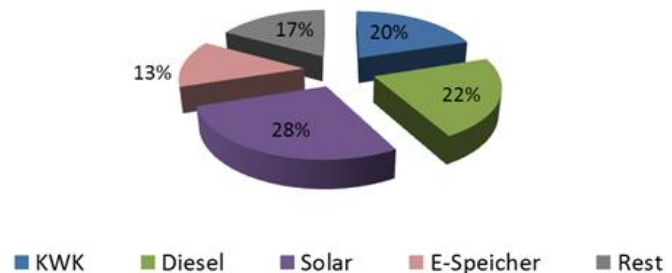


Bild 4. Microgrid Technologien Kalifornien: größter Anteil im Technologiesegment PV.

Beschreibung OptEnGrid

Es gibt eine Vielzahl von Technologiemöglichkeiten (Wärmepumpe, elektr. Speicher, Solarthermie, Blockheizkraftwerk, etc.) die in einem Mikro-Netz installiert werden können. Welche Kombination ist aber ideal für ein bestimmtes Mikro-Netz?

Energiefluss Optimierung in einem Mikro-Netz

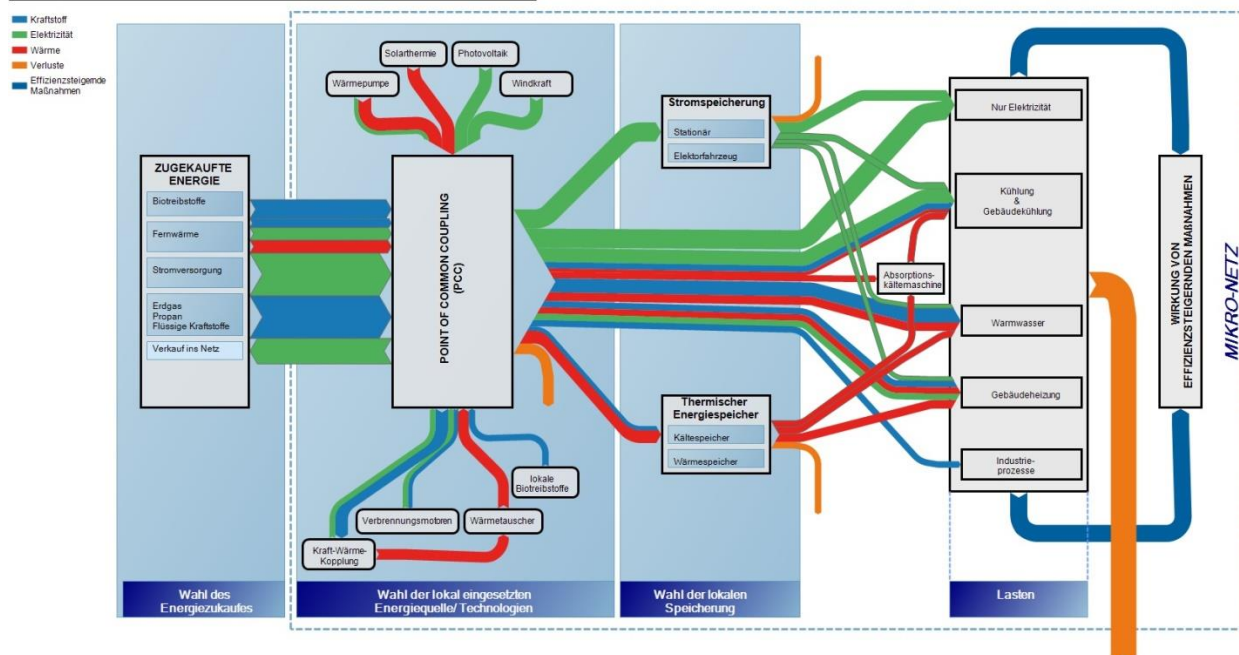


Bild 5. Energiefluss Optionen in einem Mikro-Netz, optimiert von OptEnGrid; Grüne Pfeile: Stromfluss; Blaue Pfeile: Treibstoff (z.B. Biogas, Erdgas), Rote Pfeile: Wärme; Orange Pfeile: Verluste.

