

TECHNOLOGIE- UND KLIMAWANDEL

SCIENCE.RESEARCH.PANNONIA.
Fachhochschule Burgenland
Band 22

e.nova

INTERNATIONAL CONFERENCE

Technologie- und Klimawandel

Energie – Gebäude – Umwelt


26. und 27. November 2020

BAND 24

gefördert durch:

Bundesministerium für

Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

 Bundesministerium
Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie

klimaaktiv


Leykam

Herausgeber und Verleger: Hildegard Gremmel-Simon
Fachhochschule Burgenland GmbH
Forschungs- und Studienzentrum Pinkafeld
Department Energie-Umweltmanagement
Steinamangerstraße 21
7423 Pinkafeld, Österreich
www.fh-burgenland.at

Organisationskomitee: Johann Binder
Ernst Blümel
Christian Heschl
Gernot Hanreich
Marcus Keding
Robert Kranner
Richard Krottil
Markus Puchegger
Werner Stutterecker
Christian Wartha

© by Leykam Buchverlagsgesellschaft m.b.H. Nfg. & Co KG, Graz 2020

Kein Titel des Werkes darf in irgendeiner Form (durch Fotografie, Mikrofilm oder ein anderes Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung des Verlages reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

Die Beiträge der Autoren wurden unverändert in der zur Verfügung gestellten Fassung veröffentlicht.

Der internationale Kongress e-nova 2020 wurde aus Mitteln folgender Stelle gefördert:

- Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
ISBN 978-3-7011-0460-4

Wissenschaftlicher Beirat

Prof. (FH) DI Ernst Blümel
Fachhochschule Burgenland GmbH, Department Energie-Umweltmanagement, Österreich

Mag.^a Hildegund Figl
IBO-Österr. Institut für Bauen und Ökologie GmbH, Österreich

Prof. (FH) DI Dr. Gernot Hanreich (Vorsitz)
Fachhochschule Burgenland GmbH, Department Energie-Umweltmanagement, Österreich

DI Dr. Helmuth Kreiner
Technische Universität Graz, Institut für Materialprüfung und Baustofftechnologie

DI Dr. Arne Ragoßnig
UTC Projekt- und Förderungsmanagement e.U., Österreich

DI Susanne Supper
Green Energy Lab, Cluster Manager, Österreich

Dr. Günter Wind
TB Wind, Ingenieurbüro für Physik, Präsident des Vereins pansol, Österreich

Ao. Univ.-Prof. DI Dr. Franz Winter
Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik u. Techn. Biowissenschaften,
Österreich

Vorwort

Kein Jahr wie jedes andere! Wie oft wurde diese Floskel in den letzten Monaten schon bemüht, aber sie trifft auch auf die heurige e-nova zu. Erstmals in der über zwei Jahrzehnte langen Geschichte dieser internationalen Konferenz kann diese nicht als Präsenzveranstaltung durchgeführt werden, sondern muss online stattfinden. Die vor einem halben Jahr getroffene Entscheidung dazu hat sich angesichts der Tatsache, dass die e-nova 2020 nun mitten im Zeitraum des zweiten Lockdowns stattfindet, als richtig erwiesen.

Technologie- und Klimawandel: Energie – Gebäude – Umwelt ist der Titel der diesjährigen Konferenz. Als internationale wissenschaftliche Konferenz konzipiert, bietet die e-nova auch heuer wieder sowohl der wissenschaftlichen Gemeinschaft als auch berufsfeld-orientierten Fachleuten die Möglichkeit zur Diskussion und zum Austausch.

Wurde dem Klimawandel und Klimaschutz noch vor einem Jahr eine breite öffentliche und mediale Aufmerksamkeit zuteil, so wurde diese Thematik in den letzten Monaten von der Corona-Krise überschattet. Es handelt sich um zwei unterschiedliche Krisen, die jedoch gleichzeitig gelöst werden müssen. Maßnahmen gegen den Klimawandel und für den Klimaschutz können nicht auf das Ende der Corona-Krise warten. Genauso wenig, wie sich viele von uns vor einem Jahr die negativen Auswirkungen einer globalen Pandemie vorstellen konnten, können sich nach wie vor einige die Auswirkungen des Klimawandels nicht vorstellen. Die Bedrohung ist jedoch real und bereits spürbar. Die e-nova 2020 widmet sich dieser Thematik wieder in der gewohnten Breite und Tiefe mit themenspezifischen Vortragsblöcken.

Auch die FH Burgenland selbst hat im vorangegangenen Jahr wesentliche Weichenstellungen vorgenommen, um aktiv Maßnahmen gegen den Klimawandel zu setzen. Koordiniert werden diese Aktivitäten von einer eingerichteten Stabstelle für Nachhaltigkeit und Gemeinwohl. In der überarbeiteten Strategie 2030 sieht die FH Burgenland für sich eine besondere Verantwortung, an der Erreichung der Sustainable Development Goals (SDGs) der Vereinten Nationen sowie an den Zielsetzungen des „Green Deal“ der Europäischen Union in ihrem Einflussbereich mitzuwirken und sich insgesamt als „nachhaltige Organisation“ weiterzuentwickeln.

Kein Jahr wie jedes andere war es für die FH Burgenland aber auch in einem positiven Sinne. Noch nie haben so viele Menschen an dieser Institution studiert, noch nie stand ein so breites Bildungsangebot zur Verfügung. Der neu eingerichtete Bachelorstudiengang Software Engineering und vernetzte Systeme hat am Standort Pinkafeld erfolgreich seinen Studienbetrieb aufgenommen. Mit dem Bachelorstudiengang Angewandte Elektronik und Photonik ist aktuell ein weiterer Studiengang für den Standort Pinkafeld in Entwicklung und wird seinen Studienbetrieb im Wintersemester 2021/2022 aufnehmen. Die im letzten Jahr vorgestellten Ausbauprojekte schreiten plangemäß voran und werden das Bekenntnis der Fachhochschule Burgenland zur Nachhaltigkeit deutlich sichtbar machen.

Gernot Hanreich
Rektor

Foreword

No year like any other! Having been used many times in the past few months, this phrase also applies to this year's e-nova. For the first time in its more than two-decade-long history, this international conference cannot be held as a face-to-face event, but must take place online. The decision, taken six months ago, has proved to be the right one, given that e-nova 2020 is now taking place in the middle of the second lockdown period.

Technology and Climate Change: Energy - Buildings - Environment is the title of this year's conference. Conceived as an international scientific congress, e-nova will again offer the scientific community as well as professionals the opportunity for discussion and exchange.

Having received broad public and media attention just a year ago, climate protection and climate change have been overshadowed in recent months by the coronavirus pandemic. Although these are two different crises, they must be resolved at the same time. Measures against climate change and for climate protection cannot wait for the end of the coronavirus pandemic. Just as many of us could not envisage the negative impacts of a global pandemic a year ago, some of us still cannot imagine the effects of climate change. The threat, however, is real and already tangible. e-nova 2020 will again address this issue in the usual breadth and depth with thematic lecture blocks.

Last year, the University of Applied Sciences Burgenland also took significant steps to actively combat climate change. A staff unit for sustainability and the common good coordinates these activities. Thus, in the revised Strategy 2030, the University of Applied Sciences Burgenland emphasizes its responsibility to contribute to the achievement of the Sustainable Development Goals (SDGs) of the United Nations as well as to the objectives of the "Green Deal" of the European Union within its sphere of influence and to further develop itself as a sustainable organisation.

