



Energieforschungsgespräche Disentis 2023

Abstracts

Sammelband zu den 8. Energieforschungsgesprächen Disentis
25. – 27. Januar 2023, in Disentis, Schweiz

Herausgeber: Prof. Dr. Werner Hediger; Dr. Nadja Germann;
Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe

Prof. Dr. Werner Hediger

Fachhochschule Graubünden FHGR

Dr. Nadja Germann

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) Aarau

Stiftung Alpines Energieforschungcenter AlpEnForCe

Energieforschungsgespräche Disentis 2023

Herausgeber: Prof. Dr. Werner Hediger, Fachhochschule Graubünden FHGR Chur;
Dr. Nadja Germann, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) Aarau;
Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe

Alle Rechte vorbehalten. Dieses Werk ist weltweit urheberrechtlich geschützt. Insbesondere das Recht, das Werk mittels irgendeines Mediums (grafisch, technisch, elektronisch und/oder digital, einschliesslich Fotokopie und downloading) teilweise oder ganz zu vervielfältigen, vorzutragen, zu verbreiten, zu bearbeiten, zu übersetzen, zu übertragen oder zu speichern, liegt ausschliesslich beim Verlag. Jede Verwertung in den genannten oder in anderen als den gesetzlich zugelassenen Fällen bedarf deshalb der vorherigen schriftlichen Einwilligung des Verlags.

© 2023

ISBN 978-3-033-09729-2



INHALTSVERZEICHNIS

1	Vorwort Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe	- 1 -
1.1	Stiftungsrat Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe	- 2 -
2	Abstracts der Vorträge	- 3 -
2.1	Felderfahrungen mit Wärmepumpen in der Schweiz: Verbesserungspotentiale und zukünftige Entwicklungen	- 3 -
2.2	Energetisches Potenzial von Fettabscheider-Inhalten in einem Tiroler Tourismusgebiet	- 8 -
2.3	Flexibilitäts-Potential von Vehicle to Grid (V2G)	- 11 -
2.4	Underestimation of satellite-based surface solar radiation and photovoltaic potential in Swiss Alpine region: a bias correction approach	- 14 -
2.5	Measuring the Words vs. Deeds Gap: A presentation of the climate policy harmonization indicators	- 16 -
2.6	Impacts of traffic data on day-ahead residential load forecasting	- 18 -
2.7	Thermochemische Netzwerke - eine innovative Energiever- sorgungs- und Speicherlösung für fluktuierende, regenerative Erzeugersysteme	- 21 -
2.8	Perspektiven zur Erzeugung und Nutzung von Grünem Wasserstoff in der Schweiz	- 24 -
2.9	Decarbonizing electricity generation: the interplay between carbon pricing and renewable energies	- 26 -
2.10	Cost distribution and equity of climate policy in Switzerland	- 27 -
2.11	Taxes versus Targets: An Empirical Analysis of two Policy Instruments on Greenhouse Gas Mitigation in the Industry and Service Sector	- 28 -

2.12	Speisereste-Kleinbiogasanlage zur Optimierung der regionalen Kreislaufwirtschaft im Alpenrheintal	- 32 -
2.13	Using cap-and-trade markets to combat high energy prices in Europe	- 33 -
2.14	Einbindung einer Kleinstbiogasanlage in ein Kreislaufhaus	- 36 -
2.15	More than money: Local impact is why individuals participate in citizen-financed Photovoltaics	- 39 -
2.16	Der zukünftige Beitrag von V2G zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Schweiz	- 42 -
3	AUTORENVERZEICHNIS	- 44 -

1 Vorwort Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe

Die *Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe* ist eine nicht profitorientierte Forschungsinstitution mit dem Zweck, die interdisziplinäre Energieforschung zum Nutzen der Gebirgskantone und weiterer alpiner Regionen zu fördern.

Die *Energieforschungsgespräche Disentis* bilden einen Schwerpunkt der Aktivitäten der Stiftung. Vom 25. bis zum 27. Januar 2023 werden sie bereits zum achten Mal durchgeführt. Die Konferenz kann wie im Vorjahr vor Ort in Disentis oder online besucht werden. Das Feld der teilnehmenden Personen ist dadurch breiter geworden und eine punktuelle Teilnahme an einzelnen Veranstaltungen der drei Tage ist möglich.

Selbstverständlich empfehlen wir allen, wenn irgendwie möglich selbst ins Bündner Oberland zu reisen. Mitten in alpiner Kulisse bildet das weit über 1000 jährige Benediktinerkloster den idealen Rahmen zur Reflexion, was angesichts der rasanten Veränderungen im Energiesektor nicht schaden kann. Die moderne Tagungsinfrastruktur unterstützt den Wissenstransfer sowie den Austausch unter den Teilnehmenden aus Forschung, Politik und Praxis. Disentis liegt auf gut 1100 m ü.M. am noch jungen Vorderrhein. Die Anreise ab dem Flughafen Zürich dauert nur unwesentlich länger als nach Davos, wo sich seit über 50 Jahren im Januar die Spitzen der Weltwirtschaft treffen.

Energiethemen dominieren seit dem letzten Jahr auch den politischen Diskurs auf sämtlichen Ebenen. Die turbulenten Entwicklungen auf den Energiemärkten sind zu einem wesentlichen Teil das Resultat des unsäglichen Krieges mitten in Europa. Aber auch die Verfügbarkeit von Grosskraftwerken, die meteorologischen Verhältnisse sowie politische Entscheidungen haben sich direkt ausgewirkt. Wer hätte vor einem Jahr für möglich gehalten, was sich in den letzten 12 Monaten alles ereignet hat? Sowohl die Energieversorgungssicherheit als auch die Preisentwicklung für Strom und Gas haben wiederholt den Weg in die Schlagzeilen der breiten Medienlandschaft gefunden.

In der Herbstsession des Schweizer Parlamentes hat die Energiedebatte viel Platz eingenommen. Manch einer hat sich die Augen gerieben, welches Tempo bei Genehmigungsverfahren plötzlich möglich ist. Für den Alpenraum in jedem Fall relevant ist der geplante Ausbau der erneuerbaren Energieträgern, allen voran die hochalpine Photovoltaik. Es herrscht eine gewisse «Goldgräberstimmung» und die Thematik wird an den Energieforschungsgesprächen ausführlich behandelt. Wie es sich in diesem Kontext mit der Windenergie verhält, wird am ersten Konferenztag ebenfalls ausgeführt. Die Nutzung der Wasserkraft ihrerseits ist seit Jahrzehnten in den Gebirgsregionen etabliert und stellt nicht zuletzt einen wesentlichen Wirtschaftsfaktor dar. Auch hier scheint etwas Dynamik in den Ausbau zu kommen.

Herzlich bedanken wir uns bei den Standortgemeinden Disentis/Mustér, Medel (Lucmagn), Sedrun Tujetsch und Sumvitg sowie bei unseren zahlreichen Sponsoren und Gönnern. Ihre grosszügige Unterstützung ermöglicht die Durchführung dieser dreitägigen Konferenz in den winterlichen Bündner Bergen.

Wir freuen uns auf ein Wiedersehen, den unvergleichlichen «Geist von Disentis» und einen interessanten und anregenden Austausch bei den *Energieforschungsgesprächen Disentis 2023*.

Dominik Rohrer

Präsident des Stiftungsrats Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe

1.1 Stiftungsrat Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe

Dominik Rohrer

Präsident des Stiftungsrates
Projektleiter Energiewirtschaft, Schnyder Ingenieure ZG AG
Kantonsrat Obwalden

Dr. rer. publ. Nadja Germann

Vizepräsidentin des Stiftungsrates
Bereichsleiterin Weiterbildung Energie
Mitglied der Geschäftsleitung beim Verband
Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)

Dr. oec. Ivo Schillig

Delegierter des Stiftungsrates und Geschäftsführer

Isidor Baumann

Mitglied des Stiftungsrates
Alt-Ständerat Kanton Uri und Uribotschafter

Clemens Berther

Mitglied des Stiftungsrates
Chef Dienststelle Platta, Führungsunterstützungsbasis FUB/VBS
Grossrat und Gemeindevorstand der Gemeinde Disentis

Prof. Dr. oec. publ. Werner Hediger

Mitglied des Stiftungsrates
Professor an der Fachhochschule Graubünden FHGR
Leiter Zentrum für wirtschaftspolitische Forschung

Prof. Dr. iur. Sebastian Heselhaus

Mitglied des Stiftungsrates
Professor des Lehrstuhls für Europarecht, Völkerrecht,
Öffentliches Recht und Rechtsvergleichung
Vorsitzender Geschäftsleiter des Center for Law and Sustainability (CLS)

Dr. oec. Franz Hidber

Mitglied des Stiftungsrates
Präsident des Geschäftsleitenden Ausschusses des
Instituts für Operations Research and
Computational Finance der Universität St.Gallen

Maurizio Togni

Mitglied des Stiftungsrates
Geschäftsführer TM.RESULTS GmbH

2 Abstracts der Vorträge

Die Reihenfolge der Referate entspricht der alphabetischen Reihenfolge der Referentinnen und Referenten.

2.1 Felderfahrungen mit Wärmepumpen in der Schweiz: Verbesserungspotentiale und zukünftige Entwicklungen

**Cordin ARPAGAU¹, Ralph KUSTER, Michael UHLMANN,
Matthias BERTHOLD, Mick ESCHMANN, Stefan BERTSCH**

Themenzuordnung: Wärmesektor, Energieeffizienz

Zusätzliche Stichworte: Wärmepumpen, Felderfahrungen, Stand der Technik

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Kurzfassung

Wärmepumpen (WP) nutzen zum Heizen erneuerbare Wärme aus der Umgebungsluft, aus Erdwärmesonden, Grundwasser oder Oberflächengewässer. Damit leisten sie einen wichtigen Beitrag zur CO₂-Emissionsreduktion im Gebäudepark (Ersatz fossiler Heizungen), Energieeffizienz und zu den nationalen Klimazielen (Energieperspektiven 2050). Die Bedeutung von WP im Heizungsbereich nimmt in der Schweiz stark zu. Im Jahr 2021 wurden bereits rund 33'700 WP verkauft (20% Wachstumsrate), davon sind über 70% Luft/Wasser-WP mit steigendem Marktanteil [1].

Seit 2015 führt das Institut für Energiesysteme (IES) und das Wärmepumpen-Testzentrum Buchs (WPZ) umfangreiche Feldmessungen von WP im Auftrag von EnergieSchweiz durch. Jedes Jahr werden dabei mehrere WP-Anlagen nach bestimmten Kriterien ins Messprogramm aufgenommen und im Feld mit genauen, zeitlich hochauflösenden Messungen begleitet. Mit der Feldmessung soll die Effizienz im Feld unter realen Bedingungen ermittelt werden. Auf diese Art können fundierte Aussagen über Installation und Verhalten in der Praxis abgeleitet werden.

Dieser Beitrag fasst wesentliche Erkenntnisse dieser Felderfahrungen aus dem Zeitraum 2015 bis 2021 [2] zusammen und skizziert Verbesserungspotenziale [3]. Er gibt auch einen Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen von WP bis 2050 [4].

Abbildung 1 (links) zeigt die gemessenen Jahresarbeitszahlen (JAZ) für Sole/Wasser (S/W)- und Luft/Wasser (L/W)-WP in Abhängigkeit der eingestellten Heizkurve für die Betriebsart «Heizen & Trinkwarmwasseraufladung (TWW)». S/W-WP sind wesentlich effizienter als L/W-WP, da sie über das Jahr gesehen von einer stabileren Quellentemperatur aus der Erdwärme profitieren [3]. Bei L/W-WP wird die Effizienz von der schwankenden Aussentemperatur beeinflusst. Zudem wird für die Abtauung zusätzliche Energie benötigt. Die Vorlauftemperatur (VL) ist das wichtigste Kriterium für die Effizienz und stellt die Temperatur des Wassers aus der WP im Auslegungspunkt dar (Neubau: 30 bis 35°C, Sanierung: 40 bis 45°C, Altbau: 50 bis 55°C).

¹ OST – Ostschweizer Fachhochschule, Institut für Energiesysteme IES,
Werdenbergstrasse 4, CH-9471 Buchs, cordin.arpagaus@ost.ch, Tel. +41 58 257 34 94

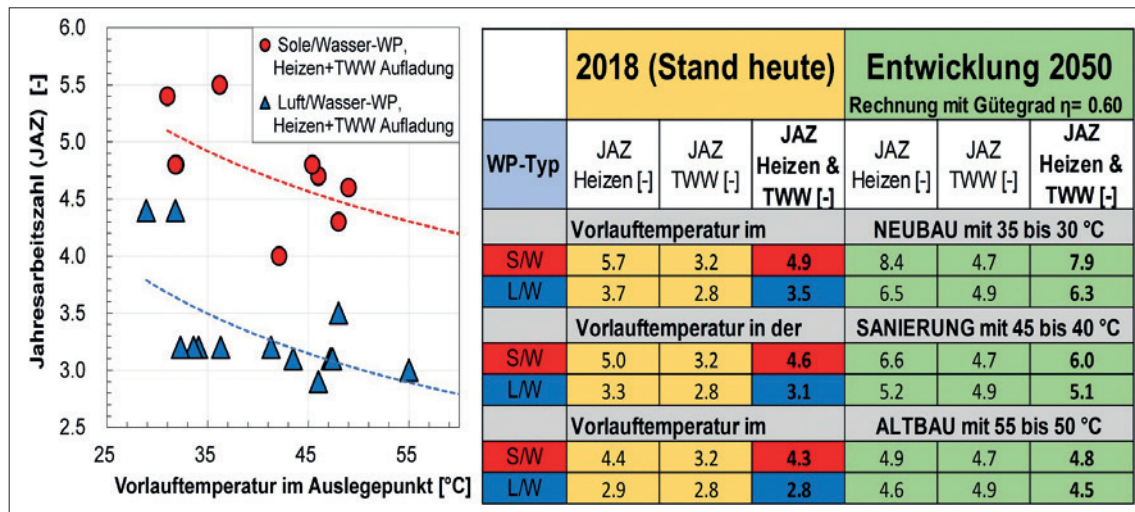


Abbildung 1: Effizienz (JAZ) von gemessenen S/W- und L/W-WP in Abhängigkeit der VL-Temperatur im Auslegepunkt (eingestellte Heizkurve) und Übersicht aktueller JAZ im Heizbetrieb (Heizen), für die Trinkwarmwassererwärmung (TWW) und in Kombination (Heizen & TWW), sowie

Eine klare Empfehlung ist S/W-WP in der Sanierung einzusetzen. Im Neubau sind auch L/W-WP möglich, da der Gesamtenergieverbrauch geringer ist (ca. Faktor 5 bis 10) und die VL-Temperaturen niedriger sind. Mit einer VL-Temperatur von ca. 30 bis 35 °C im Auslegepunkt erreichen L/W WP derzeit gemessene JAZ von 3.5, S/W-WP eine JAZ von rund 4.9 (Betriebsmodus Heizen & TWW). Eine JAZ von 3 bedeutet, dass über das ganze Jahr hinweg mit jeder kWh Strom 3 kWh Wärme produziert werden. Bei einer Jahresarbeitszahl von 5 sind es 5 kWh Wärme pro kWh Strom.

Die Tabelle (rechts) in Abbildung 1 zeigt auch die zukünftige Entwicklung der JAZ bis 2050, wenn die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen so gelegt werden, dass eine Weiterentwicklung der WP-Technologie durch die Hersteller erfolgt. In einem durchschnittlichen Szenario mit 60% Gütegrad (thermodynamisches Limit) können bis 2050 JAZ von 6.3 bzw. 7.9 erreicht werden (Heizen & TWW), was einer markanten Steigerung der Effizienz gegenüber heute entspricht [4].

Der Vergleich von drehzahlvariablen WP mit konventionellen ON/OFF WP offenbart einen deutlichen Unterschied in der Effizienz und den Regelungsstrategien. Abbildung 2 zeigt einen detaillierten Vergleich der JAZ von L/W-WP mit fixer und variabler Drehzahl in Abhängigkeit vom Temperaturhub (VL-Temperatur minus Aussentemperatur). Jeder Punkt stellt einen Tagesmittelwert dar. Zur Orientierung wurde zusätzlich der Gütegrad von 30% und 50% aufgetragen. Bei einem Temperaturhub von 25 K sind die untersuchten L/W-WP mit Inverter (JAZ 4.67) durchschnittlich 22% effizienter als solche mit fester Drehzahl (JAZ 3.85). Bei einem Temperaturhub von rund 40 K arbeiten beide Verdichter Typen im Mittel gleich effizient. Dies ist zu erwarten, da die Temperaturunterschiede in den Wärmetauschern im Teillastbetrieb mit einem drehzahlvariablen Verdichter geringer sind.

