



ENERGIEFORSCHUNGSGESPRÄCHE DISENTIS 2019

23.– 25. Januar 2019, Kloster Disentis



Foto: Daniel Winkler | kloster-disentis.ch



Energieforschungsgespräche Disentis 2019

Abstracts

Sammelband zu den 4. Energieforschungsgesprächen Disentis
23. – 25. Januar 2019, in Disentis, Schweiz

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

Prof. Dr. Harald Raupenstrauch

Montanuniversität Leoben

Prof. Dr. Werner Hediger

Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Chur

Dr. Nadja Germann

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) Aarau

Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe

Energieforschungsgespräche Disentis 2019

Herausgeber: Prof. Dr. Harald Raupenstrauch, Montanuniversität Leoben; Prof. Dr. Werner Hediger, Zentrum für Wirtschaftspolitische Forschung HTW Chur; Dr. Nadja Germann, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) Aarau; Stiftung Alpines Energieforschungcenter 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.

© 2019

ISBN 978-3-033-07116-2

INHALTSVERZEICHNIS

1	Vorwort der Gemeindepräsidenten der Standortgemeinden Disentis, Medel/Lucmagn, Sedrun/Tujetsch	- 1 -
2	Vorwort Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe	- 2 -
2.1	Stiftungsrat Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe	- 3 -
3	Vorwort energia alpina	- 5 -
4	Vorwort Elektrizitätswerk Altdorf AG (EWA)	- 6 -
5	Vorwort Elektrizitätswerk Ursern EWU	- 7 -
6	Vorwort Rhienergie AG	- 8 -
7	Befreundete Organisationen	- 9 -
8	Organisation der Konferenz	- 10 -
9	Abstracts der Vorträge	- 11 -
9.1	Flexibilität im Schweizer Elektrizitätsmarkt	- 11 -
9.2	Challenges for the Implementation of the Austrian Climate and Energy Strategy from an electricity economic Perspective	- 14 -
9.3	Eine Analyse der Handelsflüsse von Treibhausgaszertifikaten im Schweizer Emissionshandelsregister (2007-2014)	- 17 -
9.4	Dezentrale Aufbereitung und Lagerung von biogenen Abfällen	- 19 -
9.5	Die Blockchain-Technologie in Walenstadt	- 22 -
9.6	Hydrothermale Co-Verflüssigung von Mikroalgen und biogenen Reststoffen zur Gewinnung erneuerbarer Energieträger	- 24 -
9.7	Der Revisionsentwurf des StromVG aus rechtlicher Sicht	- 28 -
9.8	Pro-Environmental Incentives And Loss Aversion: A Field Experiment On Electricity Saving Behavior	- 29 -
9.9	Water Fee-Induced Financial Flows in Switzerland	- 32 -
9.10	Cross-border Effects of Capacity Remuneration Mechanisms: The Swiss Case	- 33 -
9.11	Design und Einsparpotentiale hybrider Energiesysteme	- 34 -
9.12	Klimawandel und Kapitalmärkte	- 35 -