Bild 5 zeigt die möglichen Optionen und wie die verschiedensten Lasten im Gebäude gedeckt werden können (siehe „Lasten“ in Bild 5). Diese Lasten müssen zumindest auf Stundenbasis für ein Jahr beschreibbar sein, um Leistungsspitzen sowie Lastverlagerung modellieren zu können. Die mathematische Optimierung (z.B. Mixed Integer Linear Programming) muss die Energiebilanz erfüllen, d.h. in jedem Zeitschritt muss Angebot gleich Nachfrage sein. Nur Speicher können diese Energiebilanz „umgehen“ und somit eine Entkopplung von Erzeugung/Angebot und Nachfrage erwirken. OptEnGrid versucht nun diese Energiebilanz für die betrachteten zukünftigen Jahre zu optimieren und dabei die gesamten Energiekosten oder CO₂ Emissionen zu minimieren. In jedem Zeitschritt werden die Betriebskosten durch den richtig gewählten Einsatz von Technologien optimiert und somit bestimmt welche Technologien attraktiv sind und installiert werden sollen. Die Kostenrechnung innerhalb von OptEnGrid beinhaltet z.B. die amortisierten Investitionskosten der verschiedensten Technologien, Brennstoffkosten, Wartungskosten, CO₂ Steuern, Strom- und Gaskosten, etc. Eine mathematische Beschreibung von DER-CAM, der Vorgängerversion von OptEnGrid, kann (Michael STADLER, 2014) entnommen werden.

Mikro-Netz Planungsbeispiel: Technologie und Forschungszentrum (tfz) Wieselburg-Land

Mithilfe von OptEnGrid wird das Technologie- und Forschungszentrum (tfz) Wieselburg energetisch optimiert. Das tfz ist eines von vier Technopole in Niederösterreich (Krems, Tulln, Wiener Neustadt und Wieselburg). Diese Technopolstandorte führen Forschung, Ausbildung und Wirtschaftsunternehmen zusammen, um international anerkannte Spitzenforschung zu betreiben und Wirtschaftsimpulse zu setzen (Ecoplus). Die BIOENERGY 2020+ GmbH, welche am Standort Wieselburg forscht, ist führend auf dem Gebiet der Umwandlung von Biomasse in Energie und der stofflichen Nutzung von Biomasse. Seit März 2017 wird die Abteilung „intelligente Stromnetze und Mikro-Netze“ aufgebaut, welche die Stromseite und die Modellierung der Biomasse verbindet und somit ganzheitlich die Wärme, Kälte und Strom für Mikro-Netze betrachtet.



Das tfz Wieselburg wurde 2009 errichtet und beherbergt innovative Technologien wie eine Hackgutheizung, eine Absorptionskälteanlage, eine Solarthermie-anlage, sowie Wärmespeicher.

Bild 6. Tfz Wieselburg

Anhand dieses Beispiels wird die ganzheitliche Optimierung demonstriert und aufgezeigt wie attraktiv die verschiedenen Technologien sind. Es werden insgesamt 4 Szenarien berücksichtigt: Szenario 1: Referenzfall bei dem die gesamte Energie vom Energieversorger gekauft wird; Szenario 2: Wärme und Warmwasser können neben Gas auch durch Hackgut bereitgestellt werden und die Energiekosten werden minimiert; Szenario 3: alle möglichen dezentralen Technologien sind erlaubt und Energiekosten werden minimiert; Szenario 4: alle möglichen Technologien sind erlaubt und CO₂ Emissionen werden minimiert. Bei OptEnGrid handelt es sich um ein mathematisches Optimierungstool, welches die verschiedenen Optionen bewertet und als Ergebnis bereitstellt. Die wesentlichen technischen Ergebnisse sind die optimalen Investitionskapazitäten, sowie der Einsatzplan der Technologien. Das tfz ist das erste mit OptEnGrid optimierte Beispiel und deshalb sollten die hier dargestellten Ergebnisse nur als ein erster Entwurf verstanden werden.

Annahmen

Grundsätzlich sind folgende dezentralen Technologien und Energieformen in den Szenarien 3 und 4 verfügbar: a) Stromkauf vom Energieversorger; b) Gaskauf vom Energieversorger; c) Hackgutheizung; d) elektrische Wärmepumpe für Wärme und Kälteerzeugung; e) Absorptionskälteanlage; f) Photovoltaik; g) Solarthermie; h) Wärmespeicher; i) elektrischer Speicher; j) Blockheizkraftwerk auf Erdgasbasis.

Weiteres, wurde angenommen, dass überschüssige Energie nur lokal gespeichert werden kann und nicht an den Energieversorger verkauft wird, da die Einspeisetarife (ohne Förderungen) sehr gering sind. In weiterer Folge werden aber auch geförderte Einspeisetarife berücksichtigt. Die detaillierten Annahmen können dem **Anhang** entnommen werden.