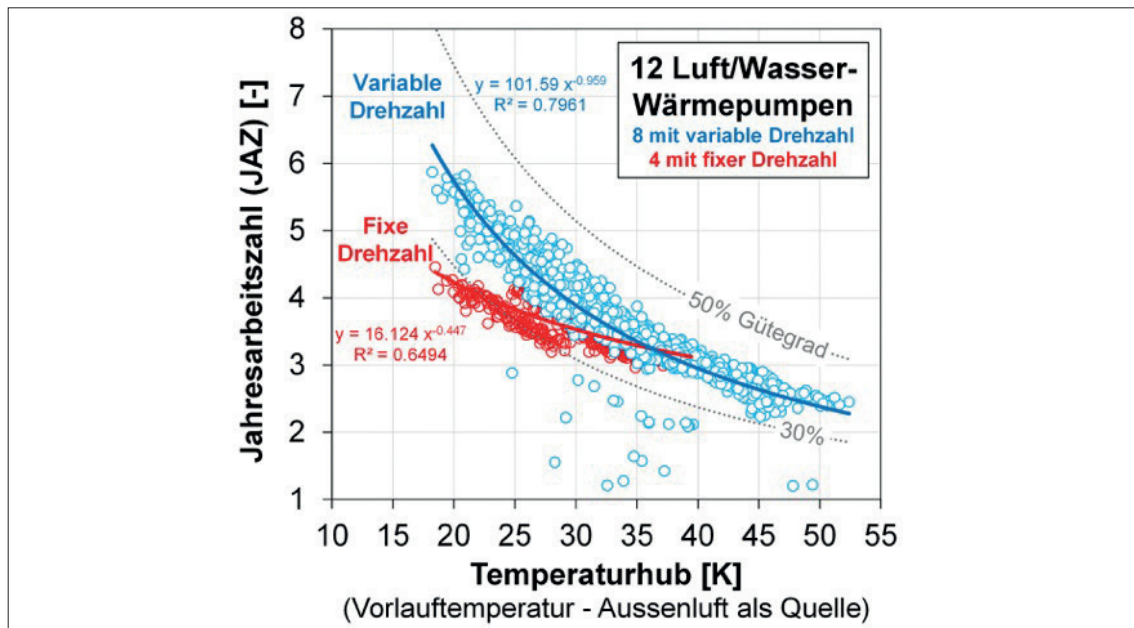


Abbildung 2: JAZ von 12 L/W-WP mit fixer und variabler Drehzahl im Vergleich, dargestellt in Funktion des Temperaturhubes (Vorlauftemperatur minus Aussentemperatur von 0 bis 10°C als Quelle). Punkte sind Tagesmittelwerte (Daten aus [3]).

Die Feldmessungen zeigen auch, dass der Standby-Stromverbrauch von manchen Inverter WP Anlagen kritisch zu betrachten ist, da mehrere WP-Systeme unnötig hohe Verluste aufweisen, wenn der Kompressor nicht in Betrieb ist. WP mit fester Drehzahl starten dafür im Durchschnitt häufiger als Systeme mit variabler Drehzahl. Die durchschnittliche Betriebszeit der drehzahlgeregelten Verdichter ist mehr als doppelt so hoch als bei Systemen mit fixer Drehzahl. Dies deutet darauf hin, dass viele drehzahlgeregelte Verdichter trotz tendenzieller Überdimensionierung und oftmals nicht optimaler Parametrierung in einem optimaleren Betriebspunkt laufen als Systeme ohne Leistungsregelung [3].

In Hinblick auf die durchschnittliche Effizienz ist der Aussentemperaturbereich von 0 bis 10°C im Mittelland am wichtigsten, da hier rund 80% des Heizenergiebedarfs anfallen. In Abbildung 3 ist die Verteilung der Heizenergie einer L/W-WP in Funktion der Aussentemperatur dargestellt. Tiefe Temperaturen sind selten, aber für die Stromnetzbelastung durchaus relevant. Der Heizenergieanteil für Tage mit sehr niedrigen Temperaturen unter 0°C beträgt nur rund 15%. Der überwiegende Anteil der Heizenergie verursachen somit nicht die sehr (wenigen) kalten Tage (wie man intuitiv vermuten könnte), sondern die relativ häufigen milderen Wintertage im Bereich von 0 bis 10°C. An diesen Tagen laufen die gemessenen L/W-WP auch in Verbindung mit Radiatoren bereits mit einer hohen JAZ (blaue Kurve), da die erforderlichen VL-Temperaturen (rot) typischerweise nur noch bei rund 40°C liegen.

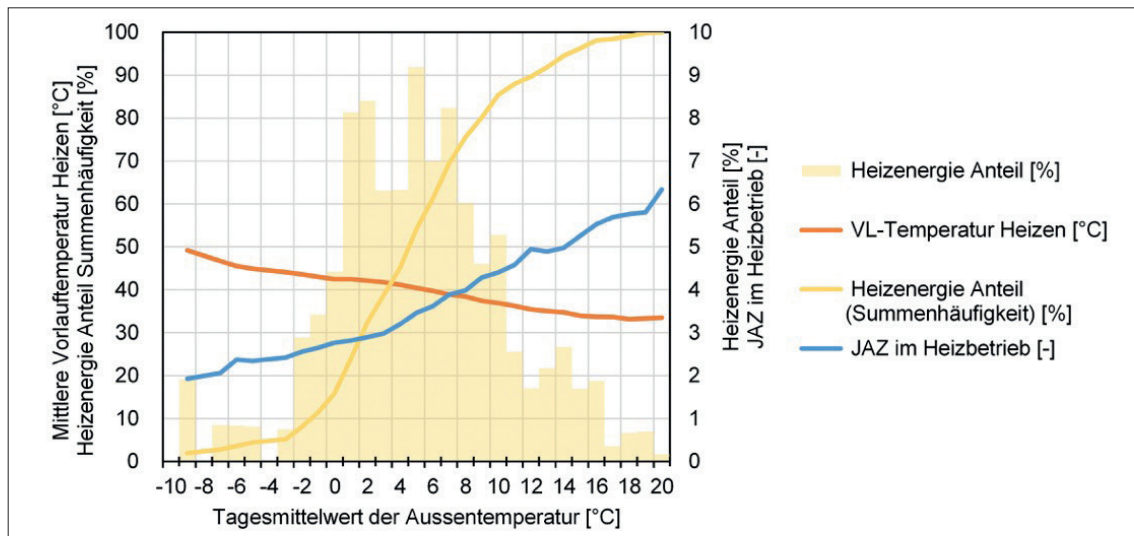


Abbildung 3: Verteilung und Summenkurve des Heizenergieanteils einer L/W-WP mit Radiatoren im Mittelland nach Aussentemperatur (fürs Jahr 2018). Auch dargestellt sind die VL-Temperatur (rot) und die JAZ im Heizbetrieb (blau).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass WP im Feld relativ gut laufen und bereits eine gute Effizienz erreicht wird. Einzelne Optimierungspotenziale gibt es vor allem in der korrekt eingestellten Regelung. Die richtige Dimensionierung, Integration und Parametrierung sind der Schlüssel zu einem effizienten und dauerhaften Betrieb. L/W-WP mit drehzahlgeregelten Verdichtern als Heizsystem sind besonders für neue Wohngebäude mit niedrigen VL-Temperaturen (z.B. Fussbodenheizung) gut geeignet. In der Sanierung sind auf Grund der höheren VL-Temperaturen und höheren Heizleistungen S/W-WP zu bevorzugen. Bei L/W-WP ist eine Zeitsteuerung der TWW-Aufladung über den Tag sinnvoll, da zu dieser Zeit die Aussentemperaturen höher liegen als in den frühen Morgenstunden [5]. Eine weitere Empfehlung ist die Aufheizung des TWW-Speichers mittels WP auf die maximal mögliche Temperatur während einer Zeit mit möglichst geringem TWW Bezug (z.B. in der Nacht), dann erst eine Nacherwärmung mit dem Elektroheizstab für die Legionellen Schaltung, sofern nötig. Weitere Tipps und Tricks zur Optimierung der Regler Einstellungen in WP finden sich in verschiedenen Artikeln in der Fachzeitschrift «Planer+Installateur» [6] und im Vortrag.

Weiterführende Literatur

- [1] FWS (Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz): Verkaufsstatistik 2021, <https://www.fws.ch/statistiken/>
- [2] Prinzing, M., Berthold, M., Bertsch, S., Eschmann, M.: Feldmessungen von Wärmepumpen-Anlagen Heizsaison 2020/21, EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE, Jahresbericht, 19. Oktober 2021, https://www.ost.ch/fileadmin/dateiliste/3_forschung_dienstleistung/institute/ies/wpz/sonstige_wichtige_dokumente/2021_bericht_feldmessungen.pdf

- [3] Kuster, R., Prinzing, M., Berthold, M., Eschmann, M., Bertsch S.: Field Performance of Domestic Heat Pumps for Heating and Hot Water in Switzerland: Insights and Analysis, 19th International Refrigeration and Air Conditioning Conference at Purdue, 10-14 July, 2022, <https://docs.lib.purdue.edu/iracc/2373>
- [4] Prinzing, M., Berthold, M., Bertsch S.: Ausblick auf mögliche Entwicklungen von Wärmepumpen-Anlagen bis 2050, im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE, 30. November 2019, <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9999>
- [5] Berthold, M., Uhlmann, M., Eschmann, M., Bertsch S.: Feldmessungen von Wärmepumpen-Anlagen Heizsaison 2021/22, EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE, Jahresbericht, 2. November, 2022, https://www.ost.ch/fileadmin/dateiliste/3_forschung_dienstleistung/institute/ies/wpz/sonstige_wichtige_dokumente/2022_jahresbericht_feldmessungen.pdf
- [6] Verschiedene Artikel in der Fachzeitschrift «Planer+Installateur»: Teil 1: Wie gut sind aktuelle Wärmepumpen im Feld?, Teil 2: Trinkwarmwassererwärmung mit Wärmepumpen, Teil 3: Wärmepumpen als Ersatz fossiler Heizungen in Bestandsgebäuden, Teil 4: Vorgangsweise bei Feldmessungen, Teil 5: Typische Installationsfehler Wärmepumpenanlagen, 2021, <https://www.ost.ch/de/forschung-und-dienstleistungen/technik/systemtechnik/ies/wpz/waermepumpen-feldmessung>

2.2 Energetisches Potential von Fettabscheider-Inhalten in einem Tiroler Tourismusgebiet

Anke BOCKREIS², Thomas LICHTMANNEGGER³, Carolina KINZEL⁴,
Julika KNAPP⁵

Themenzuordnung: Energie und Klima, Energieeffizienz und Gebäude, Dekarbonisierung der Wärmeversorgung

Zusätzliche Stichworte: Zahlungsbereitschaft, Nebennutzen (Co-benefits), Energie und Gesundheit, Investitionsentscheidungen

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Inhalt

Bedingt durch die alpine Lage ergeben sich in Tirol ebenso wie im weiteren Alpenraum besondere Herausforderungen bzgl. der Entsorgung und Verwertung der anfallenden Abfälle und Abwässer. Eine weitere Herausforderung stellen die starken saisonalen und tourismusabhängigen Schwankungen der anfallenden Abfälle und Abwässer dar, v.a. in der Menge, aber auch in der Qualität. In Hinblick auf Maßnahmen gegen den Klimawandel müssen die anfallenden Abfälle als Rohstoff gesehen werden und entweder stofflich und/oder energetisch verwertet werden. Fettabscheiderinhalte, welche in Gastronomie- und Hotelbetrieben in beachtlichen Mengen anfallen, sind hierfür bestens geeignet. Fette und Öle gelangen bei der Reinigung des Geschirrs ins Abwasser und werden durch Fettabscheider gravimetrisch aus dem Abwasser abgeschieden. Die energiereiche Fettschicht schwimmt hierbei, bedingt durch die geringere Dichte der Fette, an der Oberfläche der Fettabscheider. Werden Fette nicht ordnungsgemäß abgeschieden, so können diese bei entsprechend großem Anfall Probleme in der Kanalisation verursachen. Vor allem Verstopfungen von Leitungen und Ablagerungen von Fetten, welche zu einer unangenehmen Geruchsbildung führen, sind für Gastronomie- und Beherbergungsbetriebe problematisch. (Lichtmannegger et al. 2022)

Fettabscheider stellen sowohl in der Gastronomie als auch in lebensmittelverarbeitenden Betrieben den Stand der Technik dar. Voraussetzung für einen sicheren Betrieb ist jedoch, dass sie richtig ausgelegt, eingebaut und dann auch gewartet werden. Jedoch kann in der Praxis häufig festgestellt werden, dass Fettabscheider entweder ganz fehlen oder zu selten gewartet werden und damit die Funktionsfähigkeit stark eingeschränkt ist. (Lichtmannegger et al. 2018)

Der Fokus dieses Beitrags liegt auf der energetischen Verwertung von Fettabscheiderinhalten in einem Tourismusgebiet. Anhand eines Modellgebiets wurden die Auswirkungen einer optimierten Fettabscheider-Wartung untersucht. Die durchgeführten Untersuchungen sollen dazu beitragen, technische, ökonomische und ökologische Optimierungspotentiale von Fettabscheidern zu ermitteln.

² Universität Innsbruck, Institut für Infrastruktur, Arbeitsbereich Umwelttechnik, Technikerstr. 13, 6020 Innsbruck (AT), Tel. + 43 512 / 507 62117, anke.bockreis@uibk.ac.at, <https://www.uibk.ac.at/umwelttechnik/>

³ thomas.lichtmannegger@uibk.ac.at, <https://www.uibk.ac.at/umwelttechnik/>

⁴ carolina.kinzel@uibk.ac.at, <https://www.uibk.ac.at/umwelttechnik/>

⁵ julika.knapp@uibk.ac.at, <https://www.uibk.ac.at/umwelttechnik/>

Methodik

In einer stark touristischen Modellregion in Tirol wurden die Auswirkungen einer optimierten Fettabscheider-Wartung auf die Abscheideeffizienz der Anlagen sowie auf die Abwasserverschmutzung des Einzugsgebiets untersucht.

Durch eine Befragung wurden die wichtigsten Kenndaten der Hotels in der Modellregion zu Beginn der Untersuchungen erfasst. In einer ersten Erhebung der Fettabscheider wurden die Nenngröße, der Betriebszustand und die Dicke der Fettschicht dokumentiert. Die Entleerung der Fettabscheider wurde für die Jahre 2019-2021 von einem durch das Projekt beauftragten Entsorgungsunternehmen übernommen. Diese Entleerungen wurden begleitet, um die entsorgten Fettmengen zu messen und die Fettschichten zu beproben. Im Sommer 2021 erfolgte dann eine monatliche Entleerung von sechs ausgewählten Fettabscheidern. Bei den Leerungen wurde jeweils eine Fettprobe genommen und die Fettmenge gemessen. Die gewonnenen Proben wurden im Labor untersucht. (Lichtmannegger et al. 2022)

Aufbauend auf den gewonnenen Ergebnissen wurde eine ökologische Bewertung der optimierten Entleerung durchgeführt und der bisherigen Entsorgung gegenübergestellt. Dazu wurde die Software EASETECH verwendet bzw. Daten aus der Literatur und der Datenbankecoinvent entnommen.

Ergebnisse

Insgesamt wurden 18 Fettabscheider von Hotels und Restaurants untersucht. Es wurde festgestellt, dass die Fettabscheider großteils Mängel aufwiesen (bauliche Mängel, Korrosion oder auch technische Gebrechen), und nicht entsprechend ihrer Größe ausreichend oft entleert werden.

Die Mengen der erfassten Fettabscheiderinhalte konnten durch regelmäßige Entleerungen im Untersuchungsgebiet durchschnittlich verdoppelt werden.