9.13	Profitabilität der Schweizer Wasserkraft unter verschiedenen Wasserzinsregimes	- 36 -
9.14	Energieeffizienz Politiken: Lektionen aus dem Vereinigten Königreich	- 39 -
9.15	Numerical Weather Models for Resource Assessment of Alpine Wind Power	- 40 -
9.16	Erneuerbare Energien und die Rolle des Schnees: Erkenntnisse aus detaillierten Szenarienrechnungen für Wasserkraft und PV	- 42 -
9.17	Coanda-Rechen – eine innovative Wasserfassung	- 45 -
9.18	Entscheidung für Energieeffizienz: Auswirkungen von Kultur, Verhalten und Technikdiffusion in produzierenden KMU in Baden-Württemberg (EntschEff)	- 52 -
9.19	HyWin - Aktive Hybridfassade für Glashochhäuser	- 54 -
9.20	Will the experience curve of PV repeat for Batteries and Electrolysis?	- 60 -
9.21	How do plants respond to a rising carbon tax? Empirical evidence on energy consumption and emissions	- 61 -
9.22	Agent-Based Model Assessment of EV Charging Infrastructure in St. Gallen	- 63 -
9.23	Wärmeversorgung mit saisonalen Erdspeichern und Solarthermie – eine Potenzialabschätzung	- 65 -
9.24	Temporäre Verfügbarkeit erneuerbarer Energien – Einsatzmöglichkeit elektrochemischer Verfahren	- 67 -
9.25	Water Fee Induced Financial Flows in Switzerland	- 71 -
9.26	Messung emotionaler Reaktionen um die Wahrnehmung von Landschaftsveränderungen, verursacht durch erneuerbare Energiesysteme, zu erfassen	- 72 -
9.27	Ultrabandbreite-Infrastruktur als Grundlage für die Digitalisierung und wirtschaftliche Entwicklung von Berg- und Peripherieregionen	- 74 -
9.28	Grenzen des dezentralen Recyclings in Gebirgsregionen	- 75 -
9.29	Energieversorgung Alpiner Ski- und Wandergebiete – Kosteneffizienz erneuerbarer Energiesysteme	- 77 -
9.30	Zukünftiges Marktdesign für Erneuerbare Energien in der Schweiz	- 78 -
9.31	Die Energiewende im bayerischen Oberland – Im Spannungsfeld zwischen Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit und Ressourcenknappheit	- 80 -
10	Autorenverzeichnis	- 81 -

1 Vorwort der Gemeindepräsidenten der Standortgemeinden Disentis, Medel/Lucmagn, Sedrun/Tujetsch

Klimawandel ist in aller Munde. Vielerorts wird nach Lösungen gesucht. Grosse Konferenzen setzen sich für dieses Thema ein. 2015 gelang es in Paris, eine neue internationale Klimaschutz-Vereinbarung in Nachfolge des Kyoto-Protokolls zu verabschieden. Im Dezember 2018 einigte man sich in Polen an einer weiteren Konferenz auf konkrete Implementierungsschritte.

Auch unsere Gemeinden sind durch den Klimawandel gefordert. Es wird davon ausgegangen, dass die Temperaturen bei uns stärker steigen als im weltweiten Durchschnitt. Durch die Folgen des Rückgangs der Gletscher und des Permafrosts kann es zu vermehrten Fels- und Bergstürzen, sowie in Kombination mit einer Zunahme der Starkniederschläge im Sommer auch zu mehr Murgängen kommen.

Energie ist eine zentrale Grösse in der Suche nach der Reduktion des Ausstosses von CO₂, dessen Zunahme als Hauptverursacher der Klimaerwärmung gilt.

An den Energieforschungsgesprächen 2019 werden Ergebnisse aus der aktuellen Forschung auf ihre möglichen regionalen Auswirkungen und somit auf ihre Eignung im Alpenraum überprüft.

Die Standortgemeinden unterstützen die Energieforschungsgespräche Disentis und sind überzeugt, dass diese einen sinnvollen Beitrag für die Zukunft auch unserer Gemeinden leisten.

Rico Tuor
*Gemeindepräsident
Medel/Lucmagn*

Beat Röschlin
*Gemeindepräsident
Sedrun/Tujetsch*

Robert Cajacob
*Gemeindepräsident
Disentis/Mustér*

2 Vorwort Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe

Die Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe ist eine nicht profitorientierte Forschungsinstitution, die sich mit interdisziplinärer Energieforschung zum Nutzen der Gebirgskantone und weiterer alpiner Regionen befasst.

AlpEnForCe führt 2019 zum vierten Mal die Energieforschungsgespräche Disentis durch. Nationale und internationale Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler präsentieren in über 30 Vorträgen in Disentis ihre aktuellen Forschungsergebnisse zu Energiethemen und diskutieren mit anderen Forschenden und dem interessierten Fachpublikum.

Erstmals fand dieses Jahr die Auswahl der Vorträge über einen Review-Prozess statt. Im Frühjahr 2018 wurde ein Call versandt. Im Herbst erfolgte der Review der eingegangenen Abstracts durch das Scientific Committee. Die akzeptierten Beiträge werden nun an den diesjährigen Energieforschungsgesprächen präsentiert.