Ergebnisse für das tfz

Der Referenzfall (Szenario 1), mit nur Strom- und Gasbezug vom Energieversorger, ist der CO₂ und Kosten intensivste Fall. Wird eine Hackgutheizung als Option in OptEnGrid erlaubt, wird diese auch sofort installiert und senkt die jährlichen Energiekosten um 12% (Szenario 2). Aufgrund des biogenen Brennstoffes werden auch die CO₂ Emission um mehr als die Hälfte gegenüber dem Referenzfall reduziert. Dieses Ergebnis unterstreicht die Wichtigkeit der regionalen Energieform Biomasse. Werden nun alle verfügbaren Technologien in der Optimierung erlaubt und sollen die Energiekosten optimiert werden, sollte eine 90 kW Photovoltaik Anlage im tfz installiert werden (Szenario 3). Diese zusätzliche erneuerbare Energieform reduziert die Kosten um 19% und CO₂ Emissionen um 70%, gegenüber dem Referenzfall. Dieses Ergebnis unterstreicht, dass PV keine exotische Technologie ist und ohne Förderung kostengünstig sein kann. Im letzten Szenario, in dem die CO₂ Emission minimiert werden sollen, wird nun auch noch ein elektrischer Speicher mit 32 kWh und eine Absorptionskälteanlage installiert, welche vom Hackgutkessel beliefert wird. Der CO₂ minimierende Fall treibt die Kosten wieder nach oben, da nun teure Technologien (elektr. Speicher und Absorptionskälte) verwendet werden, aber die Kosten liegen nach wie vor unter dem Referenzfall (Szenario 1). Solarthermie und Wärmespeicher sind in keinem der Fälle attraktiv (siehe Tabelle 1).

Die Optimierung berücksichtigt auch die Energie- und Lastflüsse. Diese werden in der Optimierung als Randbedingung verwendet, wodurch die Technologien strategisch platziert werden können, um Netzengpässe zu vermeiden. D.h. sollten Engpässe im Netz bestehen, werden die Ergebnisse diese widerspiegeln. Die Technologien werden dann so platziert, dass die Lasten gedeckt werden können ohne das Netz zu überlasten (Siehe auch Bild 7).

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Beschreibung	Nur Strombezug vom Energievers., Gas für Heizen	Nur Strombezug vom Energievers., Hackgut für Heizen möglich	Alle dezentralen Technologien für Strom, Wärme/Kühlen erlaubt, Kosten Minimierung	Alle dezentralen Technologien für Strom, Wärme/Kühlen erlaubt, CO ₂ Minimierung
Energiekosten, inkl. amortisierte Investitionen (€/Jahr)	67000	59000 (-12%)	54000 (-19%)	65000 (-3%)
CO ₂ Emissionen. (t/Jahr)	149	66 (-56%)	44 (-70%)	39 (-74%)
Gaskessel (kW)	162 (67+95)	0	0	0
Hackgutkessel (kW)	0	162 (67+95)	162 (67+95)	162 (67+95)
Strom WP (kW)	32	32	32	32
Absorptionskälte (kW)	0	0	0	25
PV (kW)	0	0	90 ¹	90
E. Speicher (kWh)	0	0	0	31

Tabelle 1. Zusammenfassung OptEnGrid Ergebnisse tfz Wieselburg

Um die entsprechenden Ziele (Kosten versus CO₂ Minimierung) zu erreichen, liefert die Optimierung auch den Einsatzplan wie die Technologien betrieben werden sollen. Aufgrund der Installation einer Absorptionskälteanlage wird nun weniger Strom, als im Referenzfall (Szenario 1), benötigt und der elektrische Speicher liefert Energie in den Nachmittagsstunden, wenn die PV-Anlage nicht mehr genug Strom liefern kann (Siehe Bild 8).

¹ Durch Dachfläche begrenzt und nur für Eigenverbrauch.