Beide bei der ökologischen Bewertung betrachteten Szenarien (optimierte Entleerung und bisherige Entleerungspraxis) ergeben eine ökologisch positive Klimabilanz, wobei das Szenario mit der optimierten Entleerung etwas besser abschneidet. Die Gutschriften resultieren vor allem aus der Substitution von fossilem Strom und fossiler Wärme durch die Verwertung des aus den Fettabscheiderinhalten durch Co-Vergärung auf der Kläranlage erzeugten Biogases. Die größten Umweltlasten entstehen durch Methanverluste bei der Vergärung und im BHKW. Bei der Sensitivitätsanalyse zeigt sich allerdings, dass das Ergebnis für beide Szenarien ökologisch negativ wird, wenn man den erzeugten Strom nicht mit dem österreichischen Markt-Mix (62% erneuerbar) substituiert, sondern mit dem österreichischen Produktionsmix (84% erneuerbar). D.h. je höher der Anteil erneuerbare Energie am Strommix, desto wichtiger wird eine hochwertige Nutzung des Biogases (Aufbereitung zu Biomethan).

Danksagung

Das Projekt FAFODI wurde durch die Europäische Union, Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung, Interreg Österreich-Bayern 2014-2020 gefördert. Förderzeitraum: 11/2018- 04/2022.

Literatur

1. Lichtmannegger T, Kinzel C, Knapp J., Bockreis A (2022). Energetisches Potential von Fettabscheidern – mögliche Steigerungsraten und Grenzen eines optimierten Managements. In: Bockreis, A.; Faulstich, M.; Flamme, S.; Kranert, M.; Mocker, M.; Nelles, M.; Quicker, P.; Rettenberger, G.; Rotter: 11. Wissenschaftskongress Abfall- und Ressourcenwirtschaft. Innsbruck: innsbruck university press (IUP)., ISBN 978-3-99106-064-2, S. 151 - 155.
2. Lichtmannegger T, Kinzel C, Müller W, Bockreis A (2018). Energetische Nutzung von Fettabscheiderinhalten – Potenzial zur Erzeugung von Biodiesel und Biogas. Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft 70, 172-178.

2.3 Flexibilitäts-Potential von Vehicle to Grid (V2G)

Gian CARLE⁶

Zusammenfassung

Das Konzept Vehicle to Grid (V2G) nutzt Elektrofahrzeuge als Energiespeicher für das Netz: Die Batterien von bidirektional ladefähigen Fahrzeugen können – im Unterschied zu den heute gebräuchlichen Elektrofahrzeugen - sowohl vom Netz geladen als auch in das Netz entladen werden und damit Teil eines intelligenten Energiesystems werden. Durch die dynamische Steuerung von Batterieladung und Rückspeisung von Strom aus den Batterien in das Haus, das Quartier oder das Verteil- und Übertragungsnetz könnte Flexibilität am Strom-Markt angeboten werden. Der Bedarf an solcher Flexibilität wird in Zukunft steigen, wenn der Ausbau von dezentralen und fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen wie Sonne sowie teilweise auch Wind voranschreitet. Elektrofahrzeuge könnten dazu beitragen, die künftige Lastkurve so zu gestalten, dass sie mit dem Angebot an erneuerbaren Energien übereinstimmt. Zudem könnten die Fahrzeuge Frequenzregulierungsdienste, Lastspitzenkappung, Engpassmanagement und Spannungsregelung zur Verbesserung der Netzsicherheit und -stabilität bereitstellen und in Quartieren kann der Eigenverbrauch erhöht werden. Das Potenzial ist riesig: Wenn ab 2028 zirka 1 Mio. Elektro-Fahrzeuge auf den Schweizer Strassen fahren und mit je rund 10 kW ans Netz angeschlossen sind, so entspricht dies einer dezentralen Regelleistung von etwa 10 GW, was dem 3.5-fachen der Pumpleistung aller Schweizer Pumpspeicherkraftwerke⁷ entspricht, vorausgesetzt sie sind alle mit einem bidirektionalen Ladesystem ausgestattet. Damit dieses Potential genutzt wird, muss sich V2G finanziell lohnen. In einem Forschungsprojekt werden daher Geschäftsmodelle für die Nutzung von V2G entwickelt.

Lead

Heute sind rund 75'000 Elektrofahrzeuge in der Schweiz immatrikuliert. Bis im Jahr 2028 werden es zirka 1 Millionen Elektrofahrzeuge sein. Diese Veränderung des Verkehrssystems bringt sowohl Herausforderungen als auch Chancen für die Mobilität und das Stromsystem mit sich. Ein Problem besteht darin, dass das Aufladen von Fahrzeugen die elektrische Spitzenlast erheblich erhöhen könnte. Neben der Abschwächung negativer Auswirkungen durch «intelligentes Laden» können Elektro-Fahrzeuge auch Vorteile für das Stromsystem bringen. Durch die dynamische Steuerung des Aufladens von Fahrzeugen und die Rückspeisung von Strom aus den Batterien von Elektrofahrzeugen in das Haus, Quartier, Verteil- und Übertragungsnetz erbringen diese Fahrzeuge netzdienliche Dienstleistungen. Ein Forschungsprojekt wird dazu geeignete Geschäftsmodelle untersuchen.

⁶ Carle Energy Consulting GmbH, Im Ebnet 20, 8700 Küsnacht,
carle@carle-energy-consulting.ch, +41 79 571 03 82

⁷ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft.html>

Einstieg Hauptartikel

Prognosen von BloombergNEF (BNEF⁸) gehen davon aus, dass die Zahl der Elektrofahrzeuge bis 2030 125 Millionen erreichen wird. Ab zirka 2028 wird in der Schweiz damit gerechnet, dass 80% der Neuwagen elektrisch fahren werden. Somit werden im 2028 zirka 1 Mio. Elektrofahrzeuge immatrikuliert sein⁹, bzw. 2025/2026 schätzungsweise 500'000. Diese Veränderung des Verkehrssystems bringt sowohl Herausforderungen als auch Chancen für die Mobilität und das Stromsystem mit sich. Ein Hauptproblem besteht darin, dass das Aufladen von Fahrzeugen die elektrische Spitzenlast erheblich erhöhen könnte. Es wird jedoch erwartet, dass durch die Verlagerung des Aufladens von Fahrzeugen auf Zeiten ausserhalb der Spitzenlast durch «intelligente Ladetechnologien» solche negativen Folgen stark abgemildert werden können. Neben der Abschwächung negativer Auswirkungen können Elektro-Fahrzeuge auch Vorteile für das Stromsystem bringen.

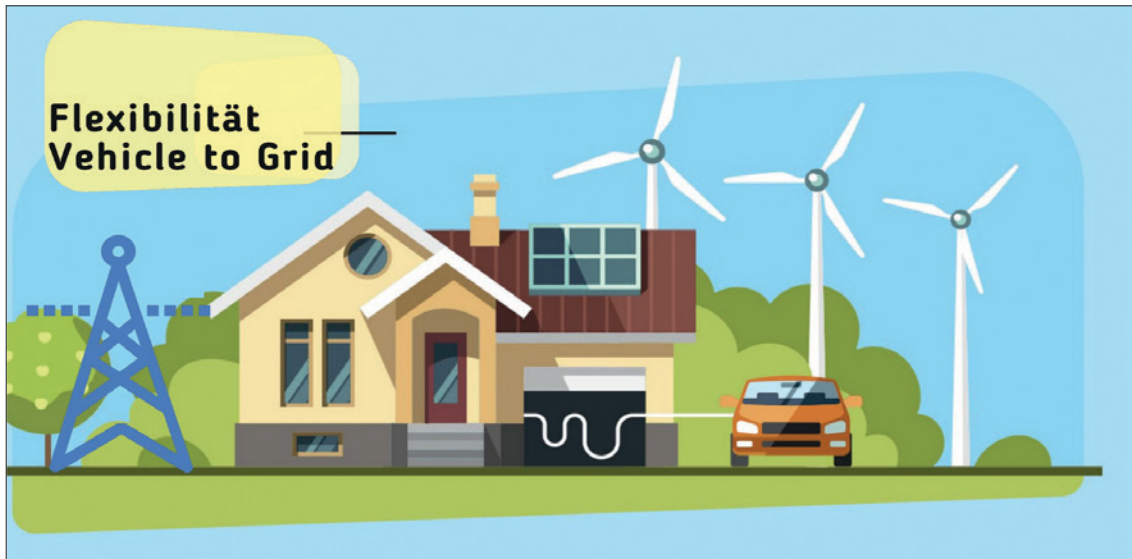
Intelligente Nutzung der Elektrofahrzeuge führt zu Vorteilen im Stromsystem

Das Konzept Vehicle to Grid (V2G) nutzt Elektrofahrzeuge als Energiespeicher für das Netz: Die Batterien von bidirektional ladenden Elektroautos können – im Unterschied zu den heute gebräuchlichen monodirektional ladenden Elektrofahrzeugen - sowohl vom Netz geladen als auch in das Netz entladen werden und damit Teil eines intelligenten Energiesystems werden. Sie können nicht nur elektrische Energie aus dem Netz oder von der eigenen PV-Anlage aufnehmen. In Zeiten grosser Netzlast können die Fahrzeuge auch in umgekehrter Richtung über spezielle bidirektionale Ladestationen in das Netz (Vehicle to Grid (V2G)) oder das Haus (Vehicle to home (V2H)) einspeisen. V2G und V2H ermöglichen somit eine intelligente Sektorenkopplung.

Durch die dynamische Steuerung von Batterieladung und Rückspeisung von Strom aus den Batterien in das Haus, das Quartier oder das Verteil- und Übertragungsnetz könnten Elektrofahrzeuge die flexible elektrische Leistung als Frequenzregulierungsdienste, Lastspitzenkappung, Engpassmanagement und Spannungsregelung am Markt anbieten, sobald genügend bidirektional ladenden Elektroautos auf den Schweizer Strassen fahren. Der Bedarf an solcher Flexibilität im Stromsystem wird in Zukunft steigen, wenn der Ausbau von dezentralen und fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen wie Sonne sowie teilweise auch Wind voranschreitet. Elektrofahrzeuge könnten dazu beitragen, die künftige Lastkurve so zu gestalten, dass sie mit dem Angebot an erneuerbaren Energien übereinstimmt. Zudem könnten die Fahrzeuge netzdienliche Flexibilitäten zur Verbesserung der Netzsicherheit und -stabilität bereitstellen.

⁸ <https://bnef.turtl.co/story/evo-2021/page/5?teaser=yes>

⁹ https://www.swiss-emobility.ch/de-wAssets/docs/SwisseMobility_Szenario_2035_quer_interaktiv_e6.pdf, <https://www.auto.swiss/aktuell/artikel/ladeinfrastruktur-hinkt-elektro-boom-hinterher/>, und basierend auf den historischen Entwicklungen in Norwegen

Abbildung 4¹⁰

Wenn ab 2028 zirka 1 Mio. Elektro-Fahrzeuge in der Schweiz immatrikuliert sind und mit je etwa 10 kW ans Netz angeschlossen sind, so entspricht dies einer dezentralen Regelleistung von ungefähr 10 GW, was dem 3.5-fachen der Pumpleistung aller Schweizer Pumpspeicherkraftwerke¹¹ entspricht, vorausgesetzt sie sind alle mit einem bidirektionalen Ladesystem ausgestattet. Dieses riesige Flexibilitäts-Potenzial muss für die Eigenverbrauchs-Optimierung, und als Flexibilität für Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber genutzt werden. Einrichtung und Betrieb eines V2G sind mit Kosten verbunden, etwa für bidirektionale Wandler in Fahrzeug und/oder Ladestation, für den Kommunikationskanal mit dem Verteilnetzbetreiber oder dem Aggregator, für Energiezähler usw. Damit sich diese Investitionen lohnen, müssen Möglichkeiten zur Wertschöpfung der Flexibilität durch V2G geschaffen werden. Es gibt mehrere mögliche Geschäftsmodelle, die im Rahmen des Forschungsprojektes derzeit auf ihre Praxistauglichkeit geprüft werden:

a) Nutzen für ein Quartier: Durch V2G kann der Eigenverbrauch in einem Quartier erhöht werden. Das System senkt damit die Netzkosten für den Verteilnetzbetreiber und letztlich auch für den Endkunden, indem die Leistungsspitzen (Einspeisung von Solarstrom und Verbrauchsspitzen) gekappt werden.

b) Nutzen für den Übertragungsnetzbetreiber (TSO): Elektrofahrzeuge in einem V2G-System ermöglichen TSO die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Solche Dienstleistungen, zu denen Frequenzregelung sowie das Anbieten von Reserve- und Kraftwerkskapazitäten gehören, sorgen für eine grössere Systemstabilität. Da TSO eine Mindestleistung (mindestens ± 5 MW) umfassen und -zuverlässigkeit für Systemdienstleistungsverträge fordern, müssen mehrerer Elektrofahrzeuge aggregiert und koordiniert werden, um diese Anforderungen zu erfüllen. Im Jahr 2019 wurden rund 341 Gigawattstunden (2018: 345 GWh) Sekundärregelenergie (positiv und negativ) sowie rund 256 Gigawattstunden (2018: 282 GWh) Tertiärregelenergie (positiv und negativ) abgerufen.

¹⁰ Nutzungsvereinbarung: <https://support.create.vista.com/hc/de/articles/360026477173-Kann-ich-Vista-Create-verwenden-um-Artikel-für-den-Weiterverkauf-zu-erstellen->

¹¹ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft.html>

Mit rund 85'000 Franken pro MW war 2019 die negative Sekundärregelleistung am teuersten. Anschliessend folgten die positive Sekundärregelleistung (45'000 CHF) und die Primärregelleistung (38'000 CHF)¹².

c) Nutzen für Verteilnetzbetreiber: Das V2G-Konzept könnte in Zukunft auch eine Reihe von Dienstleistungen für Verteilnetzbetreiber bereitstellen, beispielsweise Beiträge zu Lastspitzenkappung, Engpassmanagement und Spannungsregelung. Derartige Märkte befinden sich momentan noch in den Kinderschuhen. Wie bei den Systemdienstleistungen für Übertragungs-Netzbetreiber ist dafür eine Aggregation mehrerer Fahrzeuge erforderlich, damit eine ausreichende Grösse und Zuverlässigkeit erzielt werden kann. Denn Fahrzeuge, die gerade nicht ans Netz angeschlossen oder in einem anderen Netz angeschlossen sind, können nicht genutzt werden. Durch Aggregation vieler Fahrzeuge, gleicht sich dieser Effekt aus.

d) Nutzen für das Energie-Management von Gebäuden: Besitzer von Elektrofahrzeugen oder -flotten könnten einen finanziellen Anreiz erhalten, wenn sie den Eigenversorgungsgrad einer ZEV erhöhen können und die Batteriekapazität ihrer Fahrzeuge für das Energie-Management eines Gebäudes zur Verfügung stellen. Auf diese Weise können die kurzzeitigen Stromverbrauchsspitzen im Gebäude mit Hilfe der Elektrofahrzeuge ausgeglichen werden, ohne dass zusätzliche Energie aus dem Netz verbraucht werden muss. Eine solche Nutzung direkt am Ladeort bringt die grössten Vorteile.

e) Nutzen für intelligentes Laden: Besonders bei grösseren Flotten bringt die Reduktion der Leistungsspitzen, die beim gleichzeitigen Laden mehrere Fahrzeuge entstehen, einen grossen finanziellen Vorteil da diese Leistungsspitzen teuer vergütet werden müssen. Verteilnetzbetreiber berechnen bis zu 10 CHF pro Kilowatt der Monatshöchstlast.

f) Nutzen der Preisspanne auf dem Grosshandelsmarkt: Ein aggregiertes V2G-System könnte auch auf Energiegrosshandelsmärkten vermarktet oder durch bilaterale Verträge mit Bilanzgruppen-Managern gehandelt werden. Derzeit ist das Interesse an diesem Einsatzbereich für V2G begrenzt, da der Wert dieser Märkte im Vergleich zu den Systemdienstleistungen geringer ist.

Regulatorische Hürden

Anbieter von V2X-Flexibilität und Batteriespeicher sind nicht von der Netznutzungsentgeltspflicht befreit, wenn Endverbraucher, wie Ladestationen oder Elektrofahrzeuge, im Spiel sind. Ebenfalls sind Betriebs- und Kapitalkosten von Speichern keine anrechenbaren Netzkosten im Sinne von Artikel 15 StromVG und dürfen nicht in die entsprechende Kostenrechnung aufgenommen werden.