Aus den Resultaten der Energieforschungsgespräche wird AlpEnForCe ein Thema an ihrer Sommertagung vertiefen. Weiter werden Ergebnisse aus der Konferenz in konkrete Projekte im Gebirgsraum einfließen. Aktuell befasst sich AlpEnForCe, in Zusammenarbeit mit der Gemeinde Disentis/Mustér, beispielsweise mit dem Bau einer PV-Anlage auf dem Center da Sport e Cultura.

Die Energieforschungsgespräche und der vorliegende Konferenzband wurden dank grosszügiger Unterstützung durch zahlreiche Sponsoren und Gönner ermöglicht. Ihnen sei auch an dieser Stelle herzlich gedankt!

Wir freuen uns auf neue Erkenntnisse aus der Energieforschung und auf interessante Gespräche mit Wirtschaft, Wissenschaft, Politik, Bürgerinnen und Bürgern und wünschen allen Anwesenden erfolgreiche «Energieforschungsgespräche Disentis 2019»!

Dr. Nadja Germann

Präsidentin des Stiftungsrats Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe

Prof. Dr. Harald Raupenstrauch

Vizepräsident des Stiftungsrats Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe

Dr. Ivo Schillig

Vizepräsident und Delegierter des Stiftungsrats Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe

2.1 Stiftungsrat Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe

Dr. rer. publ. Nadja Germann

Stiftungsratspräsidentin
Bereichsleiterin Marketing und Verkauf
Mitglied der Geschäftsleitung beim Verband Schweizerischer
Elektrizitätsunternehmen (VSE)

Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Harald Raupenstrauch

Stiftungsratsvizepräsident
Inhaber des Lehrstuhls für Thermoprozesstechnik
an der Montanuniversität Leoben
Österreich

Dr. oec. Ivo Schillig

Stiftungsratsvizepräsident
Delegierter des Stiftungsrates und Geschäftsführer
Uribotschafter

Isidor Baumann

Mitglied des Stiftungsrates
Ständerat Kanton Uri

Clemens Berther

Mitglied des Stiftungsrates
Grossrat und Chef Dienststelle Platta,
Gemeindevorstand Disentis

Heinrich Berther

Mitglied des Stiftungsrates
Bauunternehmer

Peter Binz

Mitglied des Stiftungsrates
Vorsitzender der Geschäftsleitung des
Benediktiner Kloster Disentis

Prof. Dr. oec. publ. Werner Hediger

Mitglied des Stiftungsrates
Professor an der Hochschule für Technik und Wirtschaft Chur (HTW)
und Leiter Zentrum für wirtschaftspolitische Forschung

Prof. Dr. iur. Sebastian Heselhaus

Mitglied des Stiftungsrates
Professor des Lehrstuhls für Europarecht, Völkerrecht,
Öffentliches Recht und Rechtsvergleichung,
Universität Luzern

Dr. oec. Franz Hidber

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

Dr. rer. pol. Guido Käppeli

Mitglied des Stiftungsrates, Bauunternehmer,
Honorarkonsul von Laos

Dominik Rohrer

Mitglied des Stiftungsrates
Unternehmensberater in der Energiewirtschaft,
Kantonsrat Obwalden

Maurizio Togni

Mitglied des Stiftungsrates
Geschäftsführer TM.RESULTS GmbH,
Berater für die Energie- und ICT-Industrie

3 Vorwort energia alpina

Eine Untersuchung der ETH Lausanne (EPFL) und des WSL-Forschungsinstituts für Schnee- und Lawinenforschung (SLF) kommt in einer Untersuchung zum Schluss, dass PV-Anlagen in Bergregionen den jahrzeitlich schwankenden Strombedarf besser decken als PV-Anlagen im Flachland.