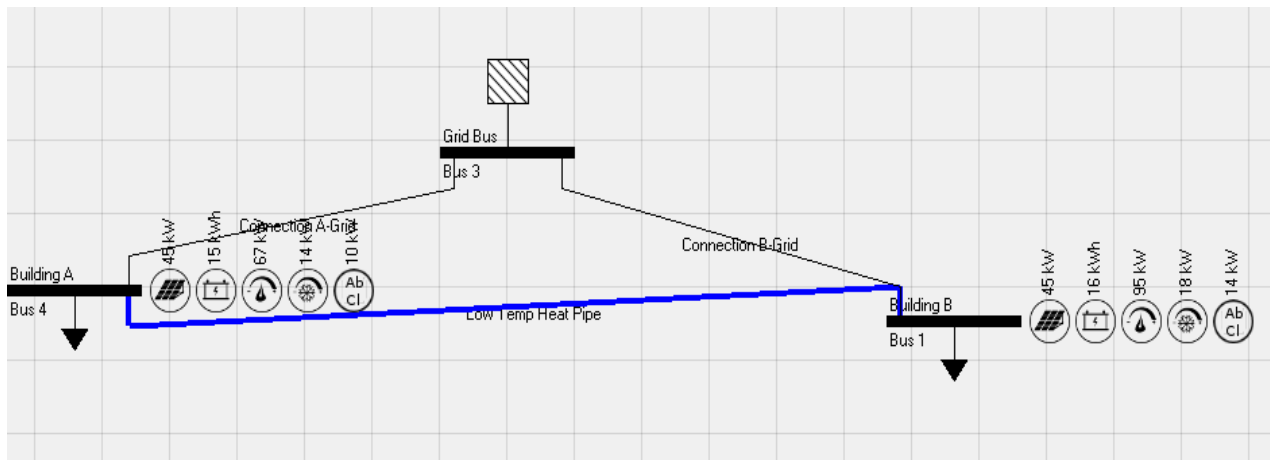


Bild 7. Netzstruktur tfz; Ergebnis Technologieverteilung im lokalen tfz-Netz. Blaue Linie entspricht einem Wärmenetz. Die verschiedenen Symbole stellen die Technologien und deren optimalen Kapazitäten dar. Die grau schraffierte Box repräsentiert den Netzanschluss (Point of Common Coupling – PCC).

Die durchgeführten Optimierungen bestätigen teilweise die am tfz installierten Technologien. Es scheint aber, dass die tatsächlich installierte Solarthermie Anlage weder für die Kosten noch für die CO₂ Reduktion relevant ist. Im tatsächlichen Gebäude ist eine Absorptionskälteanlage installiert, die aber in den Optimierungsläufen nur teilweise im CO₂ Minimierungsfall auftritt (Szenario 4). Dies ist ein Indikator, dass die Absorptionskälteanlage nur eine Sub-optimale Lösung für das tfz darstellt.