Noch kann allerdings auch die volle Flexibilität von Elektrofahrzeugen nicht genutzt werden, da die Intelligenz in der Ladeinfrastruktur nicht serienmässig vorhanden ist. Vehicle-2-Grid (V2G) wird wohl, zu einem der grossen Themen der kommenden Jahre, da es für Netzbetreiber wie auch für Elektroautobesitzer eine Win-Win-Situation darstellt.

¹² Regelleistung und Regelenergie 2019, Bericht der ElCom, Bern, Juni 2020

2.4 Underestimation of satellite-based surface solar radiation and photovoltaic potential in Swiss Alpine region: a bias correction approach

**Alberto CARPENTIERI^{13, 14}, Martin WILD¹³, Doris FOLINI¹³,
Angela MEYER¹⁵**

Subject areas: Energy Efficiency, Regional Impact

Keywords: Photovoltaic Energy, Satellite-based estimation, Bias Correction

Reference to mountain regions: Yes

For utility companies and grid operators, accurate surface solar radiation (SSR) and photovoltaic (PV) power short-term forecasts are important, if not essential. Nevertheless, for many reasons, satellite-derived SSR measurements can suffer from strong spatio-temporal biases when compared with ground stations retrievals, especially for high time-resolutions. These biases can strongly affect the PV estimations and forecasts.

To tackle this problem, we present a bias assessment of two satellite-derived high resolution SSR products, namely HelioSat SARAH-2 and HelioMont (Müller et al., 2015; Stöckli, 2013). For the bias computation we exploit the dense monitoring network Swiss-MetNet composed of 133 meteorological ground stations over the time period from 01.01.2018 to 31.12.2018. The analysis demonstrates a relevant underestimation of the SSR by SARAH-2 at high altitudes (over 1000 m.s.l.) with a magnitude of over than 100W/m² on sub-hourly scale. SSR bias can have multiple sources as sub-grid clouds, aerosol boundary conditions and clear-sky composition. Another potentially relevant factor, especially in winter, arises from snow-covered surfaces, which wrongly affects the cloud albedo used to estimate the SSR. Furthermore, we estimate the PV power generated at the canton level of Switzerland highlighting the effects of a biased SSR estimation.

To reduce the bias, we trained a deep neural network able to exploit spatio-temporal information to predict the SSR bias values for different points in space and time. The predicted bias is then subtracted from the satellite-derived SSR maps, achieving up to 30% reduction of the root mean squared deviation for HelioSat SARAH-2 and up to 18% reduction for HelioMont in the test set on sub-hourly scale. The most relevant corrections are achieved in high altitude locations, where the bias magnitude is higher. Moreover, we analyze and discuss the effects of the correction on the PV estimation for different locations in Switzerland.

References

1. Müller, R., U. Pfeifroth, C. Träger-Chatterjee, J. Trentmann, and R. Cremer (2015), Digging the METEOSAT Treasure-3 Decades of Solar Surface Radiation, Remote Sensing, 7(6), 8067-8101, doi:10.3390/rs70608067.
2. R. Stöckli (2013). The HelioMont Surface Solar Radiation Processing. Scientific Report 93, MeteoSwiss, 122 pp.

¹³ ETH Zurich

¹⁴ Bern University of Applied Science, alberto.carpentieri@bfh.ch

¹⁵ Bern University of Applied Science

2.5 Measuring the Words vs. Deeds Gap: A presentation of the climate policy harmonization indicators

Jack BAKER¹⁶, Paula CASTRO¹⁷, Karin INGOLD¹⁸,
Marlene KAMMERER¹⁹

Themenzuordnung: Nationale Klimastrategien verschiedener Länder

Zusätzliche Stichworte: Nationale Klimastrategien verschiedener Länder

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Abstract

Amongst the many challenges hampering the ability of the global regime to address climate change is the translation of international mitigation commitments to domestic policies. To achieve the successful implementation of the Paris Agreement, countries must harmonize their interests at the various levels of governance. However, this is a complex task that often results in a gap between what international negotiators promise and what domestic policymakers adopt. To what extent do nation states introduce climate policies in accordance with the pledges formulated under the Paris Agreement?

To answer this question, we present a new climate policy harmonization index. The index takes three important dimensions of multi-level policymaking into account: the level of the formulated emission reduction targets, the sectoral scope covered by the targets and respective mitigation policies, and the portfolio of policy instruments introduced to reduce greenhouse gas emissions (i.e., policy output). These three indicators are compared between a country's Nationally Determined Contributions (NDCs) submitted under the Paris Agreement, and its respective national mitigation policy, based on extensive hand-coding of policy documents from 80 countries around the world, representing 91% of global greenhouse gas emissions.

We discuss the validity and added value of these indicators and the resulting index in contrast to other existing measures of climate policy performance. The indicators are then used to compare countries along different dimensions such as their current greenhouse gas emissions and their committed targets, their ambitiousness in climate policymaking, and their performance when it comes to matching international commitments with domestic policymaking.

Funding information

This work was supported by the Swiss Network for International Studies (SNIS) as part of the project C20035 (What international negotiators promise, and domestic policymakers adopt: Policy and politics in the multi-level climate change).

¹⁶ Oeschger Centre for Climate Change Research and Institute of Political Science, University of Bern, jack-baker@unibe.ch

¹⁷ Center for Energy and Environment, ZHAW School of Management and Law, paula.castro@zhaw.ch

¹⁸ Oeschger Centre for Climate Change Research and Institute of Political Science, University of Bern; Department of Environmental Social Sciences, Eawag, karin.ingold@unibe.ch

¹⁹ Oeschger Centre for Climate Change Research and Institute of Political Science, University of Bern, marlene.kammerer@unibe.ch

Acknowledgements

We are grateful to Dominic Roser, Katharina Michaelowa, Alex Michaelowa, Victor Kristof, and Detlef Sprinz for their ideas and cooperative spirit, as well as Agathe Vuichard, Walid El-Ajou and the students at the University of Zurich's module on International Climate Policy for their coding support.

2.6 Impacts of traffic data on day-ahead residential load forecasting

Aksornchan CHAIANONG²⁰, Christian WINZER²⁰, Mario GELLRICH²¹

Subject areas: Demand, Mobility

Keywords: Load Forecasting, Machine Learning, Phenomenon of Interest

Reference to mountain regions: Yes, the proposed load forecasting method could be applied to the Alpine region.

Overview

Accurate load forecasting is essential for the power sector's planning and management. This applies during normal situations as well as phase changes such as the Coronavirus (COVID-19) pandemic due to variations in electricity consumption that has posed challenges to system operators to accurately forecast load. So far, few studies have used traffic data to improve load prediction accuracy [1,2], although these parameters might be able to help the grid operators/researchers understand people's behaviors when lockdown regulations were implemented, which would affect the magnitude and pattern of electricity consumption. Moreover, different combinations of traffic data and other features, such as historical demand, time, and weather variables, are rarely tested for load prediction. Especially, the previous works did not assess to what extent this prediction accuracy held if time variables were included in the forecasting models. Therefore, this analysis aims to (1) investigate whether traffic data can improve short-term residential load forecasting accuracy during phase changes such as COVID-19, and (2) test different combinations of feature set (historical load, weather, time, and traffic).

Methods

To forecast target variable (aggregate, residential electricity load), we used the following four groups of features (independent variables): (1) historical residential electricity load from the distribution system operator in Aarau, (2) weather-related, such as precipitation and temperature, from the Federal Office of Meteorology and Climatology, (3) time-related (self-generated variables), such as hour of day and year, as well as (4) traffic, such as total number of vehicles and total number of visitors at train stations, from Federal Roads Office and Swiss Federal Railways, respectively.

During the **first** step, the target variable and independent variables during 2016-2020 were collected and aggregated into an hourly resolution, from 2016-2020. In the **second** step, we pre-processed the data. Some of the individual features – mainly weather and individual road traffic data that contained many missing values – were dropped from the feature list. Then, weather and time data were pre-screened to remove variables that

²⁰ Center for Energy and the Environment, School of Management and Law, Zurich University of Applied Sciences, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, aksornchan.chaianong@zhaw.ch, christian.winzer@zhaw.ch

²¹ Institute of Business Information Technology, School of Management and Law, Zurich University of Applied Sciences, Theaterstrasse 17, 8401 Winterthur, mario.gellrich@zhaw.ch

are strongly correlated with each other (using Spearman correlation), and then were standardized and used as inputs to forecast day-ahead residential electricity demand. There were four different feature sets, which were tested («Base», «Time», «Traffic» and «All»²²) in this analysis. In the **third** step, for each feature set, the model was trained, by the Random Forest as a forecasting technique, using pre-COVID-19 data. To determine the impact of each individual feature, the features were added iteratively during the calibration process (stepwise addition) in order of increasing importance. During the first iteration, the model was calibrated with one feature. The importance of each feature was measured by root mean square error (RMSE). At the end of the first iteration, the feature, which achieved the lowest RMSE during the four test phases (pre-COVID-19, lockdown, post-lockdown, and strict regulation²³), was retained for inclusion in the subsequent iterations. This process was repeated until all features from the feature set were added to the model. Finally, during the **fourth** step, the model performance (RMSE) of each iteration of the stepwise addition was reported by calibrating the data using pre-COVID-19 and calculating RMSE based on training dataset (pre-COVID-19) as well as test datasets from three different phases (lockdown, post-lockdown, and strict regulation).

Results

The results from this study (Table 1) show that traffic data («Traffic» feature set) improved prediction accuracy both before and during COVID-19, compared to «Base» feature set. However, time variables («Time» feature set) have a much more significant impact on prediction accuracy than traffic data. Adding traffic data to time, weather, and historical load data («All» feature set) can only improve forecasting accuracy to a small degree. Nevertheless, for the without historical load case, the impact of traffic data when including time variables for the day-ahead forecast was more evident than the with historical load case (Table 1 in bold).

Lowest RMSE	With historical load				Without historical load			
	Base	Time	Traffic	All	Base	Time	Traffic	All
Pre-COVID-19	0.14	0.07	0.10	0.07	0.23	0.04	0.15	0.04
Lockdown	0.38	0.32	0.37	0.32	0.59	0.52	0.52	0.46
Post-lockdown	0.37	0.27	0.34	0.27	0.50	0.28	0.40	0.26
Strict regulation	0.40	0.33	0.70	0.33	0.57	0.53	0.57	0.53

Table 1: The lowest RMSE (for day-ahead) of each feature set during each phase.

Conclusions

The findings show that including traffic data on top of historical load and weather data could improve prediction accuracy, although the impact of traffic data on load forecasts is much smaller than the impact of time variables. This might be because daily patterns of traffic variables during COVID-19 show almost no change from pre-COVID phase, only

²² «Base» includes historical load and weather; «Time» includes historical load, weather and time; «Traffic» includes historical load, weather and traffic; «All» includes historical load, weather, time and traffic.

²³ Four different phases were based on the pandemic situation in Switzerland: (1) Pre-COVID-19 (2016 – March 2020), (2) Lockdown (March – April 2020), (3) Post-lockdown (May – October 2020), and (4) Strict regulation (November – December 2020).

their magnitudes are lower. However, traffic data could improve load forecasting where information on historical load is not available. This may also confirm our hypothesis that historical load could already contain some of the information from the traffic data. Another advantage of using traffic data is that it may explain the phenomenon of interest better than historical electricity demand. The methodology framework of this analysis could also contribute to broader impacts. For instance, when predicting the electricity demand of competitors in a liberalized market and historical load is not available, this framework could help system operators to accurately forecast electricity demand using traffic, weather, and time features. It could also be extended to analyze load forecasting in some specific areas such as those under limited communication (island/mountain regions). It is, however, important to note that our proposed method would require near real-time traffic information, which may not be available in some of these areas.

References

1. Y. Chen, W. Yang, and B. Zhang, «Using Mobility for Electrical Load Forecasting During the COVID-19 Pandemic,» ArXiv200608826 Phys., Jun. 2020, Accessed: Dec. 08, 2021. [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/2006.08826>.
2. Z. Wang and H. Wang, «Improving load forecast in energy markets during COVID-19,» in Proceedings of the 8th ACM International Conference on Systems for Energy-Efficient Buildings, Cities, and Transportation, New York, NY, USA, Nov. 2021, pp. 168 – 171. doi: 10.1145/3486611.3486648.

2.7 Thermochemische Netzwerke – eine innovative Energieversorgungs- und Speicherlösung für fluktuierende, regenerative Erzeugersysteme

Thomas BERGMANN²⁴, Serena DANESI²⁵

Themenzuordnung: Dekarbonisierung: Wärmesektor, Energieeffizienz; Versorgungssicherheit: Produktion, Verteilung, Speicherung

Zusätzliche Stichworte: Energieversorgungsnetzwerk, Energiespeicher, Absorptionswärmepumpe

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Ein Thermochemisches Netzwerk ist ein Energieversorgungssystem, welches insbesondere für Anwendungen im Niedertemperaturbereich (Heiz-, Kühl- und Klimatisierungsprozesse sowie industrielle Trocknungsprozesse; entspricht etwa 40% des Gesamtenergiebedarfs der Schweiz) geeignet ist. Im Gegensatz zu thermischen Wärmeversorgungsnetzen wird dabei nicht Wärmeenergie, sondern chemisches Potential in Form einer konzentrierten Elektrolytlösung transportiert, mit dem zum Zeitpunkt und am Ort des Bedarfes Nutzwärme oder -kälte produziert, oder die Verschiebung eines Aggregatzustandes (Trocknung) bewirkt werden kann.

Der wesentliche Vorteil eines solchen «Potentialträgers» im Vergleich zu herkömmlichen Wärmeträgermedien besteht darin, dass das gespeicherte Potential über beliebig lange Zeiträume verlustlos erhalten bleibt. So können regenerative Energiequellen effizienter eingebunden und Abwärmequellen, die bislang nicht ökonomisch nutzbar waren, erschlossen werden. Ein weiterer Vorteil Thermochemischer Netzwerke besteht in der hohen «Energiedichte» des Transportmediums und dem wesentlich geringeren Energiebedarf für den Transport, da dieser – verglichen mit konventionellen Wärmeversorgungsnetzen – mit einer geringeren Strömungsgeschwindigkeit realisiert werden kann.

Das Einsatzspektrum Thermochemischer Netzwerke ist sehr gross und umfasst sowohl industrielle Prozesse (z.B. Trocknungsprozesse) als auch die Gebäudeklimatisierung. Vorteilhaft bei Klimatisierungsanlagen ist die Möglichkeit einer simultanen, d.h. in einem Prozessschritt realisierbaren, Einstellung von Lufttemperatur und -feuchte – darin liegt das Potential für eine neue Generation der Gebäudeklimatisierung.

Zu Beginn des Vortrags wird die Funktionsweise Thermochemischer Energieversorgungsnetze erläutert. Im Anschluss werden verschiedene Anwendungen (Gewächshausklimatisierung, Trocknung von Kräutern, Raumklimatisierung), welche am Institut für Energietechnik und Fluid-Engineering (IEFE) der ZHAW in verschiedenen Projekten entwickelt werden, vorgestellt.

²⁴ IEFE/ZHAW, Technikumstrasse 9, 8401 Winterthur, 058 934 47 05, begm@zhaw.ch, www.zhaw.ch/iefe

²⁵ IEFE/ZHAW, Technikumstrasse 9, 8401 Winterthur, 058 934 49 90, dane@zhaw.ch, www.zhaw.ch/iefe

Thermochemische Netzwerke

Bei einem Thermochemischen Energieversorgungsnetzwerk handelt es sich um die Anwendung einer bekannten Technologie, der Absorptionswärmepumpe, in einem neuen Kontext. Dieser sieht die Teilprozesse, welche traditionell als simultan ablaufender Gesamtprozess betrachtet werden, in einer sowohl räumlichen als auch zeitlichen Aufspaltung. In den Vordergrund tritt dabei das flüssige Arbeitsmittel, in dem ein «chemisches Potential» gespeichert ist, welches für die Temperaturänderung von Wärme genutzt werden kann. Dies bedeutet, dass aus Umgebungswärme Nutzwärme oder -kälte generiert werden kann, indem das chemische Potential abgebaut wird.