However, for the University of Applied Sciences Burgenland it was no year like any other also in a positive sense. Never before have so many people studied at this institution, never before has such a broad range of educational opportunities been available. The newly established bachelor's degree programme in Software Engineering and Networked Systems has successfully started at the Pinkafeld campus. With the bachelor's degree programme in Applied Electronics and Photonics, a further degree programme is currently being developed for the Pinkafeld campus that will begin in the winter semester 2021/2022. The expansion projects presented last year are progressing according to plan and will be visible signs of the commitment of the University of Applied Sciences Burgenland to sustainability.

Gernot Hanreich
Rektor



Inhaltsverzeichnis

SESSION 2A: GREEN ENERGY LAB – ENERGIEGEMEINSCHAFTEN

Bewertung erneuerbarer Energiegemeinschaften

Nacht / 4ward Energy Research GmbH / AT 19

A Review on Local Energy Markets and Peer-to-Peer Energy Trading

Gnam, Pfeiffer, Rabelhofer, Maier / Forschung Burgenland / AT 27

Bewertung der Datenqualität von Energiezellen im Projekt R2EC

Weissenbacher, Nacht, Pratter, Schloffer / 4ward Energy Research GmbH / AT 33

SESSION 3A: GREEN ENERGY LAB-USER

Optimierung von Smart Home Energy Management Systemen mit Usability-Tests

Kremsner, Pfeiffer, Marhold / Forschung Burgenland / AT
Kummer / FH Burgenland GmbH / AT
Holper / EVN / AT 41

Finanzielle Auswirkungen eines Elektrofahrzeugs auf Haushalte mit PV Anlage

Sieberer, Strobel / FH Technikum Wien / AT 51

A typology of end users' willingness to share energy data

Pfeiffer, Maier, Kremsner / Forschung Burgenland / AT
Hatzl, Fleiß / University of Graz / AT 57

SESSION 4A: S3HUBSINCE

Connected by Materials – Application examples in Architecture and Design

Kunze, Mauersberger, Pagel / Fraunhofer Institute IWU /DE 69

SESSION 5A: GREEN ENERGY LAB – INTEGRIERTE ENERGIESYSTEME

Heat water storage pooling for RES-integration

Puchegger, Gnam, Jasek / Forschung Burgenland / AT 83

Großflächige Skalierungsansätze von Musterlösungen in der Vorzeigeregion Green Energy Lab

Kurz, Supper / Forschungsinitiative Green Energy Lab / AT
Lettner / TU-Wien, Energy Economics Group / AT
Fink / AEE INTEC / AT
Reinfeld / Energie Burgenland AG / AT 91

SESSION 6A: GREEN ENERGY LAB – WÄRMENETZE

A simulation study on the integration of wind in a district heating system.

Schindler, Gnam / Forschung Burgenland / AT
Nacht / 4ward Energy Research GmbH / AT 99

Effizienzsteigerung in Biomasseheizwerken mit Absorptionswärmepumpen

Jaunegg / Consulting – Engineering Ewald Jaunegg / AT 105

Flexibility as a main influencing parameter for a sustainable and renewable driven district heating sector

Kelz, Leusbrock, Binder, Schrammel / AEE INTEC / AT 113

SESSION 7A: WÄRME-, KÄLTE- UND ANERGIENETZE

Reduzierte Temperaturen in Wärmenetzen: Bewertung der energie-ökonomischen Effekte

Geyer / AIT Austrian Institute of Technology GmbH / AT

Krail / FH Burgenland / AT

123

SESSION 8A: SMART CONTROL AND ELECTRONIC CONVERSION TECHNOLOGIES

Einsatz von Energiespeichersystemen in Österreich im Jahr 2030

Leonhartsberger / Fachhochschule Technikum Wien / AT

Wychera / Energy Changes Projektentwicklung GmbH / AT

Buschmann, Skudelny / Klima- und Energiefonds / AT

131

Betrachtung der sommerlichen Überwärmung eines Bürogebäudes mittels dynamischer Gebäudesimulation unter Berücksichtigung zukünftiger Klimaszenarien

Leindecker / FH OÖ Studienbetriebs GmbH / AT

Kugfarth / FH OÖ Forschungs & Entwicklungs GmbH / AT

139

Electrofuels – Synergie zur Reduktion des Saisonspeicherbedarfs

Wind / Wind – Ingenieurbüro für Physik / AT

Eder / Strateco OG / AT

Bußwald / akaryon GmbH / AT

147

SESSION 2B: DEKARBONISIERUNGSLÖSUNGEN FÜR QUARTIERE

Co-benefits of nearly zero energy buildings

Höfler, Weiß / AEE INTEC / AT

159

Net Zero Carbon Built Environment – Ein systemischer Ansatz zur Unterstützung von Entscheidungsprozessen in der Entwurfsphase von Gebäuden

Scherz, Passer, Kreiner / TU Graz / AT

167

Cost and Greenhouse Gas optimization of urban districts using parametric calculations

Venus, Leusbrock, Mauthner / AEE INTEC / AT

177

SESSION 3B: KLIMAERWÄRMUNG UND GEBÄUDE

Klimadaten für die Gebäudesimulation

Steiner, Heisinger / IBO / AT

185

Energieeffizienz und Baudenkmal – Potentiale aus Sicht der Denkmalpflege

Seuschek, Hoche-Donaubauer / Bundesdenkmalamt, Graz, Österreich / AT

195

Gebäudebegrünung – Anforderungen und Einflussfaktoren auf Gesundheit und Behaglichkeit „Indoor“ und „Downtown“

Vondrus / CV-Consulting e.U. / AT

Erker / Slavonia Baubedarf GmbH / AT

201

SESSION 4B WÄRMEPUMPE/KÄLTETECHNIK

Aktuelle und zukünftige Entwicklungen von Kältemitteln für Raum- und Gewerbekühlung

Erös / Österreichische Gesellschaft der Kältetechnik (ÖGKT) / AT

209

Marktentwicklung und Trends der Wärmepumpe

Freimüller, Kopatsch, Kaineder / Wärmepumpe Austria / AT

217

SESSION 5B: TECHFM4.0 I**Digitales, Ergebnisorientiertes Techn. Facility Management**

Fuhrmann / IBFM-Ingenieurbüro Facility Management / AT 231

Digital Twin with Multi-Input and Multi-Output optimisation for Air-Conditioning SystemsHeschl, Klanatsky, Wenig / FH Burgenland AT
Türk / Schrack Seconet AG / AT 237**SESSION 6B: TECHFM4.0 II****Ein Weg zur messdatengestützten bautechnischen Bauteilinspektion**

Veitsberger, Markl / normconsult ZT GmbH / AT 245

IoT und Data Analytics zur Optimierung des Wiener Fernwärmenetzes

Lindmeier, Buchner / Wien Energie GmbH / AT 253

SESSION 7B: SMART BUILDING**Die Leuchte im smarten Gebäude – Kommunikation – Sensor – Service Provider**

Weiss, Wenzl, Kröpfl / Joanneum Research Forschungsges.mbH/ AT 263

Soft Sensors for Perceived Human Comfort in Office Rooms Based on a Combination of Building Simulations and Data-Driven ModellingGursch, Schlager, Feichtinger / Know-Center GmbH / AT
Brandl / TU Graz / AT 271**SESSION 8B: SMART CONTROL AND ELECTRONIC CONVERSION TECHNOLOGIES****Linear Model Predictive Control of Small-Scale Furnaces**

Fallmann, Böhler, Kozek / TU Wien / AT 281

The efficiency potential and application readiness of Wide Bandgap technologyDíaz Triana / Ecodesign company engineering & management consultancy GmbH / AT
Makoschitz / AIT Austrian Institute of Technology GmbH / AT 289**The Total Energy Model for Connected Devices**