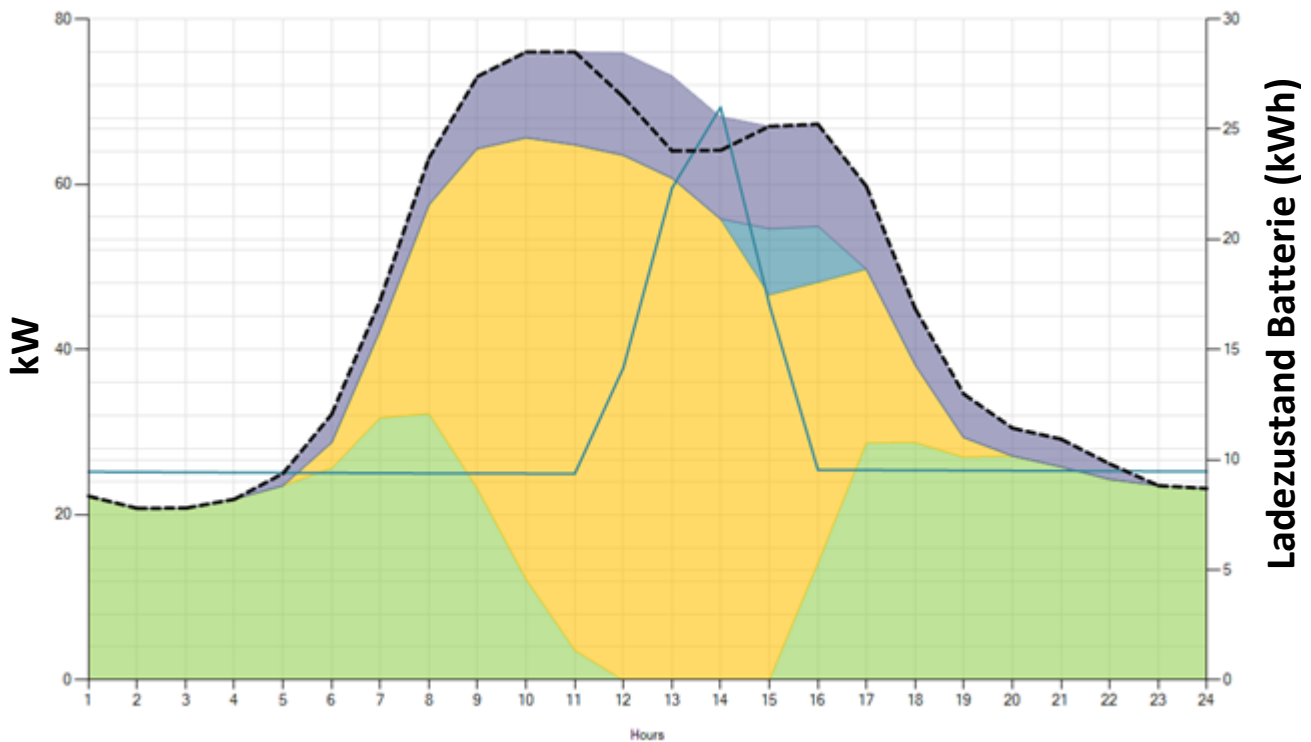


Bild 8. Stromverbrauch und Einsatzplanung/Steuerung für einen Maitag für Szenario 4; schwarze strichlierte Linie: ursprünglicher Strombedarf aus Szenario 1; grüne Fläche: Strombezug vom Energieversorger; gelbe/orange Fläche: Energie von der PV-Anlage; violette Fläche: Reduktion des Strombedarfes aufgrund der Absorptionskälteanlage; blaue Fläche: Energie vom elektr. Speicher; blaue Linie: Lade- und Entladekurve des elektr. Speichers.

Schlussfolgerungen

Aufgrund der Vielzahl von Technologiemöglichkeiten und Interaktionen zwischen den dezentralen Optionen, kann die Mikro-Netz Optimierung ein komplexes Thema darstellen. Optimierungstools wie OptEnGrid können hier eine Abhilfe schaffen, um die internationalen Märkte zu bewerten und zu erschließen. Wie das Optimierungsbeispiel „Technologie und Forschungszentrum (tfz)“ zeigt, können Mikro-Netze die CO₂ Emissionen und Kosten erheblich senken und aufgrund der Verwendung von lokalen Energieformen die lokale Wirtschaft stärken. Die Verwendung und Integration von dezentralen Technologien wird neue Arbeitsplätze schaffen und verlorengegangene Arbeitsplätze in den anderen Branchen überkompensieren (TheSolarfoundation, 2016). Somit wird Know-how generiert, welches exportiert werden kann. Anstelle von Energieimporten treten Technologieexporte, womit ein direkter Beitrag zu den Pariser Weltklimaverträgen geschaffen wird (STADLER Michael, 2016).

Danksagung

Wir bedanken uns recht herzlich beim Team des österreichischen Klima- und Energiefonds und der Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) für die finanzielle Unterstützung des Projekts OptEnGrid, mit der Projektnummer 858815.

Einen herzlichen Dank an unsere OptEnGrid Projektpartner World-Direct eBusiness solutions GesmbH (<http://www.world-direct.at/>) und SOLID Solarinstallation + Design (<https://www.solid.at/de/>) für deren tatkräftige Unterstützung während des Projekts.

Referenzen

Berkeley Lab. (2016). Abgerufen am 10. Oktober 2017 von <https://building-microgrid.lbl.gov/>

Building Microgrids at Berkeley. (kein Datum). Abgerufen am 2. Oktober 2017 von <https://building-microgrid.lbl.gov/about-microgrids>

DER-CAM. (2016). Abgerufen am 12. Oktober 2017 von <https://building-microgrid.lbl.gov/projects/der-cam>

Ecoplus. (kein Datum). Abgerufen am 13. Oktober 2017 von <https://www.ecoplus.at/interessiert-an/technopole/technopole-in-niederoesterreich/>

GTMResearch. (2016). U.S. Microgrid Tracker Q3.

Handelsblatt. (11. Oktober 2016). Abgerufen am 2. Oktober 2017 von
<http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/verzoegerter-netzausbau-bund-drosselt-windkraft-ausbau-im-norden/14669878.html>

Michael STADLER, M. G. (1. November 2014). Optimizing Distributed Energy Resources and Building Retrofits with the Strategic DER-CAModel. *Applied Energy Journal*, 132(0306-2619), 557-567.