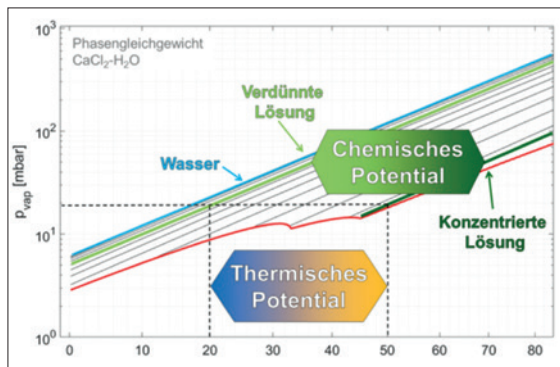


Abbildung 5: Potentiale im Dampfdruckdiagramm

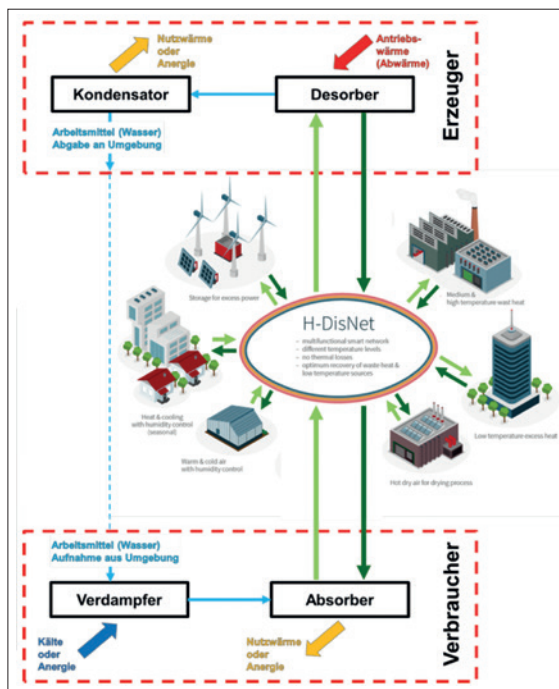


Abbildung 6: Thermochemisches Netzwerk

Praktische Anwendungen

Gewächshausklimatisierung

In einem Gewächshaus (ca. 600 m² Grundfläche) der Meyer Pflanzkulturen AG in Wangen bei Dübendorf wird an 28 Pflanztischen eine neue Technologie erprobt, mit der es möglich ist, die Pflanzen direkt mit einer, durch Absorptionswäscher konditionierte Luft, zu versorgen. Es konnte nachgewiesen werden, dass sich dadurch der Energieverbrauch zum Heizen und Kühlen um ca. 50% reduziert. Das Projekt wurde 2020 mit dem Watt d'Or Preis des BFE in der Kategorie Energietechnologie gewürdigt.

Parallel wird die Pflanztschklimatisierung im Kulturlabor des Instituts für Umwelt und Natürliche Ressourcen (IUNR) der ZHAW in Wädenswil untersucht. Ein interessanter Nebeneffekt ist der reduzierte Schädlingsbefall, welcher auf die Luftbehandlung mit konzentrierter Magnesiumchloridlösung zurückzuführen ist.



Abbildung 7: Pflanztischklimatisierung Meyer Pflanzkulturen AG



Abbildung 8: Versuchsanlage im Kulturlabor des IUNR

Trocknung von Kräutern

In Zusammenarbeit mit der Karl Barth AG wird ein mit NaOH-Lauge betriebener Sorptionstrockner für die Trocknung von Kräutern entwickelt und erprobt. Vergleichsmessungen zu konventionellen Trocknungsanlagen zeigen, dass sich die Trocknungstemperatur mit dem Sorptionstrockner besser stabilisieren lässt, Aromaanalysen bestätigen eine höhere Qualität der getrockneten Kräuter.



Abbildung 9: Versuchsanlage am IEFE

Der adiabate Absorptionsprozess (Entfeuchtung und simultane Temperaturerhöhung der Luft) kann quasi als Umkehrprozess einer Trocknung (Wasseraufnahme und simultane Temperaturabsenkung) verstanden werden. Ein Sorptionstrockner benötigt keine Energie zur Erwärmung bzw. Entfeuchtung von Trocknungsluft, lediglich die im Absorptionsprozess eingesetzte hygroskopische Flüssigkeit reichert sich durch den Prozess mit Wasser aus dem Trocknungsgut an.

Das verlustlos speicherbare chemische Potential ermöglicht eine wirtschaftliche Nutzung erneuerbarer Energien auch bei saisonal betriebenen Prozessen, die im Chargenbetrieb arbeiten. Die Anwendung der Sorptiven Trocknung ist nicht nur auf landwirtschaftliche Anlagen beschränkt, sondern kann auch für viele andere industrielle Trocknungsprozesse genutzt werden (Lackierereien, Lebensmittelindustrie, Baustoffe u. Keramik). Trocknungsprozesse haben einen Anteil von 12 bis 25% am Gesamtenergiebedarf der Industrie.

Gebäudeklimatisierung

Aktuell wird eine sorptionsgestützte Klimaanlage in einem Büro des IEFE installiert. Mit der Versuchsanlage sollen praktische Erfahrungen mit einer direkten Luftkonditionierung durch einen Absorptionsluftwäscher im Raum (als Ersatz konventioneller Heizkörper) gesammelt werden. Geplant ist der Einsatz dieser Anlage in verschiedenen Projekten, wie z.B. der Klimatisierung historischer Bauten auf der Klosterinsel in Rheinau. Hier wurden bereits 2020 Versuche zur sorptiven Klimatisierung durchgeführt.



Abbildung 10: Sakristei Klosterkirche Rheinau

2.8 Perspektiven zur Erzeugung und Nutzung von Grünem Wasserstoff in der Schweiz

Peter FLOHR²⁶, Corinna BAUMGARTNER²⁷

Themenzuordnung: Dekarbonisierung, Energiespeicher, Sektorkopplung

Zusätzliche Stichworte: erneuerbare Gase, Energieeffizienz, Versorgungssicherheit

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

In diesem Beitrag betrachten wir die wirtschaftlichen und ökologischen Aspekte der zukünftigen Nutzung von grünem Wasserstoff in der Schweiz. Dabei haben wir die Themen saisonale Energiespeicherung, Mobilität und Heizsysteme als wichtige Anwendungsgebiete gewählt, um die Rolle von Wasserstoff für die Schweiz in der Zukunft zu beleuchten.

Wasserstoff als Energiespeicher der Zukunft

Die Schweiz ist im Bereich der Energiespeicherung heute in einem sehr guten Ausgangszustand für den Übergang zur erneuerbaren Stromversorgung. Aber in den meisten Szenarien der zukünftigen Stromproduktion bis zum Jahr 2050 ist im Winterhalbjahr eine Stromlücke von mindesten 10TWh zu erwarten. Wir analysieren die Wasserstoffherstellung mit Überschussenergie im Sommer und Rückverstromung im Winter mit entsprechenden Verlusten als einen Lösungsansatz. Aufgrund der Schwierigkeiten in der Langzeitspeicherung und der hohen Transportkosten des Wasserstoffs ergänzen wir diese Analyse durch die Route mit Ammoniak als Wasserstoffträger. Wegen der Problematik, dass Wasserstoff direkt nicht zu speichern ist, wäre auch nur mit Ammoniak oder anderen speicherbaren Energieträgern wie grünem Methan eine „autarke Lösung“ mit Produktion und Verbrauch innerhalb der Schweiz zum saisonalen Ausgleich möglich. Die anderen betrachteten Szenarien beinhalten immer den Import/Export von Wasserstoff bzw. elektrischer Energie zu verschiedenen Jahreszeiten und aus Regionen, in denen grosse Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff zu erwarten ist.

Wir kommen zum Schluss, dass die Varianten mit direktem Wasserstofftransport kostengünstig nicht attraktiv sein werden. Die kostengünstigsten Varianten (mit sehr vergleichbaren Kosten) sind entweder der direkte Stromimport aus dem europäischen Ausland (mit der Annahme, dass Stromimporte im Winter möglich aber sehr teuer sein werden), oder der Import von Ammoniak aus Ländern wie Algerien mit anschliessender Rückverstromung in der Schweiz. Aufgrund der Wirtschaftlichkeit ist daher die Ammoniakroute vielversprechend und sollte in der Schweiz aktiv verfolgt werden, nicht zuletzt um den Technologiestandort Schweiz in diesem Bereich zu stärken.

²⁶ ZHAW, Technikumstrasse 9, 8401 Winterthur, peter.flohr@zhaw.ch

²⁷ ZHAW, Technikumstrasse 9, 8401 Winterthur, corinna.baumgartner@zhaw.ch

Beitrag von Wasserstoff zur Dekarbonisierung der Mobilität

Die Nutzung von Wasserstoff als Ersatz für fossile Brennstoffe in der Mobilität ist eines der am stärksten propagierten neuen Anwendungsgebiete von grünem Wasserstoff, gerade auch in der Schweiz. Wir fokussieren uns hier auf den Schwerlastverkehr, da sich im Personenverkehr elektrisch angetriebene Fahrzeuge durchsetzen werden und im Flugverkehr die direkte Nutzung von Wasserstoff technologisch auf lange Sicht nicht absehbar ist. Zudem sind Pilotanlagen im Schwerlastverkehr und bei regionalen Verkehrsbetrieben derzeit in der Schweiz bereits im Aufbau. Wir hinterfragen den Beitrag dieser Flotten hinsichtlich ihres Beitrags zur CO₂-Reduktion.

Wir kommen zum Schluss, dass in diesem Anwendungsbereich auch bei vollständig grünem Wasserstoff keine CO₂-Reduktion erreicht wird. Der treibende Effekt ist dabei die Tatsache, dass das europäische Stromnetz auch auf längere Sicht nicht vollständig dekarbonisiert wird. Seit die Thematik der Versorgungssicherheit international an Bedeutung gewonnen hat, hat sich diese Situation eher verschlechtert als verbessert. Die direkten Kosten der Wasserstoffnutzung für Lastkraftwagen sind zudem etwa doppelt so hoch wie bei fossilen Brennstoffen. Insgesamt raten wir von der Nutzung in diesem Bereich ab. Letztlich zeigt die Analyse, dass die Problematik von sinnvollen Systemgrenzen bei CO₂-Emissionen noch nicht befriedigend gelöst ist. Umso wichtiger ist der Wahl der richtigen Anwendungsgebiete von Wasserstoff, um tatsächlich einen Beitrag zur Dekarbonisierung zu leisten..

Wasserstoff als Energiespeicher der Zukunft

Die Zumischung von Wasserstoff in Erdgasnetzen im Bereich von 10% oder auch bis zu 20% in einigen Jahrzehnten wird von Gasversorgern aktiv propagiert. Dieser Ansatz nimmt derzeit aufgrund der Ukraine Krise und der damit verbundenen Erdgasverknappung in Europa Fahrt auf. Die Ukraine selbst wird seit kurzem als möglicher Wasserstoffproduzent genannt, die mithilfe lokaler Produktion Wasserstoff in existierende Gasnetze zumischen könnte.

Als Beispiel für die Nutzung solcher Erdgas/Wasserstoffgemische in der Schweiz beleuchten wir die Anwendung in Heizungssystemen. Wir vergleichen dabei den geplanten Ausbau von Wärmepumpen mit einem Szenario, in dem ein gewisser Restbestand an thermischen Heizsystemen auch für die Zukunft angenommen wird. Hier ergibt sich ein Bild, das der oben beschriebenen Anwendung im Mobilitätsbereich ähnelt: wenn indirekte Emissionen berücksichtigt werden, werden die CO₂-Emissionen effektiv zunehmen, sollte Wasserstoff in Erdgasnetzen verwendet werden. Nach unserer Analyse wäre das bis mindestens 2040 der Fall, bei der Verwendung von grünem Methan durch zusätzliche Effizienzverluste sogar noch länger. Wir raten deshalb davon ab, Wasserstoff in Erdgasnetzen beizumischen, ein Beitrag zur Dekarbonisierung ist nicht erkennbar.

2.9 Decarbonizing electricity generation: the interplay between carbon pricing and renewable energies

Klaus GUGLER²⁸, Adhurim HAXHIMUSA²⁹, Mario LIEBENSTEINER³⁰

Themenzuordnung: Dekarbonisierung

Zusätzliche Stichworte: Carbon pricing, renewable energies, decarbonization, energy policy

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Introduction

High carbon pricing in the EU ETS and a high share of renewable energies are forcing coal power plants with high emission intensities out of merit order, while gas power plants with relatively low emission intensities are gaining market shares. However, this effect is expected to be different across EU member states depending on their generation mixes and interconnection capacities. This implies that the effectiveness of renewable energies and carbon pricing in reducing electricity generation from fossil energy sources and thus emissions might not be homogenous. This paper evaluates the effectiveness of renewable energies and carbon pricing and their interplay in reducing the dependency on fossil energy sources.

Methodology

We estimate a highly flexible, non-linear econometric specification with many interactions, higher-order terms, and various time-fixed effects to control for all non-linearities that characterize electricity generation by power plants. We run separate regressions for the three countries and our highly flexible specification delivers very stable results. Our estimations remain very robust in other econometric specifications too.

Results

In Spain and Italy, our estimations show that with increasing carbon pricing, renewable energies become more effective in reducing electricity generation from coal power plants, while more electricity comes from gas power plants and imports. In Germany, high carbon pricing is pushing out of market lignite power plants, while hard coal and gas power plants are gaining market shares due to their relatively high-efficiency factors, which on the other hand is leading to an increase in net exports.

In line with theory, our results confirm that high carbon pricing is leading to a fuel switch between coal and gas power plants, while the magnitude strongly depends on countries' generation mixes and interconnection capacities. This implies that the effectiveness of EU ETS in decarbonizing the electricity sector is not unique across EU member states and might lead to short-term rent shifting.

²⁸ Vienna University of Economics and Business, Vienna, Austria, klaus.gugler@wu.ac.at

²⁹ University of Applied Sciences of the Grisons, Chur, Switzerland, Adhurim.haxhimusa@fhgr.ch

³⁰ Friedrich-Alexander University Erlangen-Nuremberg, Germany, mario.liebensteiner@fau.de

2.10 Cost distribution and equity of climate policy in Switzerland

Florian LANDIS³¹

Themenzuordnung: Verteilungswirkungen von Klimapolitik, CO₂-Bepreisung

Zusätzliche Stichworte: Computable general equilibrium, Microsimulation, Climate policy

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Abstract

Swiss targets for climate policy require significant reductions of emissions by 2050. While such reductions can be achieved in a cost-efficient manner by employing taxes on greenhouse gas emissions, such taxes tend to lead to a regressive distribution of policy cost among households. To counteract such a regressive outcome, tax revenue may be recycled in a progressive way. This paper uses a computable general equilibrium model coupled with a microsimulation of household income and expenditure to examine the policy cost of different carbon tax policies and their distribution across households. I find that in the absence of revenue recycling, emission taxation leads to a regressive distribution of policy cost. I analyze different revenue recycling schemes (per-capita lump-sum transfers, reductions in labor taxation, and reductions in VAT taxation of necessary commodities) and their ability to avoid regressive outcomes.

The paper has been published with the Swiss Journal of Economics and Statistics in 2019: <https://sjes.springeropen.com/articles/10.1186/s41937-019-0038-2>

³¹ ZHAW, Bahnhofplatz 12, 8000 Winterthur, +41 (0) 58 934 79 84, florian.landis@zhaw.ch,
Zum Zeitpunkt der Publikation des Papiers: ETH Zürich

2.11 Taxes versus Targets: An Empirical Analysis of two Policy Instruments on Greenhouse Gas Mitigation in the Industry and Service Sector

Thomas LEU³², Armin EBERLE³³

Themenzuordnung: Dekarbonisierung, Marktdesign

Zusätzliche Stichworte: CO₂-Abgabe, Zielvereinbarungen, Wirkungsanalyse

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

A CO₂ tax has been levied on fossil heating and process fuels in Switzerland since 2008. The tax has been increased in 5 steps from an initial rate of CHF 12 to CHF 120 per ton of CO₂ equivalents in 2022, which makes it one of the highest CO₂ taxes in the world³⁴. Large greenhouse gas-intensive plants are exempted from the CO₂ tax since they are required to participate in the emissions trading scheme. Medium-sized plants can be exempted from the CO₂ tax. In return, however, they must agree to a reduction target path with the environmental authority. The aim of this paper is to evaluate empirically the impact of the CO₂ tax versus the target agreements on greenhouse gas emissions mitigations in the industrial and services sector.