Die energia alpina ist ein führendes Energieversorgungsunternehmen in der oberen Surselva und bietet auch Leistungen für PV-Anlagen an. Die energiea alpina unterstützt als umweltbewusstes und innovatives Energieversorgungsunternehmen Lösungen, die einen Beitrag zur Energiewende leisten und damit auch zur Sicherung des Fortbestehens und des Wachstums in der Region. Konkret beschäftigt sich energia alpina aktuell mit einem Vorschlag für eine zukunftsgerichtete PV-Lösung auf dem Dach des Center da Sport e Cultura in Disentis.

energia alpina begrüsst und unterstützt den interdisziplinären Austausch an den Energieforschungsgesprächen Disentis und diskutiert aktiv mit der Wissenschaft. Damit können neue Ideen gefunden werden, die unser Unternehmen in der Region umsetzen kann.

Wir wünschen den Energieforschungsgesprächen Disentis viel Erfolg und freuen uns über die vierte Durchführung.

energia alpina

Giusep Decurtins
VR Präsident

Ciril Deplazes
Geschäftsleiter

4 Vorwort Elektrizitätswerk Altdorf AG (EWA)

Urner Power für die Energiewende

Im vergangenen Jahr feierte die Urner Energiestrategie ihr 10-Jahr-Jubiläum. Sie hat unter anderem zum Ziel, die Energieproduktion aus Wasserkraft in Uri um 150 GWh zu steigern. Die Urner Energiestrategie ist in diesem Bereich eine Erfolgsgeschichte. Uri ist auf sehr gutem Weg, das Ziel von 150 GWh zu erreichen. Und die Elektrizitätswerk Altdorf AG (EWA) ist die treibende Kraft: In den letzten zehn Jahren erhöhte EWA mit den Neu- und Ausbau von Kleinwasserkraftwerken die Stromproduktion um 115 GWh. Dieser Ausbau freut nicht nur die Urnerinnen und Urner: Auch in der Energiestrategie 2050 des Bundes ist der Ausbau der erneuerbaren Energien ein wichtiger Pfeiler. Die zusätzlichen 115 GWh aus den neuen EWA-Wasserkraftwerken entsprechen rund 25% des gesamten Zubaus bei den Kleinwasserkraftwerken in der ganzen Schweiz in den letzten 10 Jahren.

Die zehn neuen Wasserkraftwerke von EWA in den letzten zehn Jahren – zwei weitere befinden sich zudem noch in Planung – sind aber auch eine Erfolgsgeschichte über die Energieproduktion hinaus. 132 Millionen Franken investiert EWA zusammen mit Partnern in den Bau dieser Kraftwerke. Der grösste Teil davon bleibt als lokale Wertschöpfung im Kanton und bringt viel Arbeit für zahlreiche Urner Unternehmen. Die Kraftwerke sorgen weiter zusätzlich für rund 1,5 Millionen Franken Wasserzinsen jährlich und neue Steuereinnahmen. Auch das ist für den Bergkanton Uri wichtig. Die Einnahmen aus den Wasserzinsen machen für Uri einen Viertel der Staatseinnahmen aus.

Aus Sicht der Bergkantone ist es verständlich, dass diese Einnahmequelle nicht versiegen soll. Für die Wasserkraftproduzenten sind die Wasserzinsen in der heutigen Form aber eine Belastung, die für ungleich lange Spiesse im Markt sorgt: Die Wasserkraft ist die einzige erneuerbare Energie, die mit dem Wasserzins ein Nutzungsentgelt zahlt. Es ist langfristig sicherlich nicht im Interesse der Gebirgskantone, wenn aufgrund einer hohen Belastung durch die Wasserzinsen nicht weiter in die Wasserkraft investiert wird. Ein neues Marktdesign und eine offenere Lösung, die den Betreibern von Wasserkraftwerken mehr Luft lässt, sind aus diesem Grund im Interesse aller. Und eine gute Lösung liegt bereits auf dem Tisch: Eine Ausweitung der CO₂-Besteuerung auf Stromimporte könnte dafür sorgen, dass «Dreckstrom» aus der EU künftig mehr kostet. Heute ist Kohlestrom günstiger als unser erneuerbarer nachhaltiger Strom aus Wasserkraft. Mit der Ausweitung der CO₂-Besteuerung hat man den «Fiifer und ds Weggli», wie wir Urner sagen: Man schafft Anreize, CO₂-Emission einzuschränken und stärkt damit die einheimische Wasserkraft.