Microgridknowledge. (13. Dezember 2016). Abgerufen am 22. April 2017 von
<https://microgridknowledge.com/new-microgrid-projects/>

Navigant Research. (kein Datum). Abgerufen am 20. April 2017 von
<https://www.navigantresearch.com/newsroom/global-microgrid-capacity-is-expected-to-grow-from-1-4-gw-in-2015-to-7-6-gw-in-2024>

Smart Grid.gov. (2017). Abgerufen am 14. Oktober 2017 von US Department of Energy:
https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html

STADLER Michael, M. T. (9. September 2016). Pariser Weltklimavertrag-Globaler Auftrag mit lokalen Folgen. *Impulsreferat Energie- und Umwelt-Gemeinde-Tag, Energiewende.Land.Niederösterreich*. St. Pölten, Österreich.

STADLER, M. (7. Dezember 2016). *Intelligente Stromnetze, Smartgrids und Microgrids*. Abgerufen am 12. Oktober 2017 von Talk-Show Science.talk, 7. Dezember 2016 Fernsehkanal ORF 3, Österreich und ARD-alpha, Deutschland: <http://www.cet.or.at/movies/ScienceTalkMStadler.mp4>

Thesolarfoundation. (2016). Abgerufen am 20. April 2017 von <http://www.thesolarfoundation.org/solar-jobs-census/>

Utilitydive. (29. July 2015). Abgerufen am 20. April 2017 von <http://www.utilitydive.com/news/why-the-future-of-microgrids-wont-look-like-the-past/403093>

Anhang

	Annahmen	Quelle
Klimadaten:		
CO₂-Emissionen		
CO ₂ -Emissionen Strom	0,2 t CO ₂ /MWh	https://www.evn.at/SpecialPages/FooterNavigation/Aktuelles/Stromkennzeichnung.aspx
COP/Effizienzen:		
COP Kompression-WP	4,5	Planungshandbuch Wärmepumpen Viessmann, 2011
COP Absorptions-WP	0,7	Berliner Energieagentur GmbH, SUMMERHEAT, 2009 https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/SUMMERHEAT_Report.pdf

Technologiekosten:		
Hackgutkessel (inkl. Heizraumausstattung ohne Brennstofflager und Wärmeverteilsystem)	950 €/kW _{th}	http://www.tfz.bayern.de/festbrennstoffe/energetischenutzung/035096/index.php http://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/festbrennstoffe/dateien/handbuch_bioenergie-kleinanlagen-komplett.pdf
Gaskessel	475 €/kW _{th}	Annahme: 0.5 x Hackgutkessel auf Basis der Literatur
Kompressionskältemaschine	350 €/kW _{th}	G. Schaumann Dipl.-Ing. Karl W. Schmitz, Kraft-Wärme-Kopplung 10.1007/978-3-642-01425-3_5, 2010 http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-01425-3_5
Absorptionskälteanlage	1050 €/kW _{th}	Solares Kühlen für Büro- und Dienstleistungsgebäude, Autor: Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal Ges.m.b.H., Dezember 2007 http://www.kaeltenetz-hamburg.de/files/solarekuehlung-buero.pdf
Solarthermie	900 €/kW _{th}	Daten von realer Anlage < 10kW, installiert in 2011 und inflationsbereinigt
Pufferspeicher	138 €/kWh _{th}	Daten von realer Anlage < 10kWh, installiert in 2011 und inflationsbereinigt
Tarife:		
Strom-Kosten		EVN Energievertrieb GmbH & Co KG (Strom-Gewerbe): Mega Float Natur https://www.e-control.at/industrie/serviceberatung/gewerbe-tarifkalkulator
Gas-Kosten		https://www.e-control.at/industrie/serviceberatung/gewerbe-tarifkalkulator
Hackgut-Preise	0,0195 €/kWh	interne Berechnung auf Basis von tfz Jahresabrechnungen
Lastprofile:		
Stromverbrauch		Synthetisches Lastprofil, skaliert mit tfz Messwerten http://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile Interne Datenaufzeichnung der tfz Haustechnik
Heizbedarf		Messwerte, Regelungsvorgaben der tfz Haustechnik
Warmwasserbedarf		Messwerte, Regelungsvorgaben der tfz Haustechnik
Kühlbedarf		Messwerte, Regelungsvorgaben der tfz Haustechnik