Introduction/background

The analysis focuses on greenhouse gas emissions (GGE) in the industry and services sector. The share of the industrial and service sector (excluding waste incineration) of the total GGE of Switzerland is about 30%. In these two sectors, fossil fuels (e.g., heating oil, natural gas) are used for heating buildings and for industrial processes, among other things. Since 2008, the CO₂ tax has been levied on fossil fuels. In 2008 the initial tax rate was CHF 12 per ton of greenhouse gases. It has been increased 5 times. Since 2022 the tax rate amounts to CHF 120 per ton of GGE. According to the revised CO₂ act, the Federal Council could have increased the levy to a maximum of CHF 210 per ton of GGE if predefined interim targets were not met. However, this possibility is currently omitted due to the non-ratification of a revision of the CO₂ law by the Swiss population. From January 1, 2022, the maximum rate of CHF 120 per ton of greenhouse gas emissions under the existing CO₂ act is levied.

The red and blue stacked bars of Figure 7 show the evolution of GGE in the industry and services sectors (left scale). The sectoral interim target path towards a maximum of 65% of the 1990 level in 2030 is indicated. The grey columns show the CO₂ levy in CHF (right scale). The industrial and service sector is on a reduction path. The sectoral target of the CO₂ Ordinance is likely to be achieved.

³² ZHAW School of Management and Law, Fachstelle für Wirtschaftspolitik, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, Tel. +41 58 934 71 04, thomas.leu@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/fwp>

³³ ZHAW School of Engineering, Institut für Nachhaltige Entwicklung, Technoparkstrasse 2, 8400 Winterthur, Tel. +41 58 934 76 69, armin.eberle@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/engineering/institute-zentren/ine>

³⁴ For details of the CO₂ levy please refer to the website of the Federal Office for the Environment: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/en/home/topics/climate/info-specialists/reduction-measures/co2-levy.html>

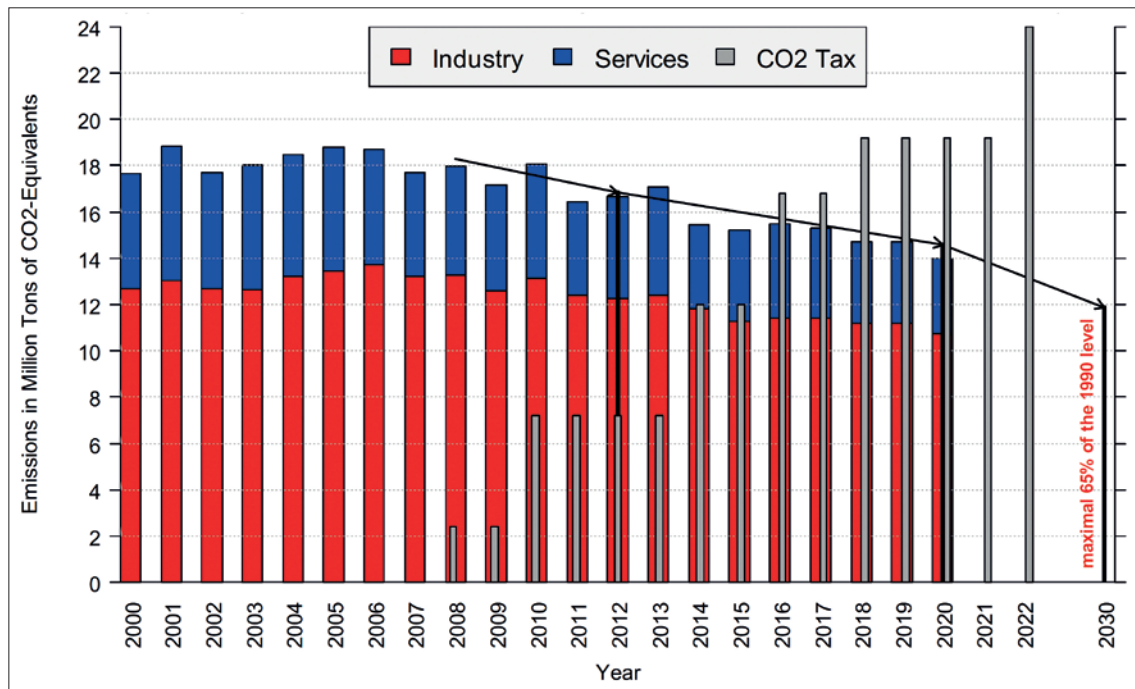


Abbildung 11: Evolution of Switzerland's Greenhouse Gas Emissions in the Industry & Service Sector, Left Scale: GHG Emissions in Tons (2000–2020), Right Scale: CO₂ Levy in CHF (2008–2020), Kyoto Targets for 2012/2020 & Sectoral Interim Target for 2030 are indicated, Data Source: Federal Office for the Environment (FOEN 2022).

Data / methodology

The data being used is from the annual, representative survey of the energy consumption in the industrial and service sector conducted by the Swiss Federal Office of Energy (SFOE). By linking this data with data originating from the Energy Agency of the Swiss Private Sector (EnAW)³⁵, plants belonging to a company which is exempted from the CO₂ levy can be identified.

The analysis is twofold: In a first step, standard fixed effects regression models are applied to identify the causal effect of the two climate policy instruments and to control for unobserved heterogeneity of time-invariant plant-specific characteristics, such as the management's attitude toward environmental aspects. Time-variant plant-specific characteristics such as plant size, area, number of employees or sector affiliation are controlled for. In a second step, plants exposed to the CO₂ levy are compared to plants which committed to a CO₂ reduction target. By applying differences-in-differences estimators, the null-hypothesis which states that the impact on greenhouse gas emissions mitigations does not differ between the two policies is tested. Plausible arguments in favor of either the CO₂ tax or the target agreements are discussed by academics and practitioners.

³⁵ EnAW consults companies which agree to a binding CO₂ reduction commitment. These companies are reimbursed the CO₂ tax by the government: <https://enaw.ch/en>

Results

The panel data of the SFOE/EnAW sample on an annual basis is used to estimate the impact of various influencing factors on the dependent variable, energy consumption or greenhouse gas emissions, using fixed effects regression models, and thereby isolating the policy effect econometrically. Regressions of the form

$$y_{it} = D'_{it}\tau + x'_{it}\eta + A'_t\gamma + \theta_i + \lambda t + \varepsilon_{it}$$

are estimated. y_{it} is an indicator of the GGE and D_{it} the policy variable which states whether company i in period t is covered by a target agreement or is subject to the CO₂ levy.

Conclusion & discussions

Although the topic is relevant for the revision of Switzerland's CO₂ and climate strategy, the literature on this issue is limited. Existing literature refers to the CO₂ tax alone, without considering companies being exempted from the CO₂ tax³⁷ or it focuses on more behavioral aspects³⁷. By applying a data-driven ex-post evaluation, this paper contributes to the ongoing discussion of the two main policies associated with greenhouse gas mitigation in the industry and service sector. Furthermore, the question whether the 2030 Paris targets can be reached in these sectors, is being addressed. Finally, the results can help governments in adjusting existing climate policy instruments.

³⁶ ESee references of the FOEN: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/verminderungsmassnahmen/co2-abgabe.html>

³⁷ See EnAW: <https://enaw.ch/wp-content/uploads/2018/02/Anreize-CO2-Regulierungen.pdf>

2.12 Speisereste-Kleinbiogasanlage zur Optimierung der regionalen Kreislaufwirtschaft im Alpenrheintal

Michael MEIRER^{38,39}

Topics: Erneuerbare Gase, Kreislaufwirtschaft, Alpine Regionen

Key words: Biogas, Speisereste, Öffentlichkeitsarbeit

Relevant for mountainous regions: Ja

Abstract

In diesem Projekt wird die Ökobilanz, Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz der Bevölkerung einer Kleinbiogasanlage im Rheintal für die Verarbeitung von ca. 1.000 kg gewerblicher Küchen- und Speisereste pro Tag, untersucht. Mit dieser Anlage könnte die Entfernung einerseits vom Ort der Entstehung der Speisereste und andererseits vom Ort der Gärrestnutzung zur Biogasanlage von durchschnittlich ca. 50 km auf ca. 10 km reduziert werden. Durch die Positionierung der Kleinbiogasanlage im Dorfzentrum, soll die Wahrnehmung der Bevölkerung für die Themen Abfallvermeidung, -trennung und -behandlung erhöht werden.

Einleitung

Im Rheintal gibt es zwischen Chur und Bodensee drei größere Biogasanlagen die unter anderem auch Küchen- und Speisereste aus der Gastronomie annehmen. Eine in Trimmis im Süden und je eine in Widnau und Lustenau im Norden. Dennoch werden Küchen- und Speisereste von Krankenhäusern, Altersheimen und Betriebskantinen aus dem Rheintal auch zu weiter entfernten Biogasanlagen transportiert. Teilweise über 100 km je Strecke. Nach einer Hochphase der NaWaRo-Biogasanlagen stagnieren diese zunehmend und es kann beobachtet werden, dass immer mehr Biogasanlagen gebaut werden, die mit biogenen Abfällen betrieben werden. Aktuell gibt es in Europa über 1.000 Bioabfallbiogasanlagen, die i.d.R auf 50 – 350 to/Tag ausgelegt sind. Ausserhalb Europas ist die Entwicklung zu Bioabfallbiogasanlagen noch nicht so ausgeprägt. Die Schwankungsbreite der Anlagengrösse ist jedoch deutlich grösser als in Europa. Einerseits werden Anlagen mit bis zu 2.000 to/Tag gebaut, andererseits lässt sich insbesondere aus Indien ein Trend zu sehr kleinen Anlagen mit etwa 1.000 kg/Tag erkennen. Solch kleine Anlagen benötigen für einen störungsfreien Betrieb jedoch ein störstofffreies Substrat, da sie kaum über Störstoffaustragsysteme verfügen, wie sie auf grossen Anlagen üblich sind. Im Alpenrheintal gibt es bereits über zehn gewerbliche Küchen, welche ein Tanksammlersystem bestehend aus einem Speiserestezerkleinerer in der Gastronomieküche und einem Sammel-tank im Keller verbaut haben. Dadurch kann ein störstofffreies bereits zerkleinertes Substrat garantiert werden. Die Fa. MEIKO GREEN Waste Solutions hat bereits vor einigen Jahren gemeinsam mit Walter Schmid in der Umweltarena Zürich mit einer Pilotanlage bestehend aus einem Speiserestezerkleinerer im Restaurant im Erdgeschoss und einer Kleinbiogasanlage im obersten Geschoss des Gebäudes die Machbarkeit einer solchen Anlage unter Beweis gestellt. Durch die stark steigenden Verkaufszahlen solch

³⁸ MEIKO GREEN Waste Solutions AG, Soorpark, CH-9606 Bütschwil,
+41 79 123 93 94, mime@meiko-green.com

³⁹ Verein Rheintalgas, Runkelsstrasse 21, FL-9495 Triesen, michael@rheintalgas.com

kleiner Anlagen in Indien ist deren Preis von ca. 1 Mio CHF auf ca. 250 kCHF gesunken. Die Amortisationsdauer dieser Anlagen kann seither unter 10 Jahre betragen. Darüber hinaus wird auch eine bestmögliche stoffliche Qualität gewährleistet. Alle Betreiber achten bei der Sammlung der biogenen Abfälle am Standort sehr penibel auf die Störstofffreiheit, um Störfälle in der eigenen Anlage zu vermeiden.

Problemstellung

Akzeptiert die Bevölkerung eine Biogasanlage mitten im Dorfzentrum? Rentiert sich eine Biogasanlage mit einer Kapazität von 1.000 kg Speiseresten pro Tag? Ist ein solches Kleinbiogasprojekts nachhaltig?

Methodik

Akzeptanz

Zur Ermittlung ob seitens der Triesenerinnen und Triesener Rückhalt bei diesem Projekt besteht, wird versucht über soziale Medien (Linkedin, Youtube und Facebook) mit der Bevölkerung in Kontakt zu treten. Ebenso nimmt der Verein Rheintalgas bei diversen Veranstaltungen zum Thema Umweltschutz und Nachhaltigkeit teil, um Feedback einzuholen. Sollte die Beteiligung der Gemeinde an diesem Projekt 200 kCHF überschreiten und einige Bürgerinnen und Bürger damit nicht einverstanden sein, könnte ein Referendum ergriffen werden.

Wirtschaftlichkeit

Durch die Gegenüberstellung der zu erwartenden laufenden Einnahmen und Ausgaben soll eine Amortisation des Projektes ermittelt werden.

Nachhaltigkeit

Eine Ökobilanz soll zeigen, ob eine kleine dezentrale Biogasanlage nachhaltiger ist, als eine grossen zentralen.

Ergebnisse

Ergebnisse liegen zur Zeit leider noch keine vor. Der Gemeinderat (GR) Triesen hat in der GR-Sitzung Anfang Juni einstimmig zur Fortführung des Projekt abgestimmt. Im Nachgang kam es deshalb zu Sitzungen mit der Bauverwaltung, einem Architekturbüro und der Liechtensteinischen Gasversorgung. Im Herbst 2022 soll das Projekt durch den GR ins Budget 2023 aufgenommen werden, wodurch eine Finanzierung gemeinsam mit gemeinnützigen Stiftungen erreicht werden würde. Die Realisierung des Projektes wird deshalb Mitte 2023 erwartet. Mit der Untersuchung der Forschungsfragen wurde bereits begonnen. Endgültig können diese Fragen selbstverständlich erst nach der Realisierung der Kleinbiogasanlage beantwortet werden.

2.13 Using cap-and-trade markets to combat high energy prices in Europe

Ingmar SCHLECHT⁴⁰, Ali DARUDI, Beat HINTERMANN⁴¹

Themenzuordnung: Gasversorgung und Energiesicherheit

Zusätzliche Stichworte: Geostrategische Rohstoffabhängigkeiten

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Introduction

In large parts of Europe, the gas import capacity will be at its limits next winter, restricting the overall amount of gas available. To balance demand with scarce supply, European gas prices have risen substantially above world LNG prices. This is because gas users effectively outbid each other on domestic gas markets – for a resource that is physically limited by import constraints. Gas exporting countries and LNG regasification capacity owners benefit from this domestic scarcity, while European consumers are paying high prices and face a challenging and uncertain winter. Various regulatory interventions are being discussed to remedy the gas crisis, but many fail to combine the intention to provide financial relief with the need to limit demand to the physically available quantity.

We propose introducing tradeable gas certificates, which are freely allocated to European industrial gas users based on, e.g., 80% of last year's consumption. Under the policy, industrial gas users within the import-constrained region are required to own a gas usage certificate to be allowed to use one unit of natural gas. The actual gas continues to be traded separately such that all gas contracts and hedging arrangements remain valid, making the intervention legally lightweight. The total amount of issued certificates is based on the physically possible import capacity (plus current storage), and the initial allocation of the certificates is proportional to last year's consumption. The idea is to first distribute the overall gas available within Europe on the certificate market, thus stopping European gas users from outbidding each other on the gas market. As a result, gas prices in Europe may fall to the international LNG price. The regulator can react flexibly to supply changes by releasing some certificates only month-by-month as winter progresses and gas demand by households is realized.

Tradeable gas usage certificates

We propose a «tradable gas usage certificates» policy, similar to the European Emissions Trading System (EU-ETS), which leads to the abatement of CO₂ emissions where it is least costly for the economy (for a review, see Ellerman et al., 2016). For each unit of natural gas (e.g., 1 MWh) consumption, a covered firm must surrender one gas usage certificate. Importantly, the certificates only provide the right to use gas that a firm already owns. The gas itself still must be procured additionally such that gas trading and existing forward contracts are unaffected. The regulator issues a total amount of certificates that

⁴⁰ Zentrum für Energie und Umwelt, ZHAW, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, +41 (0) 58 934 44 03, ingmar.schlecht@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/cee/>

⁴¹ Universität Basel, Peter-Merian Weg 6, 4002 Basel.

is below the sum of current storage plus the gas import capacity, thus replacing the physical constraint with a regulatory constraint. As a result, the scarcity rents are shifted away from the current suppliers to the EU. By allocating most certificates free of charge based on firms' historical consumption levels, the rents are distributed across the economy.