www.ewa.ch

Werner Jauch
Vorsitzender der Geschäftsleitung EWA

5 Vorwort Elektrizitätswerk Ursern EWU

Die Energiestrategie 2050 des Bundes sieht vor, dass bis 2050 4'000 GWh Strom aus Windenergieanlagen stammt. Das EW Ursern begann schon 2002 auf dem Gütsch auf 2332m ü. M. oberhalb Andermatt mit einer Windenergieanlage erneuerbaren Strom zu produzieren. Mittlerweile ist der Windpark Gütsch mit seinen vier Anlagen noch immer einer der grossen Windparks in der Schweiz und produziert jährlich im Mittel 5.5 Mio. KWh Ökostrom, was dem Bedarf von ca. 1'250 mittleren Haushalten entspricht.

Um die Windenergiezielsetzung des Bundes zu erreichen, benötigt es zusätzliche Windenergieanlagen in der Schweiz. Dabei stehen auch Fragen der subjektiven Wahrnehmung und daraus folgend der Akzeptanz der Bürger und Bürgerinnen im Vordergrund.

Energieforschung hilft, derartige Zusammenhänge besser zu verstehen. An den Energieforschungsgesprächen Disentis besteht zudem die Möglichkeit, Forschungsergebnisse mit den anwesenden Forschenden und dem interessierten Fachpublikum zu diskutieren und wertvolle Erkenntnisse für das eigene Elektrizitätswerk mit nach Hause zu nehmen.

Das EW Ursern freut sich über das mehrjährige Engagement der Stiftung Alpines Energieforschungszentrum an den Energieforschungsgesprächen Disentis in seiner Nachbarschaft. Nach Disentis bestehen für die Bewohner des Urserentals alte Kontakte, geprägt von gegenseitigem hohem Wohlwollen und tiefer Verbundenheit.

Markus Russi
Betriebsleiter

Georg Simmen
Verwalter

6 Vorwort Rhienergie AG

rhienergie ist die innovative Energiedienstleisterin im Bündner Rheintal. Wir versorgen die Gemeinden Rhäzüns, Bonaduz, Tamins, Domat/Ems und Felsberg mit Strom.

Nachhaltigkeit ist uns wichtig. So setzen wir seit Jahren auf Energieeffizienz und die Förderung der erneuerbaren Energien. Über 80% unserer Kunden beziehen ökologischen Strom. Wir produzieren in unserem Versorgungsgebiet jährlich rund 5 Mio. kWh Solarstrom mit Grossanlagen wie beispielsweise an der A13, die weltweit erste PVA an einer Lärmschutzwand. Ein weiteres innovatives Photovoltaik-Projekt ist die geplante Anlage im Steinbruch Calinis in Felsberg, welche in den nächsten Monaten realisiert werden soll. Die 1'500 kWp-Anlage wird Strom für rund 400 Haushalte produzieren und ist damit eine der grössten Photovoltaik-Anlagen Graubündens. Auch für KMU-Betriebe und Privathaushalte bieten wir innovative Rundum-Sorglos-Pakete im Bereich Photovoltaik. Unsere laufende Zukunftsvision sieht vor, dass Kunden ihren Strom in Zukunft teilweise oder ganz selbständig produzieren.

Unsere Förderung und Energieberatung konzentrieren sich auf Innovationsthemen in den Bereichen Elektromobilität und Photovoltaik.

Gemeinsam mit unseren Kundinnen und Kunden möchten wir so wichtige Schritte in Richtung intakte Energiezukunft gehen. Dazu gehört auch die Unterstützung der Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe, welche einen grossen Beitrag zugunsten der Energiewende leistet.