Díaz Triana / Ecodesign company engineering & management consultancy GmbH / AT 297

SESSION 2C: UMWELTTECHNIK**Der Kachelofen in der CFD-Simulation**Mantler, Schiffert, Haselböck / Österreichischer Kachelofenverband / AT
Schüssler, Riebenbauer, Stangl / ACAM Engineering GmbH / AT 307**Effizienzsteigerung einer Müllverbrennungsanlage durch Integration einer Rauchgaskondensation**

Huemer / FH Burgenland / AT 313

Untersuchung eines Elektroabscheiderkonzepts zur Reduktion von StaubemissionenSchittl, Jauschnik / Forschung Burgenland / AT
Pöttler / Herz Energietechnik GmbH / AT
Krail / FH Burgenland / AT 321

SESSION 3C: ABFALLENTSORGUNG - NEUE WEGE

Stoffflussanalyse einer thermochemischen Vorbehandlungsanlage

Peinsipp, Meirhofer / Forschung Burgenland / AT

Wartha, Kranner / FH Burgenland / AT

333

Ökologischer Vergleich unterschiedlicher Abfallentsorgungsprozesse in der Slowakei und Österreich mittels Ökobilanzierung

Wartha, Lang / FH Burgenland / AT

341

Abfallrecht-Herausforderungen für Holzgasanlagen – Vergaserrückstand Quo Vadis?

Ragossnig / RM Umweltkonsulten ZT GmbH / AT

347

SESSION 4C: KREISLAUFWIRTSCHAFT

Das „Recht auf Reparatur“

Kuhlmann / FH Burgenland / AT

355

Die Gestaltung von temporären Unterkünften im Sinne einer Kreislaufwirtschaft

Scherhauber, Zeilinger, Huber-Humer / Universität für Bodenkultur Wien / AT

361

SESSION 5C: KUNSTSTOFFRECYCLING

Technische Herausforderungen beim Kunststoffrecycling

Archodoulaki / TU Wien / AT

371

Für und Wider Kunststoffpfand als Maßnahme zur Erhöhung der Recyclingquote

Hauer / Technisches Büro HAUER Umweltwirtschaft GmbH / AT

375

SESSION 6C: KLIMAAKTIV GEBÄUDE - TECHNIK & PRAXISBEISPIELE

Smart Building & Mobility – Nutzung von E-Auto-Batterien als Energiespeicher für PV-Anlagen

Leindecker / FH OÖ Studienbetriebs GmbH / AT

Kugfarth / FH OÖ Forschungs & Entwicklungs GmbH / AT

381

Das Konzept der Intelligenzfähigkeit von Gebäuden - Entwicklungen und erste Umsetzungen

Knotzer / AEE INTEC / AT

389

SESSION 7C: BEWERTUNG

CO₂-neutrale Gebäude & Quartiere – Chancen, Herausforderungen & Herangehensweise am Beispiel des Technologiezentrums Seestadt

Schulz, Haugeneder / ATP sustain GmbH / AT

399

Treibhausgasemissionen in der Betonstahlerzeugung

Truger, Scherz, Passer / TU Graz / AT

Fohringer / Stahl- und Walzwerk Marienhütte GmbH / AT

405

Virtual Green World und Fair Construction Code

Lunzer / Dr. Lunzer Energie und Umwelt e.U. / AT

Osztovits / Bee Green World Ltd / LI

415

SESSION 8C: HYGIENE - LUFT/WASSER

Ultra Feinstaub: Allgemein und Strategien zur Vermeidung in Bezug auf COVID 19

Braunegg / ConsultAIR GmbH / AT

425

Hygienezustand großer Klimaanlagen - ausgewählte Beispiele aus der Praxis

Twrdik, Tappler, Damberger / IBO Innenraumanalytik OG / AT

431

SESSION 2D: PV ADAPT**Using FusiX platform for Intelligent Energy Management Systems' development**

Georgoutsos, Soulioti / EMTech GmbH / DE

Alifragkis, Livanos / EMTech Space P. C. / GR

453

An Integrated Framework for Building's Energy Management based on Deep Learning

Meintanis, Monios, Livieris, Kampourakis, Fourakis, Kyriakoulis, Kokkorikos,

Chondronasios / Core-Innovation / GR

465

Complex glass façade modelling for Model Predictive Control of thermal loads: impact of the solar load identification on the state-space model accuracy.

Veynandt, Heschl, Klanatsky, Plank / FH Burgenland / AT

473

SESSION 5D: EFFICIENCY ENHANCEMENT OF ENERGY SYSTEMS**Experimental evaluation of wall heating and cooling system with thermally insulating core**

Šimko, Krajčík, Petráš, Szabó / Slovak University of Technology Bratislava / SK

485

Designing a radiant wall cooling system with pipes located in inner plaster – first results

Junasová, Krajčík, Šimko / Slovak University of Technology Bratislava / SK

Šikula / Brno University of Technology / CZ

493

Recuperation of waste heat produced by public pools and low-enthalpy energy utilization

Predajnianska, Takács / Slovak University of Technology Bratislava / SK

501

Autor*innenverzeichnis

509

Session 2a

Green Energy Lab – Energiegemeinschaften

Bewertung erneuerbarer Energiegemeinschaften

Nacht / 4ward Energy Research GmbH / AT

A Review on Local Energy Markets and Peer-to-Peer Energy Trading

Gnam, Pfeiffer, Rabelhofer, Maier / Forschung Burgenland / AT

Bewertung der Datenqualität von Energiezellen im Projekt R2EC

Weissenbacher, Nacht, Pratter, Schloffer / 4ward Energy Research GmbH / AT

Bewertung erneuerbarer Energiegemeinschaften

Th. Nacht

4ward Energy Research GmbH, Graz, Österreich

ABSTRACT: The Clean Energy for all Europeans package made way for a new approach to allow small consumers to be an active part of the energy transition. The new Renewable Energy Directive (RED II) allows private customers, SME and public authorities to participate in Renewable Energy Communities and enables them for instance to exchange renewable electricity over the public grid without an electricity supplier as intermediary. The corresponding federal laws are currently in the making.

To promote renewable energy communities in Austria certain reductions on grid fees as well as an exclusion from certain taxes and fees will apply for the energy shared within the community. This yields a certain economic potential for realising energy communities, nevertheless there is still much uncertainty which needs to be addressed. The two research projects LEC Steyr and SchaltWerk2030 both funded by the Klima- und Energiefonds in the program "Smart Cities Demo" focus on that issue by analysing different organisational and tariff models for renewable energy communities.

For that purpose, an energy community model was developed which defines how the energy is shared amongst the members and how the legal entity of the energy community and the members generate an economic benefit. For calculating the distribution of the renewable generation within the community a simulation model was developed which results are used within a complex economic evaluation model facilitating the net present value approach. Additionally, a delta-tariff-approach was developed which settles the community internal tariffs.

For evaluation purpose six different renewable energy communities were analysed, two rather homogenous communities existing only of households and 4 heterogenous communities. The results indicated that the homogenous community would result in a more even distribution of the economic advantages amongst the members, but will due to the setup of only households and low overall community energy usage only result in very limited financial benefits. The other communities yielded more promising results but had a very heterogenous distribution of the financial benefits amongst the members. The results indicate that the main influencing factor for the financial success of the energy community approach is the amount of energy shared within the community. Other influencing factors are whether the legal entity of energy community owns the generation capacity. The height of the delta-tariff shifts the financial benefits between the members and the legal entity of the community. Furthermore, the delta-tariff-approach has the potential to shift the benefits between the members generating electricity and the ones using it.