Since the certificates are tradable, gas consumption will be allocated efficiently across firms (illustrated by Figure 8). On the demand side, a firm's willingness to pay for a certificate is equal to its total willingness to pay for gas minus the price in the gas spot market. The market allocates certificates (and thus gas consumption) to the firms that create the most value and therefore have the highest willingness to pay. In other words, gas usage is reduced where it creates the least economic value.

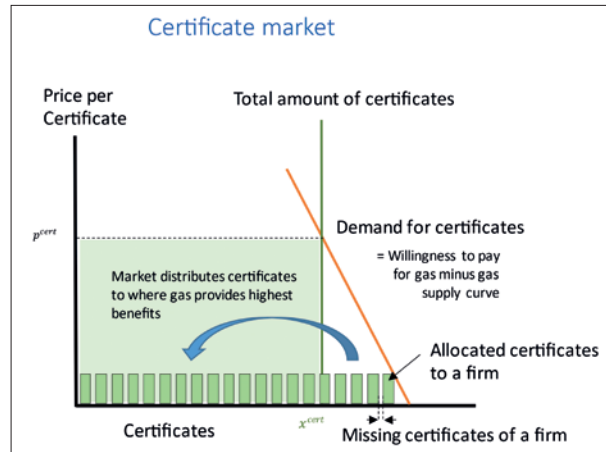


Abbildung 12: Trade in the certificate market

The scheme applies to the countries that comprise the «high price island» and could also be expanded to include others. Households are not included in the scheme but will profit from the lower resulting market prices. The certificate market covers gas usage until the end of winter, e.g., through March 2023. After that, the import capacity limit is not expected to be binding anymore (or, at any rate, the scarcity is less than in winter). Alternatively, the system could be left in place, but in this case, it would be crucial not to allow borrowing certificates from future months.

Benefits of a cap-and-trade approach

The tradable gas usage scheme directly affects the spot gas market (Figure 9). Provided that the total gas consumption from households and industry is below the capacity limit, the spot gas price will decline to the LNG world market price.

To use natural gas, firms must pay both the gas spot price and the certificate price, the sum of which will be (slightly) above the spot-only market price in the crisis. Therefore, the firms still face a high marginal cost for gas consumption and thus remain incentivized to reduce gas consumption.

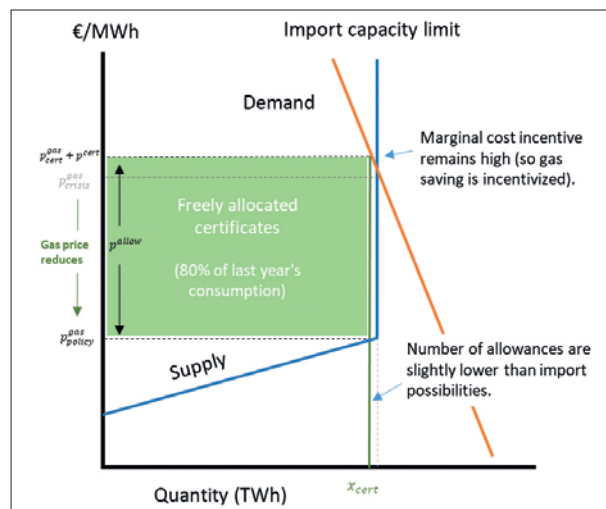


Abbildung 13: Gas market after implementation of the policy

The proposed scheme repatriates the scarcity rent, which corresponds to the light green areas in Figure 8 and Figure 9. Short-term market trades and long-term supply contracts (to the extent that they are indexed to the spot market) will clear at lower prices. The firms with the lowest willingness to pay for gas are expected to sell some (or all) of their certificates and benefit from a «shutdown compensation» by obtaining the certificate market price. Compared to the current situation, certificate buyers are also better off as they benefit from some free-of-charge certificate allocations, e.g., equivalent to 80% of the previous year's consumption. For the remaining share, they pay about the same as in the current conditions.

References

1. Ellerman, D., Marcantonini, C., & Zaklan, A. (2016). The european union emissions trading system: Ten years and counting. *Review of Environmental Economics and Policy*, 10(1), 89–107. <https://doi.org/10.1093/reep/rev014>

2.14 Einbindung einer Kleinstbiogasanlage in ein Kreislaufhaus

Michele SENN⁴², Florian RÜSCH⁴³

Themenzuordnung: Produktion, Speicher, Verteilung, Energie und Klima

Zusätzliche Stichworte: Dezentrale Produktion von erneuerbaren Energien, Rohstoffe und Kreislaufwirtschaft in Zeiten der Energie- und Klimawende

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Das Bedürfnis nach Energieautarkie ist aktueller denn je. Dasselbe gilt für den Bedarf unsere Ressourcen so effizient wie möglich zu nutzen und Kreisläufe so gut wie möglich zu schliessen. Die Schweizer Energiestrategie sieht vor, in möglichst naher Zukunft, den landesweiten Energiebedarf mit im Inland produzierten, erneuerbaren Energien decken zu können. Damit sollen in Zukunft Energieimporte und Kernkraft obsolet werden. Auch private Haushalte wünschen sich eine höhere Energieautarkie, um den Preisschwankungen des Energiemarktes weniger ausgesetzt zu sein. Die dezentrale Verwertung organischer Abfälle, wie Lebensmittelreste und Gartenabfälle durch Eigenkompostierung, ist weit verbreitet. Dabei wird das energetische Potenzial dieser Abfälle jedoch nicht genutzt.

Kleinstbiogasanlagen können die Möglichkeit bieten, organische Abfälle nicht nur stofflich, sondern auch energetisch, dezentral zu verwerten. Dadurch kann ein höherer Grad an Eigenversorgung erreicht, fossile Energieträger substituiert und Kreisläufe geschlossen werden.

Aufgrund der zunehmenden Platz- und Ressourcenverknappung werden platzeffiziente und autarke Wohnsysteme, wie Tiny Houses und Kreislaufhäuser, in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Durch die Einbindung von Kleinstbiogasanlagen können Reststoffe wie Nahrungsmittel- und Gartenabfälle sowie Mist von Haus- oder Nutztieren und gegebenenfalls Schwarzwasser verwertet werden. Das Gärgut kann anschliessend im Garten als Dünger genutzt und das Biogas zum Kochen, Heizen oder als Treibstoff verwendet werden.

Im Tiny House der Firma LIVO ist bereits die Einbindung einer Kleinstbiogasanlage vorgesehen und Teil des Energiekonzeptes. Das Energiekonzept des LIVO Tiny House sieht wie folgt aus:

Auf der Dachfläche stehen 10 m² für Photovoltaik-Module, Solarboiler und Pflanzenkläranlage zur Verfügung. Die im Haus enthaltene Energiebox beinhaltet Stauvolumen für die Wasseraufbereitung, für die Kleinstbiogasanlage und für die Salzwasserbatterie und versorgt das Haus mit Strom, Wasser und Gas. Mittels Pflanzenkläranlage auf dem Dach und Kohlefilter in der Energiebox wird das Abwasser wieder zu Trinkwasser aufbereitet und somit im Kreislauf gehalten. In der Kleinstbiogasanlage werden Essensreste, Gartenabfälle, Mist und Fäkalien zu Biogas verwertet. Dieses wiederum kann zum Kochen verwendet werden. Das Gärgut kann als Dünger (Jauche) im Garten oder Gewächshaus verwendet werden. Als Stromspeicher dient eine Salzwasserbatterie (Redox-Flow-Batterie). Die Photovoltaikzellen auf dem Dach wandelt Sonnenenergie in Strom um. Im Frühling, Sommer und Herbst werden die Gaskochfelder zum Kochen verwendet. Das

⁴² ZHAW Life Sciences und Facility Management, Einsiedlerstrasse 29, 8820 Wädenswil, 0763977213, senl@zhaw.ch

⁴³ ZHAW Life Sciences und Facility Management, Einsiedlerstrasse 29, 8820 Wädenswil, 058 934 56 62, ruc@zhaw.ch

Gas dafür kommt aus der Kleinstbiogasanlage. In den Wintermonaten können die Holzofenkochplatten alternativ genutzt werden, da die Gasproduktion aufgrund der tieferen Temperaturen möglicherweise verringert ist. Der Rauchgasboiler sorgt im Winter für die Warmwasserproduktion des Hauses. (LIVO, 2022)

Für die Einbindung ins LIVO Tiny House wurde für die Versuche eine Kleinstbiogasanlage des Herstellers HOMEBIOGAS ausgewählt. Bei diesem Modell handelt es sich um die Anlage HOMEBIOGAS 2.0 mit 1'200 L Gärvolumen.

Laut Hersteller beträgt die Mindestbetriebstemperatur 20°C. Da in der Schweiz die Durchschnittstemperatur meist unter 20°C liegt, musste der Fermenter mit einem Heizsystem, bestehend aus elektrischem Wasserboiler und Umwälzpumpe, ausgestattet werden.

Für die Massen- und Energiebilanzierung wurde von einer Betriebstemperatur von 36°C ausgegangen. Es wurde mit einer Fütterungsmenge von täglich 12 L Lebensmittelabfällen (Trockensubstanz-Gehalt von 16.3%, organischer Anteil von 94%) sowie einem theoretischen Biogasertrag von 584 L kg⁻¹ oTS (organischer Trockensubstanz) und einem Methangehalt von 62%, bei einem k-Wert von 0.22 gerechnet (Allen et al. 2016). Dies entspricht laut Hersteller der maximalen Fütterungsmenge. (Homebiogas, 2022)

Laut der berechneten Massen- und Energiebilanz können mit dieser Kleinstbiogasanlage insgesamt 7.7 kWh d⁻¹ Energie produziert werden. Hiervon werden jedoch 3.5 kWh d⁻¹ für die Fermenterheizung und die Umwälzpumpe benötigt. Dies bedeutet, dass sogar im Winter ein Energiegewinn von ungefähr 4 kWh d⁻¹ möglich ist.

Da Tiny House allerdings nur für zwei Bewohner konzipiert ist, reduziert sich der zu erwartende Anfall an Lebensmittelabfällen, inklusive Gartenabfällen, auf 4 L pro Tag (Trockensubstanz-Gehalt von 16.3%, 94% oTS). (Beretta & Hellweg, 2019). Das bedeutet, dass mit der Kleinstbiogasanlage nur noch 2.6 kWh d⁻¹ Energie produzieren kann, was insgesamt dann zu einem Nettodefizit von 0.9 kWh d⁻¹ führt.

Um die Anlage produktiv betreiben zu können, muss deshalb ausreichend Substrat vorhanden sein, um die maximale Kapazität des Fermenters zu erreichen. Dafür kämen Lebensmittelabfälle von Nachbarn, Mist von Haus- oder Nutztieren oder Schwarzwasser in Frage. Eine weitere Möglichkeit wäre, die Energiebox ausreichend zu isolieren, damit die Abwärme aus dem Tiny House ausreicht, um die Temperatur bei 20°C zu halten, sodass die Kleinstbiogasanlage nicht zusätzlich beheizt werden müsste. Eine weitere Alternative wäre die Anlage noch kleiner zu dimensionieren.

Quellen

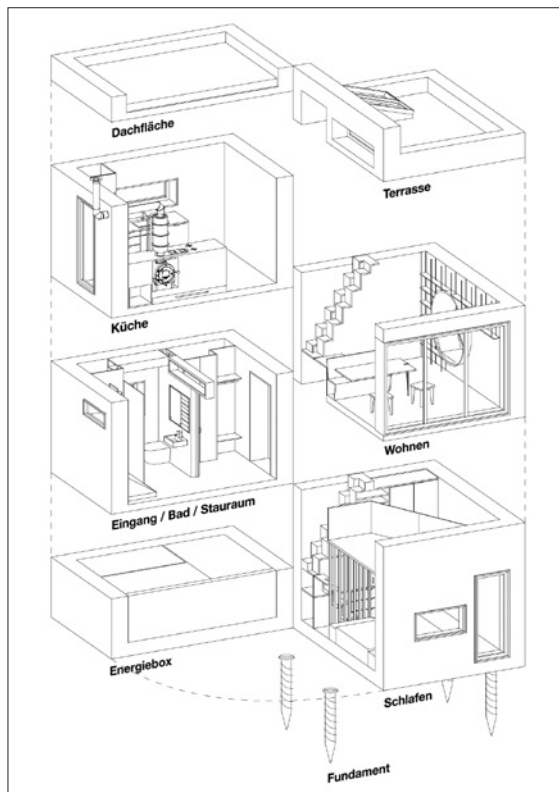
1. Allen, E., Wall, D. M., Herrmann, C., & Murphy, J. D. (2016). A detailed assessment of resource of biomethane from first, second and third generation substrates. *Renewable Energy*, 87, 656–665. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.060>
2. Homebiogas. (2021). *HBG 2.0 HOUSEHOLD BIOGAS SYSTEM OWNER'S MANUAL*.
3. *Kleinwohnform LIVO*. (o. J.). Abgerufen 14. Dezember 2022, von <https://www.projekt-livo.ch>
4. Beretta, Hellweg, (2019). Lebensmittelverluste in der Schweiz: Umweltbelastung und Verminderungspotenzial. Bafu



Abbildung 14: Die Kleinstbiogasanlage mit 1'200 L Gärvolumen von HOME BIOGAS. Foto: Homebiogas.com



Abbildung 15: Tiny House der LIVO.
Foto: Projekt-livo.ch



In der schematischen Darstellung ist die Energiebox eingezeichnet, in welcher die Kleinstbiogasanlage vorgesehen ist.

2.15 More than money: Local impact is why individuals participate in citizen-financed Photovoltaics

Fabienne SIERRO⁴⁴, Yann BLUMER⁴⁵

Themenzuordnung: Genossenschaftliche und andere Beteiligungsmodelle

Zusätzliche Stichworte: Finanzierung der Energiewende, crowdfunded PV-Anlagen, materielle Partizipation

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Nachwuchsautorin: Fabienne Sierro

Content

Photovoltaics (PV) is used for renewable, decentralised electricity production and represents an important pillar in the energy transition. In recent years PV projects have become more and more economically viable. The volume of financial resources for renewable energy projects coming from private individuals is growing considerably in importance, thereby increasing the involvement of citizens.

Citizen-financed photovoltaics (CiFi PV) is one of new and innovative investment models for the energy transition, giving individuals the opportunity to invest into solar panels that are part of a bigger installation situated elsewhere than on top of the investor's roof. In return for their investment, participants receive either their invested money including a specific amount of interest or a fixed amount of electricity that is deducted from their electricity bills.

In the context of the energy transition, CiFi PV bears potential to upscale solar power and thereby accelerate the expansion of renewables. On the one hand, it can provide financial resources for new PV installations and the other hand, CiFi PV can improve social and political support through involving citizens beyond mere energy consumption and increasing perceived legitimacy.

As citizens become more and more important for the financing of renewable energy projects, they also become more relevant in their role to bring about socio-technical change individually and collectively, as conceptualised in emerging theories around energy citizenship. Considering these aspects, CiFi PV bears potential to contribute to the energy transition. To unlock this potential, it is necessary to understand motivations underlying CiFi PV participation to attract a larger pool of citizens.

State of the art

The heterogeneous CiFi PV niche is currently constituted by profit-oriented private ventures and utilities as well as more ideology-driven initiatives by cooperatives, associations and municipalities. Recent studies provide insights into barriers and drivers of such

⁴⁴ ZHAW School of Management and Law, Theaterstrasse 17, 8400 Winterthur, +41 (0) 58 934 68 93, fabienne.sierro@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/en/about-us/person/sieo/>

⁴⁵ ZHAW School of Management and Law, Theaterstrasse 17, 8400 Winterthur, +41 (0) 58 934 46 86, yann.blumer@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/en/about-us/person/blue/>

CiFi PVs. Yet, considering the heterogeneity of offers, a broad overview of motivational factors explaining CiFi PV participation is still missing. Most often investigating one or two offers from the same kind of provider, CiFi PV studies tend to focus on either economic or environmental aspects as key factors explaining an individual's decision to participate. However, other motivations such as the individual civic engagement in the energy transition or symbolic attributes may play an important role.

Our study focuses on early adopters of five different Swiss CiFi PVs, including offers from private ventures, cooperatives and local energy providers. More specifically, we characterise early adopters in comparison to the average Swiss citizen and aim at understanding what motivational attributes of CiFi PV influence the early adopter's willingness to (re-)invest. We contribute to recent literature by showing that the emerging dichotomy around financially or environmentally motivated investments seems to be a short-cut and needs further research.