Christian Capaul
Geschäftsführer Rhienergie AG

7 Befreundete Organisationen

Die Energieforschungsgespräche Disentis 2019 wurden ermöglicht, dank der ideellen und finanziellen Unterstützung durch die Standortgemeinden Disentis/Mustér, Tujetsch, Medel/Lucmagn und durch zahlreiche weitere Organisationen:



RAIFFEISEN

Raiffeisenbank Cadi



Die Energieforschungsgespräche Disentis 2019 stehen unter dem Patronat von:



Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Medienpartner:

ener|gate
messenger.ch

8 Organisation der Konferenz

Die Konferenz wurde im Auftrag der Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEn-ForCe, durch Vertreter/innen der Universität Luzern, der Montanuniversität Leoben, der HTW Chur, dem Energy Science Center an der ETH sowie der École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) organisiert.



9 Abstracts der Vorträge

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

9.1 Flexibilität im Schweizer Elektrizitätsmarkt

Jan ABRELL¹

Stichworte: Strommarktdesign, Regelleistung, Ausgleichsenergie

Inhalt

Der steigende Anteil fluktuierender Erzeugung Erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie stellt neue Anforderungen an das Strommarktdesign. Es existiert allerdings kein einzelner Strommarkt; vielmehr ein Konglomerat aus marktbasierendem Handel und institutionellen Regelungen, um die Stabilität der Stromversorgung zu gewährleisten. Am Beispiel des Schweizer Stromsystems wird der Aufbau dieses Konglomerats und seine institutionelle Ausgestaltung erklärt und die neuen Anforderungen abgeleitet. Anschließend werden Ansatzpunkte im bestehenden Design identifiziert, um die bestehenden flexiblen Mechanismen an die zukünftigen Anforderungen des hohen Anteils fluktuierender Erzeugung anzupassen.

Methodik

Nach einer schematischen Darstellung der Akteure und Mechanismen im Elektrizitätsmarkt, wird die institutionelle Ausgestaltung des Schweizer Strommarkts im Detail erklärt. Öffentliche Daten zu stündlicher Erzeugung, Nachfrage und Preisen, werden dazu genutzt, die Veränderungen der Rahmenbedingungen aufzuzeigen. Anschließend wird der Bedarf und die möglichen Ansatzpunkte für ein neues, flexibleres Strommarktdesign aufgezeigt.

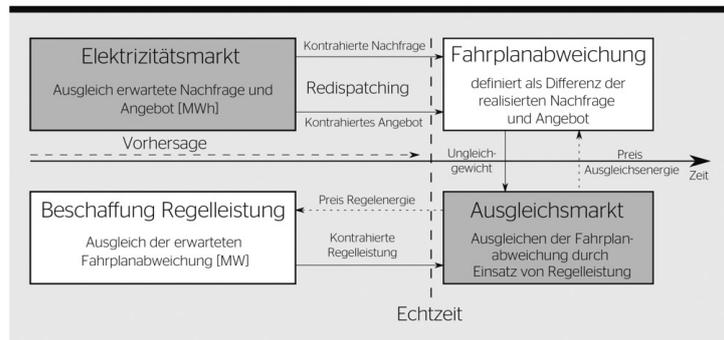
Ergebnisse

Das Gut Elektrizität zeichnet sich im Gegensatz zu anderen Gütern durch einige Besonderheiten aus: Erstens, kann Strom nur in begrenzten Massen gespeichert werden. Zweitens, Strom ist leitungsgebunden und eine verlässliche Stromversorgung erfordert, dass die erzeugte Menge zu jedem Zeitpunkt der nachgefragten Menge entspricht. Letztlich, reagiert die Stromnachfrage in der kurzen Frist nur schwach auf Preisanreize.

Drei Hauptakteure sind im Stromsystem aktiv. Die Erzeuger produzieren den Strom welcher von den Konsumenten verbraucht wird. Die Netzbetreiber, insbesondere der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), ist für den Transport und damit die Stabilität des Elektrizitätssystems zuständig.