1. EINLEITUNG

Die Europäische Union hat sich im „Clean Energy for all Europeans Package“ das Ziel gesetzt bis zu 32 % des Energiebedarfs bis 2030 durch erneuerbare Energieträger zu decken (Europäische Kommission 2017). Um dieses Ziel zu erreichen, ist ein starker Ausbau der erneuerbaren Energieträger auf allen Ebenen notwendig. Dazu ist die aktive Einbindung der Nutzer*innen notwendig. Ein Teil dieser aktiven Einbindung der Verbraucher*innen ist die Möglichkeit zur Schaffung von erneuerbaren Energiegemeinschaften (EEG). EEG sollen im Erneuerbaren Ausbaugesetz (EAG), welches Anfang 2021 in Kraft treten soll, verankert sein. Mitglieder in einer erneuerbaren Energiegemeinschaft sollen erneuerbaren Strom miteinander ohne Einbindung eines Stromlieferanten und über das öffentliche Netz tauschen können - vorerst ist nur Strom betroffen, in weiterer Folge soll jedoch die Möglichkeit auf den Tausch aller erneuerbaren Energieträger geboten werden. Für die innergemeinschaftlich bezogenen Energiemengen sollen für die Verbraucher*innen

reduzierte Netznutzungs- und Netzverlustentgelt anfallen, weiters sollen die Elektrizitätsabgabe und der Ökostromförderbeitrag entfallen. Energiegemeinschaften werden eine eigene Rechtspersönlichkeit aufweisen müssen, diese wird im weiteren Verlauf dieses Beitrags als Trägerorganisation bezeichnet, weiters ist der Mitgliederkreis auf Privatpersonen, KMU und lokale Behörden beschränkt. Zusätzlich werden zwei unterschiedliche Größenkategorien von Energiegemeinschaften von Relevanz sein, die regionale EEG (Netzebenen 5/6/7) und die lokale EEG (Netzebenen 6/7) (Hodasz 2020).

Da es zum aktuellen Zeitpunkt (September 2020) noch kein Gesetz zu Energiegemeinschaften gibt und bislang auch keine Energiegemeinschaften realisiert wurden, herrscht eine Unsicherheit hinsichtlich der Umsetzbarkeit dieses Modells und der Auswirkungen für die Mitglieder und die Trägerorganisation. Diese Unsicherheit bedingt den Forschungsbedarf in den beiden Projekten LEC Steyr und SchaltWERK 2030. Beide Projekte werden aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt. Hierbei stellen sich vor allem Fragen der Wirtschaftlichkeit sowohl für die Trägerorganisation als auch deren Mitglieder.

2. METHODE

Für die Verteilung der Energie innerhalb der Energiegemeinschaft wurde anhand der verfügbaren Informationen ein Schema für den Energieaustausch entwickelt. Innerhalb eines 15 Minuten-Zeitfensters werden die Überschüsse der Mitglieder (Erzeuger oder Prosumer) in einen gemeinsamen Pool eingespeist. Die Trägerorganisation übernimmt die gesamten Überschüsse. In weiterer Folge erfolgt die Verteilung an die verbrauchenden Mitglieder anhand eines Verteilschlüssels in Analogie zu den gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen gemäß ElWOG §16a. Verbleibende Überschüsse werden durch die Trägerorganisation der Energiegemeinschaft zu netzüblichen Konditionen vermarktet. Dieses Modell setzt voraus, dass die Betreiber der erneuerbaren Erzeugungsanlagen, so es nicht die Trägerorganisation selbst ist, ihr Recht zur Nutzung von Überschüssen an die Trägerorganisation der Energiegemeinschaft abtreten.

Aufbauend auf diesem Modell wurde ein Simulationsmodell für die Berechnung der Energieverteilung in der EEG in Python entwickelt. In dem vorliegenden Modell wurden die Lastprofile (15 Minuten, gemessen oder synthetisch) der einzelnen Energiegemeinschaftsmitglieder berücksichtigt, etwaige Lastverschiebungspotenziale wurden vernachlässigt. Für die Erzeugungslastgänge der PV-Anlagen wurden gemessene Profile von Vergleichsanlagen herangezogen. Als Simulationsdauer wurde ein Jahr gewählt.

Tab. 1: Anwendungsfälle für die Simulation der Energiegemeinschaften

Anwendungsfall	Beschreibung
Haushalts-gemeinschaft 1	10 Haushalte (Summenverbrauch: 31 MWh) 12,5 kWp PV (neue Anlage der Trägerorganisation)
Haushalts-gemeinschaft 2	5 Haushalte als Verbraucher (Summenverbrauch: 12 MWh) 5 Haushalte (Summenverbr.: 19 MWh) jeweils 5 kWp PV (Bestand)
Gemischte Gemeinschaft 1	5 Haushalte (Summenverbrauch: 16 MWh) 1 Seniorenheim (Verbrauch: 194 MWh) 1 Schule (Verbrauch: 112 MWh) 150 kWp PV (neue Anlage der Trägerorganisation)
Gemischte Gemeinschaft 2	5 Haushalte (Summenverbrauch: 16 MWh) 1 Seniorenheim (Verbrauch: 194 MWh) 1 Schule (Verbrauch: 112 MWh) und 70 kWp PV (Bestand) 150 kWp PV (neue Anlage der Trägerorganisation)
Gemischte Gemeinschaft 3	1 Gemeindegebäude (Verbrauch: 25.000 kWh) und 125 kWp PV (Bestand) 4 Gewerbe (Summenverbrauch: 263.000 kWh) 22 Wohnungen (Summenverbrauch: 63.800 kWh)

Die Erzeugung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen können in einem ersten Schritt für die Deckung des Eigenbedarfs herangezogen werden. Die resultierenden Überschüsse stehen für eine weitere Verwendung zur Verfügung.

$$VS(N, t) = \frac{P_{Last}(N, t)}{\sum_{N=1}^{\#Nutzer} \frac{P_{Last}(N, t)}{4}} \quad (1)$$

N Nutzer*in der §16a Anlage
 VS Verteilschlüssel

Aufbauend auf dem Modell für die Energieflüsse in der Energiegemeinschaft wurde ein Modell für die Zahlungsflüsse der Trägerorganisation erstellt. Für die Vergütung der Energieflüsse in und aus dem Energiepool der Energiegemeinschaft wurde ein Delta-Tarif-Ansatz angewendet. Dieser sieht vor, dass die Einspeisung in die Energiegemeinschaft mit einem höheren Tarif vergütet wird als eine Einspeisung in das öffentliche Netz (Gleichung 2). Die Entnahme aus dem Energiepool der Energiegemeinschaft hingegen erfolgt mit einem geringeren Energietarif als ein Bezug aus dem öffentlichen Netz (Gleichung 3).

$$p_{EEGeV} = p_V - \Delta p_{TarifV} \quad (2)$$

$$p_{EEGeE} = p_E + \Delta p_{TarifE} \quad (3)$$

p_{EEGeV} Bezugspreis für Strom aus der EEG in cent/kWh
 p_V Energiepreis für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz in cent/kWh
 Δp_{TarifV} Delta-Tarif für den Verbrauch in cent/kWh
 p_{EEGeE} Einspeisetarif für die Einspeisung in die EEG in cent/kWh
 p_E Einspeisetarif für die Einspeisung in das öffentliche Netz in cent/kWh
 Δp_{TarifE} Delta-Tarif für die Einspeisung in cent/kWh

Um den Vergleich unterschiedlicher Rechtsformen zu ermöglichen und die Einnahmen, Kosten und Steuern richtig abzubilden, wurde ein detailliertes Wirtschaftlichkeitsmodell entwickelt. Dieses berücksichtigt laufende Kosten, Zinsen für Investitionen, Abschreibungen etc. Für das Mitgliedermanagement und die gesamte gemeinschaftsinterne Verrechnung wurden keine Kosten angenommen (Eigenleistung der EEG). Für die Mitglieder der Energiegemeinschaft wurde angenommen, dass monatliche Kosten von 50 cent pro Zählpunkt als zusätzliche Netzkosten (Analogie zu ElWOG §16a) entstehen. Die weiteren getroffenen wirtschaftlichen Annahmen sind in Tab. 2 dargestellt. Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit erfolgte anhand der Kapitalwertmethode. Für die Strompreise der Kund*innen wurden die mittleren Strompreise laut Strompreismonitor der e-Control herangezogen (e-Control 2020a). Die Netzkosten, Steuern und Abgaben entsprechen den für die Versorgungsgebiete üblichen Werten (Netz Oberösterreich 2020b; e-Control 2020b; Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft 2018; Netz Oberösterreich 2020c; Netz Oberösterreich 2020a).