Method

To address our research question, we conducted an online survey with early adopters, i.e. individuals who have already invested in CiFi PV models, between November 2021 and January 2022. The survey consisted of four parts, questioning participants about their participation in one or multiple offers, their perception of their role and motivational attributes underlying CiFi PV, their principles of life and finally, questions related to sociodemographic factors.

For the recruitment of participants, five CiFi PV providers from the Swiss-German and French speaking part of Switzerland distributed our survey amongst their clients or – in the case of cooperatives – their members (N=510). On average, the completion of the survey took 10 minutes. For our data analysis, we conducted a principal component analysis (PCA) on our adapted motivational attributes scale, as well as a multiple regression analysis analysing the motivational attributes in relation to the participants' willingness to re-invest into CiFi PV. Finally, we carried out a cluster analysis to categorise different types of early adopters.

Results

In comparison to the average Swiss citizen, early adopters are slightly more politically left leaning, dispose of stronger altruistic and biospheric values, have a higher income and are more engaged in associations, particularly local, environmental, or political associations.

Our study suggests that (early) adopters may not be principally motivated to invest based on financial considerations. This stands in contrast to previous findings, where adopters and non-adopters of two CiFi PVs were shown to be mainly motivated by financial aspects (e.g., Fleiss et al., 2018). For the five selected CiFi PVs, results indicate that early adopters are mainly motivated to invest by the prospect of creating local impact. Our regression model ($R^2 = 0.2$) confirms that motivational attributes significantly influence the willingness to re-invest into CiFi PV and that local impact attributes were found to be statistically significant ($B=0.028$, $\beta= 0.17^{***}$), while other attributes, such as financial aspects, were not significant.

This result indicates that early adopters perceive CiFi PV mainly as a way to meaningfully engage in the energy transition, thereby, relating to material participation as conceptualised by Ryghaug et al., 2018. This opens discussions around the citizen's role in the energy transition and the types of participation that could (or should) be considered as acts of energy citizenship. We argue that future research should further focus on the perspective of the individual citizen to better understand intentions, motivations and meaning behind different acts related to the energy transition and energy citizenship.

In the Swiss context, these findings may point out potential to expand CiFi-PV in alpine regions, as such offers represent an opportunity for locals to meaningfully contribute to the development of their region. Moreover, PV installations in those regions generally produce more power than compared to the midlands, but they are more expensive. CiFi PV could be an opportunity to close potential financial gaps.

Finally, we also suggest that future research should include local impact attributes when assessing motivational attributes underlying the adoption of sustainable innovations.

Key references

1. Fleiss, E., Hatzl, S., Seebauer, S., & Posch, A. (2017). Money, not morale: The impact of desires and beliefs on private investment in photovoltaic citizen participation initiatives. *Journal of Cleaner Production*, 141, 920–927. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.09.123>
2. Ryghaug, M., Skjølsvold, T. M., & Heidenreich, S. (2018). Creating energy citizenship through material participation. *Social Studies of Science*, 48(2), 283–303. <https://doi.org/10.1177/0306312718770286>

⁷⁷ Beide Modelle sind Teil der Nexus-e Modellierungsplattform (<https://nexus-e.org/>)

2.16 Der zukünftige Beitrag von V2G zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Schweiz

**Tim SIGNER⁴⁶, Elia LIMARZO⁴⁷, Manuel RUPPERT⁴⁸,
Wolf FICHTNER⁴⁹**

Themenzuordnung: Versorgungssicherheit

Zusätzliche Stichworte: Bidirektionales Laden, V2G, Lastglättung

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Nachwuchsautor: Tim Signer

Abstract

Die Sicherstellung der zuverlässigen Elektrizitätsversorgung ist für die Schweiz in den kommenden Jahren mit verstärkten Herausforderungen verbunden. So sind insbesondere die gescheiterten multilateralen Verhandlungen der Schweiz und EU über ein neues Rahmenabkommen im vergangenen Jahr eine Herausforderung für die Versorgungssicherheit. Dieses Abkommen sollte den Zugang der Schweiz zum europäischen Strommarkt sowie den grenzüberschreitenden Stromhandel regeln. Eine kurzfristige Einigung ist derzeit nicht zu erwarten und somit droht der Schweiz im ungünstigsten Szenario ab 2025 ein Ausschluss aus dem europäischen grenzüberschreitenden Stromhandel. In diesem Fall würden die Importkapazitäten der Schweiz stark eingeschränkt, was insbesondere in den Wintermonaten zu Versorgungsengpässen führen könnte.

Weiter nimmt die installierte Leistung der konventionellen Erzeugungskapazitäten in der Schweiz ab, unter anderem durch den Ausstieg aus der Kernenergie, der dazu führt dass die bestehenden Kernkraftwerke in absehbarer Zeit vom Netz gehen werden. Durch die Ziele zur Minderung der Treibhausgasemissionen spielen dezentrale erneuerbare Energieträger eine zunehmend wichtige Rolle im Schweizer Energiesystem. Hier soll insbesondere Photovoltaik in den kommenden Jahren stark ausgebaut werden. Das Dargebot dieser Energieträger folgt primär meteorologischen Gegebenheiten, der effiziente Einsatz von Flexibilitäten im Stromsystem wird somit wichtiger. Elektrofahrzeuge (EV) können dem Stromsystem durch zeitliches Verschieben der Ladevorgänge Flexibilitäten bereitstellen. Auch wird die kommende Generation von EV zunehmend bidirektional ladefähig sein. Solche bidirektional ladefähigen EV können Elektrizität laden und auch wieder ins Netz zurückspeisen, was als Vehicle-to-Grid (V2G) bezeichnet wird. Vor dem Hintergrund der stark wachsenden Zulassungszahlen könnte V2G in zukünftigen Energiesystemen große Flexibilitäten bereitstellen.

⁴⁶ Karlsruher Institut für Technologie, Hertzstr. 16 – Gebäude 06.33 (Campus West), 76187 Karlsruhe, +49 721 608-44400, tim.signer@kit.edu

⁴⁷ Touring Club Schweiz TCS, Mobilitätsberatung, Poststrasse 1, 3072 Ostermundigen, +41 79 669 38 53 elia.limarzo@tcs.ch

⁴⁸ Karlsruher Institut für Technologie, Hertzstr. 16 – Gebäude 06.33 (Campus West), 76187 Karlsruhe, +49 721 608-44591, manuel.ruppert@kit.edu

⁴⁹ Karlsruher Institut für Technologie, Hertzstr. 16 – Gebäude 06.33 (Campus West), 76187 Karlsruhe, +49 721 608-44460, wolf.fichtner@kit.edu

Vor diesem Hintergrund wird in dieser Studie das Potenzial von bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeugen zur Sicherung der Versorgungssicherheit in der Schweiz untersucht. Zur Abschätzung der Flexibilität, die Elektrofahrzeuge zu einem bestimmten Zeitpunkt bereitstellen können, wurde ein hybrider Modellierungsansatz angewandt. Dabei wurde im ersten Schritt die zukünftige Marktdiffusion von Elektrofahrzeugen mit einem Top-Down-Ansatz durch ein Bass-Diffusionsmodell modelliert. Weiter wurde im zweiten Schritt ein binäres logistisches Regressionsmodell entwickelt, welches den prognostizierten EV-Flotten, repräsentative Fahrtprofile des Schweizer Mikrozensus zuordnet. Die Auswahl der Variablen und Berechnung der Parameter des binären logistischen Regressionsmodells erfolgte mithilfe einer Studie des Touring Clubs Schweiz (TCS), welche das Mobilitätsverhalten von Schweizer Elektrofahrzeugfahrern untersuchte. Die Verknüpfung beider Methoden ermöglicht die Modellierung des Fahr- und Ladeverhaltens zukünftiger EV-Adoptoren in der Schweiz. Die Abschätzung des Potentials von V2G zur Sicherung der zukünftigen Schweizer Stromversorgung, erfolgt mithilfe eines Optimierungsmodells mit dem Ziel eines lastglättenden Flexibilitätseinsatzes. Mithilfe der Methodik kann der optimale Einsatz der durch bidirektional ladefähige EV bereitgestellten Flexibilitäten bestimmt werden, mit dem Ziel die Residuallast des Schweizer des Schweizer Energiesystems zu minimieren. Das zuvor bestimmte Potential der EV-Flotte zur Spitzenlastglättung erlaubt Rückschlüsse über möglichen Beitrag von V2G zur Versorgungssicherheit.

Die vorläufigen Berechnungen prognostizieren einen EV-Bestand liegt bei rund 599.700 Fahrzeugen im 2025 resp. 1.263.300 im 2030 für ein Szenario, wo das Ziel der Roadmap Elektromobilität von 50 Prozent Neuzulassungen im 2025 erreicht wird. Die maximal von den EV verursachte Last an einem Arbeitstag beträgt rund 760 MW im 2025. Die total geladene Energiemenge beträgt 5.800 MWh. Die Untersuchung des Lastverschiebepotenzials zeigte, dass 95 Prozent dieser Energiemenge über die Zeit flexibel geladen werden kann.

3 Autorenverzeichnis

Cordin ARPAGAUSS

*OST – Ostschweizer Fachhochschule,
Institut für Energiesysteme IES,
Werdenbergstrasse 4, CH-9471 Buchs
cordin.arpagaus@ost.ch
Tel. +41 58 257 34 94*

Jack BAKER

*Oeschger Centre for Climate Change Research
and Institute of Political Science,
University of Bern
jack-baker@unibe.ch*

Corinna BAUMGARTNER

*ZHAW,
Technikumstrasse 9, 8401 Winterthur
corinna.baumgartner@zhaw.ch*

Thomas BERGMANN

*IEFE/ZHAW,
Technikumstrasse 9, 8401 Winterthur
begm@zhaw.ch
Tel. +41 58 934 47 05
www.zhaw.ch/iefe*

Matthias BERTHOLD

Co-Autor Cordin ARPAGAUSS

Stefan BERTSCH

Co-Autor Cordin ARPAGAUSS

Yann BLUMER

*ZHAW School of Management and Law,
Theaterstrasse 17, 8400 Winterthur,
yann.blumer@zhaw.ch
Tel. +41 58 934 46 86
www.zhaw.ch/en/about-us/person/blue*

Anke BOCKREIS

*Universität Innsbruck, Institut für Infrastruktur,
Arbeitsbereich Umwelttechnik,
Technikerstr. 13, 6020 Innsbruck (AT)
anke.bockreis@uibk.ac.at
Tel. + 43 512 / 507 62117
www.uibk.ac.at/umwelttechnik*

Gian CARLE

*Carle Energy Consulting GmbH,
Im Ebnet 20, 8700 Küsnacht
carle@carle-energy-consulting.ch
Tel. +41 79 571 03 82*

Paula CASTRO

*Center for Energy and Environment,
ZHAW School of Management and Law
paula.castro@zhaw.ch*

Alberto CARPENTIERI

*ETH Zurich,
Bern University of Applied Science
alberto.carpentieri@bfh.ch*

Aksornchan CHAIANONG

*Center for Energy and the Environment,
School of Management and Law,
Zurich University of Applied Sciences,
Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur
aksornchan.chaianong@zhaw.ch*

Serena DANESI

*IEFE/ZHAW,
Technikumstrasse 9, 8401 Winterthur,
Tel. +41 58 934 49 90
dane@zhaw.ch
www.zhaw.ch/iefe*

Ali DARUDI

Co-Autor Ingmar Schlecht

Armin EBERLE

*ZHAW School of Engineering,
Institut für Nachhaltige Entwicklung,
Technoparkstrasse 2, 8400 Winterthur
armin.eberle@zhaw.ch
Tel. +41 58 934 76 69
www.zhaw.ch/de/engineering/institute-zentren/ine*

Mick ESCHMANN

Co-Autor Cordin ARPAGAUS

Peter FLOHR

*ZHAW,
Technikumstrasse 9, 8401 Winterthur
peter.flohr@zhaw.ch*

Wolf FICHTNER

*Karlsruher Institut für Technologie
Hertzstr. 16 – Gebäude 06.33 (Campus West),
76187 Karlsruhe
wolf.fichtner@kit.edu
Tel. +49 721 608-44460*

Doris FOLINI

ETH Zurich

Mario GELLRICH

*Institute of Business Information Technology,
School of Management and Law,
Zurich University of Applied Sciences,
Theaterstrasse 17, 8401 Winterthur
mario.gellrich@zhaw.ch*

Klaus GUGLER

*Vienna University of Economics and Business,
Vienna, Austria
klaus.gugler@wu.ac.at*

Adhurim HAXHIMUSA

*University of Applied Sciences of the Grisons,
Chur, Switzerland
adhurim.haxhimusa@fhgr.ch*

Beat HINTERMANN

*Universität Basel,
Peter-Merian Weg 6, 4002 Basel*

Karin INGOLD

*Oeschger Centre for Climate Change Research and
Institute of Political Science, University of Bern;
Department of Environmental Social Sciences, Eawag
karin.ingold@unibe.ch*

Marlene KAMMERER

*Oeschger Centre for Climate Change Research
and Institute of Political Science,
University of Bern
marlene.kammerer@unibe.ch*

Carolina KINZEL

*carolina.kinzel@uibk.ac.at
www.uibk.ac.at/umwelttechnik*

Julika KNAPP

*julika.knapp@uibk.ac.at
www.uibk.ac.at/umwelttechnik*

Ralph KUSTER

Co-Autor Cordin ARPAGAUS

Florian LANDIS

ZHAW,

Bahnhofplatz 12, 8000 Winterthur

florian.landis@zhaw.ch

Tel. +41 58 934 79 84

Thomas LEU

ZHAW School of Management and Law,

Fachstelle für Wirtschaftspolitik,

Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur

thomas.leu@zhaw.ch

Tel. +41 58 934 71 04

www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/fwp

Mario LIEBENSTEINER

Friedrich-Alexander University Erlangen-Nuremberg,

Germany

mario.liebensteiner@fau.de

Thomas LICHTMANNEGGER

thomas.lichtmannegger@uibk.ac.at

www.uibk.ac.at/umwelttechnik

Elia LIMARZO

Touring Club Schweiz TCS, Mobilitätsberatung,

Poststrasse 1, 3072 Ostermundigen

elia.limarzo@tcs.ch

Tel. +41 79 669 38 53

Michael MEIRER

MEIKO GREEN Waste Solutions AG,

Soorpark, CH-9606 Bütschwil

mime@meiko-green.com

Tel. +41 79 123 93 94

Verein Rheintalgas,

Runkelsstrasse 21, FL-9495 Triesen

michael@rheintalgas.com

Angela MEYER

Bern University of Applied Science

Ingmar SCHLECHT

Zentrum für Energie und Umwelt, ZHAW,

Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur

ingmar.schlecht@zhaw.ch

Tel. +41 58 934 44 03

www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/cee

Manuel RUPPERT

*Karlsruher Institut für Technologie,
Hertzstr. 16 – Gebäude 06.33 (Campus West),
76187 Karlsruhe
manuel.ruppert@kit.edu
Tel. +49 721 608-44591*

Florian RÜSCH

*ZHAW Life Sciences und Facility Management,
Einsiedlerstrasse 29, 8820 Wädenswil
ruec@zhaw.ch
Tel. +41 58 934 56 62*

Michele SENN

*ZHAW Life Sciences und Facility Management,
Einsiedlerstrasse 29, 8820 Wädenswil
senl@zhaw.ch
Tel. +41 76 397 72 13*

Fabienne SIERRO

*ZHAW School of Management and Law,
Theaterstrasse 17, 8400 Winterthur,
fabienne.sierro@zhaw.ch
Tel. +41 58 934 68 93
www.zhaw.ch/en/about-us/person/sieo*

Tim SIGNER

*Karlsruher Institut für Technologie,
Hertzstr. 16 – Gebäude 06.33 (Campus West),
76187 Karlsruhe
tim.signer@kit.edu
Tel. +49 721 608-44400*

Michael UHLMANN

Co-Autor Cordin ARPAGAUS

Martin WILD

ETH Zurich

Christian WINZER

*Center for Energy and the Environment,
School of Management and Law,
Zurich University of Applied Sciences,
Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur
christian.winzer@zhaw.ch*