Tab. 2: Wirtschaftliche Parameter für die Simulationen

Parameter	Wert	Parameter	Wert
Invest.-kosten PV	900 €/kW _p (netto)	Betriebskosten PV	0,5 % Invest. p.a.
WR-Tausch	15 Jahre	Ertragsminderung	0,5 % p.a.
Rechtsform EEG	Verein	Vorsteuerabzug	Ja
Kosten Gründung	€ 46	Lauf. Kosten EEG	€ 180
Preissteigerung	0,5 %	Inflationsrate	1,6 %
Fremdfinanzierung	100 % bei Neubau	Effektiver Zinssatz	2,5 %
Interner Zinssatz	2 %	Überschusstarif	4,5 cent/kWh

3. ERGEBNISSE

Um die wirtschaftlichen Ergebnisse in Relation zu den Energiemengen der Erzeugung zu stellen, wird in Abb. 1 die Aufteilung der erneuerbaren Erzeugung auf Eigenverbrauch, Verbrauch in der Gemeinschaft und Netzeinspeisung dargestellt. Aus den Ergebnissen geht hervor, dass die Energiegemeinschaften sehr unterschiedliche Charakteristika hinsichtlich ihrer Eigenverbrauchsquoten aber auch hinsichtlich der intergemeinschaftlichen Verbräuche aufweisen.

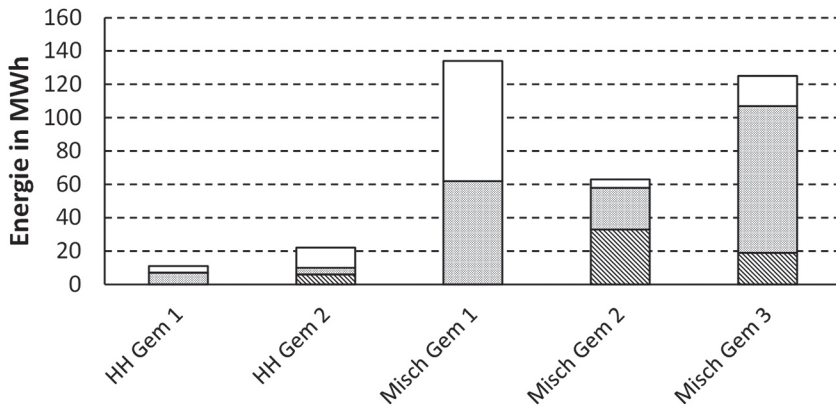


Abb. 1: Aufteilung der Energieerzeugung in den einzelnen betrachteten Gemeinschaften

Tab. 3 zeigt die Ergebnisse der Auswertung der Wirtschaftlichkeit für die Trägerorganisation. Dargestellt sind die Kapitalwerte nach einer Laufzeit von 25 Jahren in Abhängigkeit der gewählten Delta-Tarife (Einspeisung-Delta = Entnahme-Delta). Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Energiegemeinschaften nicht in jedem Fall gegeben ist, da in einigen der dargestellten Fälle sich negative Kapitalwerte ergeben.

Tab. 3: Kapitalwert in € aus dem Betrieb der EEG nach einer Laufzeit von 25 Jahren

Energiegemeinschaft	Delta Tarife 0,5 cent/kWh	Delta Tarife 1 cent/kWh	Delta Tarife 2 cent/kWh	Delta Tarife 3 cent /kWh
HH-Gemeinschaft 1	4.200	3.600	2.500	1.400
HH-Gemeinschaft 2	134	- 1.750	- 5.700	- 9.600
Gem. Gemeinschaft 1	46.000	39.000	26.000	13.000
Gem. Gemeinschaft 2	13.000	9.000	1.000	- 9.400
Gem. Gemeinschaft 3	76.600	60.000	29.000	- 3.500

Tab. 4 zeigt die Ergebnisse der Auswertung der Mehrkosten (negatives Vorzeichen) und der Einsparungen (positives Vorzeichen) der Energiegemeinschaftsmitglieder durch die Einspeisung und Entnahme aus der Energiegemeinschaft. Auffällig ist, dass die Bandbreite der Ergebnisse für homogene Energiegemeinschaften deutlich schmaler ist als für heterogene Energiegemeinschaften. Es ist auch nicht sichergestellt, dass alle Mitglieder einen wirtschaftlichen Vorteil aus der Teilnahme in der Energiegemeinschaft haben.

Tab. 4: Bandbreite der Einsparungen (+) bzw. Mehrkosten (-) der Energiegemeinschaftsmitglieder

Energiegemeinschaft	Delta Tarife 0,5 cent/kWh 0,5 cent/kWh (€/a)	Delta Tarife 1 cent/kWh 1 cent/kWh (€/a)	Delta Tarife 2 cent /kWh 2 cent /kWh (€/a)	Delta Tarife 3 cent /kWh 3 cent /kWh (€/a)
HH-Gemeinschaft 1	-4 bis 3	-3 bis 13	0 bis 26	3 bis 50
HH-Gemeinschaft 2	-4 bis 14	-2 bis 34	1 bis 73	5 bis 113
Gem. Gemeinschaft 1	-4 bis 318	-3 bis 641	1 bis 1289	4 bis 1936
Gem. Gemeinschaft 2	-5 bis 146	-5 bis 297	-3 bis 600	-2 bis 838
Gem. Gemeinschaft 3	-2 bis 175	2 bis 357	11 bis 719	19 bis 1100

4. ERKENNTNISSE

Das wirtschaftliche Potenzial von EEG hängt von unterschiedlichen Faktoren ab. Der wesentlichste Faktor für die Gesamtwirtschaftlichkeit der Energiegemeinschaft ist die innergemeinschaftlich genutzte Energiemenge. Diese Erkenntnis ist naheliegend, da sämtliche Tarifreduktionen sowie Reduktionen von Steuern und Abgaben an die Energiemenge gekoppelt sind. Das lässt den Schluss zu, dass Energiegemeinschaften mit wenigen Verbrauchern und geringem Strombezug aus wirtschaftlicher Sicht nicht attraktiv sind. Dieser Umstand birgt ein gewisses Risiko, wenn es zu einer Änderung der Netztarif-Struktur kommt, bspw. sollte von arbeitsabhängigen Netztarifen auf leistungsbasierte Tarife gewechselt werden (e-Control 2020c, 1). In diesem Fall müsste eine Anpassung des Energiegemeinschaftsmodells erfolgen.

Die Verteilung der wirtschaftlichen Vorteile zwischen Trägerorganisation und Mitgliedern wird über die Höhe des Delta-Tarifs bestimmt. Desto höher der Delta-Tarif festgelegt wird, desto höher sind die Einsparungen der Mitglieder. In diesem Zusammenhang spielt auch der Energietarif der einzelnen Mitglieder eine entscheidende Rolle. Dieser bestimmt neben dem Delta-Tarif das Grundeinsparungspotenzial. Eine weitere Stellgröße ist das Verhältnis von Einspeise-Delta-Tarif zu Entnahme-Delta-Tarif, das eine Verlagerung der Einsparungspotenziale zwischen Erzeugern und Verbrauchern erreichen würde. Dieses Verhältnis wurde im Rahmen dieser Arbeit noch nicht untersucht, soll aber in weiterer Folge betrachtet werden.

Aus Sicht der Trägerorganisation spielt vor allem der Umstand ob die erneuerbare Erzeugungsanlage im eigenen Eigentum ist, eine wesentliche Rolle. Wird die Anlage durch die EEG betrieben, wirkt sich das

positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Trägerorganisation aus. Das ist damit zu begründen, dass die Energie nicht von Mitgliedern zugekauft werden muss, dafür sind die Investitionskosten bzw. die aus der Investition resultierenden Kreditkosten zu kompensieren. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass dieses Ergebnis aus den angenommenen Konditionen für die Errichtung der PV-Anlage resultieren. Welche Sensitivitäten sich in diesem Zusammenhang ergeben ist noch zu beforschen.

Die Analysen haben gezeigt, dass bei Verwendung des dynamischen Verteilschlüssels ein großer Unterschied bei den Einsparungen der einzelnen Mitglieder resultiert. Das liegt daran, dass jene Mitglieder, die einen größeren Verbrauch aufweisen, auch einen höheren Anteil der erzeugten Energie zugewiesen bekommen. Das ist gerade bei inhomogenen Energiegemeinschaften problematisch. Hier wäre ein alternativer Verteilschlüssel notwendig, um die Einsparungsmöglichkeiten kleinerer Verbraucher zu erhöhen. Das Thema der fairen Verteilung der Einsparungen auf die Energiegemeinschaftsmitglieder wird ein Kernpunkt bei der Definition geeigneter innergemeinschaftlicher Modelle sein. Das hier untersuchte Modell eignet sich jedenfalls nur sehr bedingt für die Anwendung in heterogenen Energiegemeinschaften.

5. FAZIT

In dieser Arbeit wurde die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher erneuerbarer Energiegemeinschaften beleuchtet. Dafür war die Entwicklung des Energiegemeinschaftsmodells auf Basis der vorhandenen Informationen zur Rechtslage notwendig. Zur weiteren Validierung des Modells und unterschiedlicher Energiegemeinschaften wurde ein Simulationsmodell zur Bestimmung der durch die Mitglieder der Gemeinschaft bezogenen Energiemengen erstellt. Es wurde ein dynamischer Verteilschlüssel für die Energie festgelegt, der sich als nicht ideal für heterogene Energiegemeinschaften herausgestellt hat. Aufbauend auf den Ergebnissen des Simulationsmodells wurde eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt. Die detaillierte Berechnung war zur korrekten Abbildung der Rechtsform, angenommen wurde ein Verein, in Hinblick auf die laufenden Kosten sowie Steuern notwendig.

Die Auswertungen haben ergeben, dass der Betrieb einer Energiegemeinschaft nicht zwingend für alle Beteiligten aus wirtschaftlicher Sicht von Vorteil sein muss. Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit muss zwischen der Trägerorganisation der Energiegemeinschaft und den Mitgliedern der Energiegemeinschaft unterschieden werden. Als wesentliche Faktoren für den wirtschaftlichen Erfolg von Energiegemeinschaften wurde die Menge an innergemeinschaftlich bezogener Energie identifiziert. Aus Sicht der Trägerorganisation ist es von Vorteil, eigene Erzeugungsanlagen zu betreiben und die Energiegemeinschaftsmitglieder damit zu beliefern. Aus Sicht der Mitglieder spielt, wie bereits erwähnt der Verteilschlüssel eine wesentliche Rolle. Der entwickelte Delta-Tarif-Ansatz für die Energiegemeinschaften hat sich insofern als gute Möglichkeit zur Abrechnung der innergemeinschaftlichen Energiebezüge herausgestellt, als dass man damit die Verlagerung des wirtschaftlichen Vorteils zwischen Erzeugern und Verbraucher und der Trägerorganisation und den Mitgliedern gut einstellen kann.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass das Modell der erneuerbaren Energiegemeinschaften sich für „kleine“ Energiegemeinschaften nicht auszahlt, der resultierende Aufwand führt nur zu unwesentlichen Einsparungen, was die Umsetzung in Frage stellt. Bei „größeren“ Energiegemeinschaften, stellt das Modell einen interessanten Ansatz dar, da hier das Potenzial für Einsparungen gegeben ist und damit auch die Kosten für das Aufsetzen und den Betrieb der Energiegemeinschaften gedeckt werden können.

Inwieweit sich die Ausweitung der Energiegemeinschaft auf die NE 5/6/7 auswirkt, wurde in dieser Arbeit nicht untersucht. Es ist jedoch zu erwarten, dass sich diese Erweiterung nur dann auszahlt, wenn dadurch eine erheblich größere Anzahl an Mitglieder eingebunden werden können.

LITERATUR

Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft. (2018) Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft über die Bestimmung des Ökostromförderbeitrags

- für das Kalenderjahr 2018. Wien. https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/OekoStromfoerbeitragsVO_2018.pdf.
- e-Control (2020a) e-Control: Preisentwicklung. Preisentwicklung. 2020. <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>.
- e-Control (2020b) „e-Control: Steuern“. Steuern & Abgaben. 1. Januar 2020. <https://www.e-control.at/industrie/strom/strompreis/steuern>.
- e-Control (2020c). Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Strom-Netzbereich. https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Tarife_2-1_clean.pdf/42b82644-65d8-8d7a-f48f-62211259a36e?t=1592889197532.
- Europäische Kommission (2017) „Clean Energy for All Europeans Package“. 20. Oktober 2017 https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en.
- European Union (2018) Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources.
- Hodasz M. (2020) Mein-Dein-Unser Sonnenstrom: Energiegemeinschaften. Vortrag gehalten auf der PV-Branchentreff, Wien, Juni 25.
- Netz Oberösterreich (2020a) Preisblatt - Messentgelte. <https://www.netzooe.at/Messentgelte-2.pdf?ch=axFY9Ns-&:hp=3;2;de>.
- Netz Oberösterreich (2020b) Preisblatt - Netznutzungs- und Netzverlustentgelte. <https://www.netzooe.at/Netznutzung-u-Netzverlustentgelte.pdf?ch=qPWwJiJk&:hp=3;2;de>.
- Netz Oberösterreich (2020c) Preisblatt - Steuern und Abgaben. <https://www.netzooe.at/Preisblatt-Steuern-und-Abgaben.pdf?ch=0QEIZF-e&:hp=3;2;de>.

Kontakt Daten:

Thomas Nacht

Reininghausstraße 13a

8020 Graz

Email: thomas.nacht@4wardenergy.at

A Review on Local Energy Markets and Peer-to-Peer Energy Trading

L. Gnam, C. Pfeiffer, M. Rabelhofer, C. Maier
Forschung Burgenland GmbH, Eisenstadt, Österreich

ABSTRACT: Traditional energy systems rely on large centralized energy producers (e.g., power stations) and many distributed passive consumers. However, to successfully tackle the challenge of transforming these energy systems into more sustainable and climate-friendly systems an increasing number of renewable energy systems (RESs) are included into the existing power systems. Furthermore, the installation of RESs, for example, photovoltaics, change more and more passive consumers into actively participating prosumers. Subsequently, this poses new challenges for the existing systems like the need for additional monitoring infrastructure or adapted forecasting methods. To overcome these challenges several different strategies have been implemented resulting in so-called local energy markets (LEMs). LEMs present the core of a consumer-centric system providing a platform to exchange energy between the different participants of a so-called local energy community (LEC). Furthermore, additional services from the individual participants in a LEC can be shared with others, such as energy storage systems to provide flexibility inside a LEC. Additionally, LEMs enable the individual market participants to aggregate their RESs as well as flexibility options in order to provide services for the regional or national market. In order to meet the demands of LEMs and LECs a decentralized and automated bottom-up approach is required in contrast to the traditional top-down centralized energy systems. So-called Peer-to-Peer (P2P) and community-based energy trading approaches allow, for example, for a direct consumption of locally produced surplus renewable energy from neighbors. Therefore, this work presents an overview on the state-of-the-art of LEMs/LECs as well as P2P- and community trading approaches and methods. As in general, a LEM consists of market design, business model development, control architecture, ICT infrastructure, a particular focus of the study is on the specifically implemented market designs and their consequences. Additionally, an overview is given on the advantages and disadvantages of different LEM/LEC design and which questions remain open and thus require further research in the future.

1. INTRODUCTION

Traditional top-down centralized energy systems are undergoing a rapid transformation due to the increasing number of renewable energy resources (RESs) (e.g., photovoltaics and wind) being installed. Subsequently, the passive consumers become actively participating prosumers in the energy system. A prosumer usually has three different choices for using the locally produced energy: 1) self-consumption, 2) feeding into the grid at a fixed tariff, and 3) storing energy using different technologies. However, prosumers cannot actively participate in the wholesale market. This is due to their unreliability and inefficiency regarding energy production and consumption (Mengelkamp et al. 2017). Local Energy Markets (LEMs) and in particular Local Energy Communities (LECs) enable the integration of individual prosumers with highly fluctuating renewable energy generation into the existing energy systems.

However, novel strategies and methods regarding the trading of renewable energy have to be devised to create a market environment with potentially lower costs for locally produced energy. Hence, the local consumers benefit from lower energy prices. In addition, in a LEC the actively participating prosumers can obtain extra revenues for selling their energy locally using the existing energy grid, because they are able to directly sell their surplus to individual consumers instead of selling at a fixed feed-in tariff. Following this approach both, the prosumer and the consumer, benefit by higher selling and lower buying prices, respectively (Lilla et al. 2020). Such a market design is, for example, realized in so-called Peer-to-Peer (P2P)

trading approaches (Alam et al. 2017). Additionally, prosumers and consumers in a LEC can be aggregated and eventually providing additional flexibilities for the overall energy system (Jin et al. 2020).

All new approaches as LECs and P2P trading rely on a structural change of the existing energy systems. A fact that is also true for the underlying technologies, like market and trading platforms, or smart meters (as accurate price signals are highly important for P2P trading). Consequently, besides the structural change also adaptations and new approaches on the technological level are necessary. Digitization plays a major role in pursuing the goal of a successful transformation to an intelligent and decentralized energy system. This can be observed, for example, by the advent of more and more blockchain-based LEMs and LECs (Mengelkamp et al. 2018). Furthermore, smart meters offer the possibility to provide near real-time data for both, demand and production. This is key information required for determining price signals, which serve as basis for most local or community based energy trading platforms (Van Aubel & Poll 2019).

This work is organized as follows: Section 2 is dedicated to the definition of LEMs and LECs as well as to P2P trading and community trading. This is followed in Section 3 by a discussion of different market designs and potentially enabling technologies. Finally, the study is concluded in Section 4.

2. LOCAL ENERGY MARKETS AND COMMUNITIES

To overcome some of the challenges that traditional energy systems are facing nowadays (e.g., high penetration of RESs with volatile production characteristics), the concept of LEMs was introduced. A LEM usually consists of numerous consumers and prosumers, but can also include different industrial market participants. The latter can, for example, provide their surplus energy for the consumers in addition to the local production of the prosumers (Mengelkamp et al. 2017).

The European Union (EU) proposed a definition of a specific type of LEM, namely LEC. One key aspect of a LEC is the collective ownership or control of assets (e.g., photovoltaic systems) as well as an energy management system, which enables the interaction of the LEC as a single entity with other entities of the existing energy system. However, the proposed EU laws still have to be implemented into national legislation (European Commission 2019).

Although LEMs and LECs are comprised of significantly fewer market participants than a traditional centralized energy system, several challenges have to be tackled to guarantee a safe operation of the local energy system. These challenges include the balancing of demand and supply in a LEM or LEC, obeying distribution constraints, manage congestions and providing incentives for the participants to join, stay, and invest in the local market (Jin et al. 2020).

A key aspect in the new decentralized energy systems is the concept of P2P trading. A major advantage of the P2P concept is the fact that market participants, i.e., prosumers and consumers, are able to buy and sell energy locally to other consumers. On the one hand, this is particularly attractive as the need for a central authority is circumvented yielding higher revenues for the prosumers selling their surplus energy to local consumers. The latter, on the other hand, benefit from lower energy costs in a LEM or LEC compared to the electricity prices from the “outside” grid. However, the P2P trading leaves prosumers in a weak position when negotiating energy prices with large stakeholders (Zia et al. 2020).

3. MARKET DESIGNS AND TECHNOLOGICAL/SOCIAL ASPECTS

Economic benefit seems to be the main motivator to participate in these new forms of energy trading (Mengelkamp et al. 2019, Pumphrey et al. 2020). Other reasons are related to gaining independence and protecting the environment (Dukovska et al. 2018). Participants in a P2P energy market are on the one hand buyers, who demand energy from local generators, and on the other hand, sellers, who generate own energy and sell the produced surplus in the local market (Khorasany et al. 2018). The heterogeneity of preferences need to be considered - those can differ, but also overlap (Dukovska et al. 2018). Additional participants are independent mediators, like, for example, a Distributed System Operator (DSO), who delivers electricity to

customers in a cost-effective and sustainable way and who is responsible for congestion management, voltage control, loss minimization, and planning. There can also be a Balance Responsible Party (BRP), who balances consumption and supply and who is responsible for imbalances and deviation of prognoses. Aggregators are service providers, which manage groups of consumers and connects them with prosumers. Finally, a Local Flexibility Market Operator, who could be an energy supplier or has an independent role, provides the trading platform and runs the market (Jin et al. 2020). Fig. 1 shows an exemplary LEM (or LEC) consisting of a DSO, a BRP, and several aggregators who manage prosumers and consumers. The LEM is utilized as a competitive trading platform for trading energy and flexibility. For example, the DSO is responsible for voltage control and congestion management whereas the BRP aims at reducing imbalanced energy volumes thus reducing its imbalancing charges. The aggregators sell their flexibility earning profits (Jin et al. 2020).

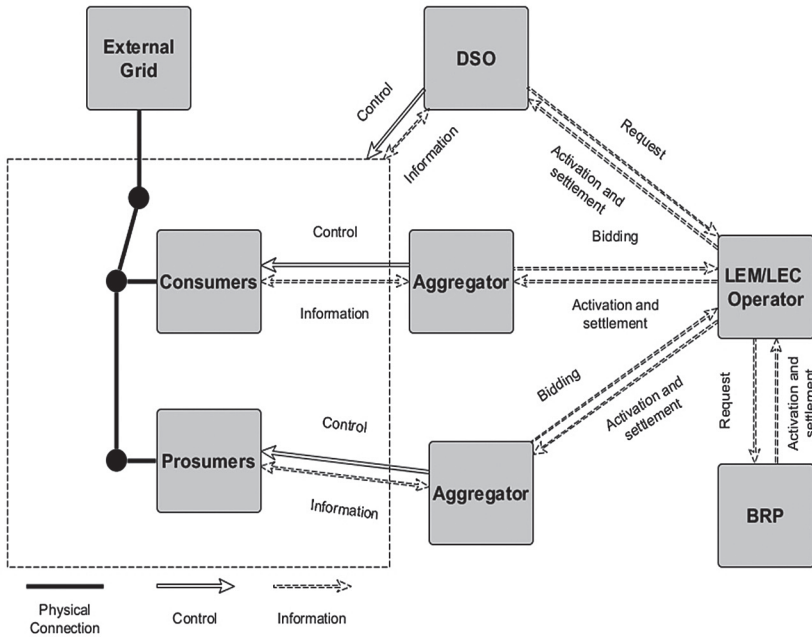


Fig. 1: An overview of a possible design for a LEM or LEC (adopted from Jin et al. 2020).

In literature, two different methods to establish a P2P energy market are mentioned: A centralized market design and a distributed/decentralized market design. While centralized markets are managed by an independent coordinator/mediator, in decentralized markets the interaction happens directly among the peers (Khorasany et al. 2018; Jin et al. 2020). The implementation of a centralized market design is less complicated compared to the decentralized design, as it is similar to conventional power systems and the control lies with a single central aggregator. However, it is more difficult to scale up such a model in case more participants enter the market at a later stage (Zia et al. 2020). In contrast to decentralized markets, in which appearing problems are divided into sub-problems which are easier to identify and solve, communication systems in centralized markets are not able to cope with the computing and communication requirements in the event of a market enlargement (Khorasany et al. 2018). Furthermore, transparency and reliability of centralized markets are lower, whereas computational and communication cost are higher than in a decentralized market. Another factor in favour of the decentralized market is the high customer centricity as different objectives based on consumers' preferences can be addressed (Zia et al. 2020). However, a de-

centralized market requires a sophisticated architecture with several market layers (e.g., user layer, network layer, system operator layer, market layer, distributed ledger layer, communication layer, and regulation layer) and a two-way communication system to ensure accurate communication flows among the participants, which makes its establishment more complex (Zia et al. 2020, Khorasany et al. 2018). Another issue that only occurs in decentralized markets, due to the lack of a mediator, is a competition among market participants that occasionally results in price peaks (Jin et al. 2020). Tab. 1 summarizes these differences.

Tab. 1: Comparison of centralized and distributed/decentralized markets

Market design	Centralized	Distributed/decentralized
Management	Independent coordinator	Directly among peers
Complexity	Similar to conventional power systems	Higher than conventional power systems
Market implementation	Less complex	More complex
Control	Single central aggregator	No aggregators required
Market scalability	Low	High
Transparency	Low	High
Reliability	Low	High
Computational cost	High	Low
Communication cost	High	Low
Market objectives	Operator-centric	Customer-centric
Communication system	One-way	Two-way

A compromise between centralized and fully decentralized market design is a partially decentralized market, in which the control is divided among more than one aggregator, which naturally leads to a competition among them and additionally among different power producers (Zia et al. 2020). To overcome issues concerning the competition or communication failure among participants, both in centralized and decentralized markets, Khorasany et al. (2019) refers to market segmentation based on participants' preferences, which could concern, for instance, economic benefits or environmental protection aspects. By segmentation of consumers and prosumers, communities can be created under the control of a community manager. This has the advantage that the single members are more involved in the LEM/LEC due to a social cooperation, resulting in the maximization of local energy sharing, prediction of participants' behaviour is possible and therefore a better handling with demand peaks and finally, customer centricity can be set to an even higher level (Zia et al. 2020).

Another distinguishing factor of energy markets is the timescale of energy transactions. These can be processed either in a day-ahead timescale (1 hour intervals) or in real-time (5 to 15 minutes intervals). Real-time markets may provide a lower average price of energy; however, real-time processing leads to a higher volatility of prices (Dowling et al., 2017). This could cause uncertainty for consumers. According to Alam et al. (2017) involatile prices in real-time markets lead to an imbalance of demand and supply as naturally the demand for energy increases if the price is low.

4. CONCLUSION

With the advent of the modern concepts of LECs and LEMs new opportunities arise while pursuing the path to sustainable and renewable energy systems. Especially the role of the individual market participants gains more and more importance as with the possibility of P2P energy trading the classical passive consumer can now actively participate in the energy trading system. Furthermore, the ongoing transformation of

more and more of these passive consumers into active prosumers yields additional opportunities and challenges for the existing infrastructure. On the one hand, additional revenues can be obtained by prosumers together with an active participation in the course of energy transition. On the other hand, for example, a DSO has to overcome new difficulties with the increasing penetration of RESs in the existing systems, by monitoring and balancing the volatile energy production (e.g., from photovoltaics or wind turbines). However, LEMs and LECs are a key development for achieving the goal of climate friendly energy systems and thus will play a major part in the short- and long-term future.

REFERENCES

- Alam M. R., St-Hilaire M., Kunz T. (2017). An optimal P2P energy trading model for smart homes in the smart grid. In: *Energy Efficiency*, 10(6), p. 1475-1493.
- Dowling A. W., Kumar R., Zavala V. M. (2017) A multi-scale optimization framework for electricity market participation. In: *Applied energy*, 190, p. 147-164.
- Dukovska I., Paterakis N. G. Slootweg H. J. (2018) Local Energy Exchange Considering Heterogeneous Prosumer Preferences. In: 2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST). Sevilla, Spain: IEEE
- European Commission (2019) Clean Energy for All Europeans. Online: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en. (Accessed on 12 August 2020).
- Jin X., Wu Q., Jia H. (2020) Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods. In: *Applied Energy*, 261, p. 114387.
- Khorasany M., Mishra Y., Ledwich G. (2018) Market framework for local energy trading: a review of potential designs and market clearing approaches. In: *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12(22), p. 5899-5908.
- Khorasany M., Mishra Y., Babaki B., Ledwich G. (2019) Enhancing scalability of peer-to-peer energy markets using adaptive segmentation method. In: *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 7(4), p. 791-801.
- Lilla S., Orozco C., Borghetti A., Napolitano F., Tossani F. (2020) Day-Ahead Scheduling of a Local Energy Community: An Alternating Direction Method of Multipliers Approach. In: *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(2), p. 1132-1142.
- Mengelkamp E., Staudt P., Gartner J., Weinhardt C. (2017) Trading on local energy markets: A comparison of market designs and bidding strategies. In: 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), p. 1-6.
- Mengelkamp E., Schlund D., Weinhardt C. (2019) Development and real-world application of a taxonomy for business models in local energy markets. In: *Applied Energy*, vol. 256, dec 2019.
- Pumphrey K., Walker S. L., Andoni M., Robu V. (2020) Green hope or red herring? Examining consumer perceptions of peer-to-peer energy trading in the United Kingdom. In: *Energy Research and Social Science*, vol. 68, oct 2020.
- Van Aubel P., Poll E (2019) Smart metering in the Netherlands: What, how and why. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 109, p. 719-715.
- Zia M. F., Benbouzid M., Elbouchikhi E., Muyeen S. M., Techato K., Guerrero J. M. (2020) Microgrid transactive energy: Review, architectures, distributed ledger technologies, and market analysis. In: *IEEE Access*, 8, p. 19410-19432.

Contact Information:

DI Dr. Lukas Gnam

Campus 1

7000 Eisenstadt

Email: lukas.gnam@forschung-burgenland.at