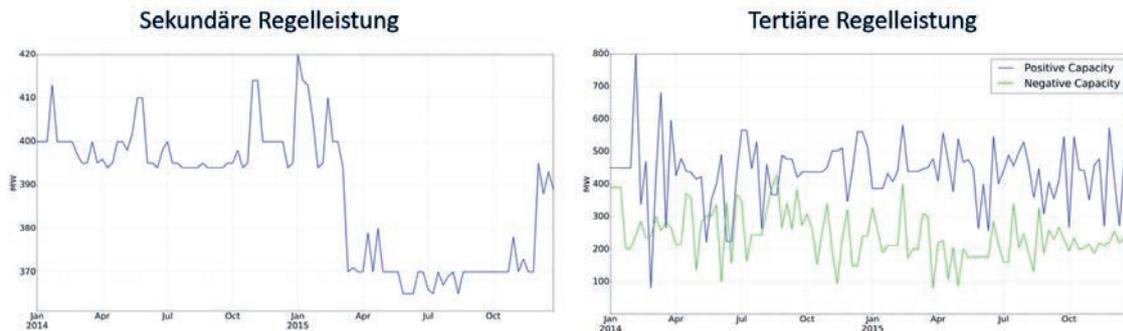
¹ Dr. Jan Abrell, Center for Energy and the Environment (CEE), School of Management and Law (SML), Zurich University of Applied Sciences (ZHAW), Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, Mail: jan.abrell@zhaw.ch, Tel: +41 (0) 58 934 49 95, Web: <http://www.abrell.eu>.

Erzeuger und Konsumenten handeln Energie auf dem Elektrizitätsmarkt. Dies passiert in der Schweiz hauptsächlich einen Tag vor dem Lieferzeitpunkt sowie untertäglich bis eine halbe Stunde vor Lieferung. Folglich, handeln die Akteure auf dem Grosshandelsmarkt unter der Unsicherheit über



zukünftige Nachfrage. Fluktuierende Erneuerbare führen zu einem Anstieg dieser Unsicherheit aufgrund der unsicheren, wetterbedingten Erzeugung von Wind- und Solaranlagen. Nachdem die Grosshandelsmärkte geschlossen wurden, hat der ÜNB die Möglichkeit die Erzeugung neu zu organisieren (sogenanntes Redispatching), um Engpässe im Stromnetz zu vermeiden. Aufgrund der unsicheren Nachfrage und Angebot, kommt es zu sogenannten Fahrplanabweichungen, die zu einem Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage führen. Die Fahrplanabweichung wird durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen. Diese Regelleistung wird auf einem zusätzlichen Markt beschafft, um sicherzustellen, dass die dazu benötigten Erzeugungskapazitäten auch verfügbar sind. Auf dem Ausgleichsmarkt werden Fahrplanabweichungen mit dem Preis für Ausgleichsenergie bepreist und die Anbieter für Regelleistung erhalten eine Vergütung für erzeugte Ausgleichsenergie.

Ob und wie ein Stromsystem auf die kurzfristigen Schwankungen der Erneuerbaren Erzeugung reagieren kann, hängt massgeblich von der Ausgestaltung des Regelleistungsmarktes ab. Die zwei wesentlichen Gestaltungsmerkmale sind dabei die Bestimmung der Nachfrage nach Regelleistung sowie die Kontrakte in denen Regelleistung gehandelt wird. Regelleistung wird nach der Zeit differenziert ab wann die Leistung nach Anforderung durch den ÜNB verfügbar sein muss. Die nachstehende Abbildung zeigt die Nachfrage nach sekundärer (Verfügbarkeit innerhalb weniger Minuten) und tertiär (Verfügbarkeit nach 15 Minuten) Regelleistung. (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Auktionsdaten von Swissgrid).



Sekundäre Leistung wird eine Woche vor dem Lieferzeitpunkt beschafft. Daher zeigt die nachgefragte Menge auch keine hohe Variabilität. Der zugrundeliegende Kontrakt erfordert die Bereitstellung der gesamten kontrahierten Kapazität für eine Woche. Die nachgefragte Menge ist symmetrisch, d.h. es wird nicht nach positiver und negativer Regelleistung unterschieden.

Im Gegensatz dazu wird die tertiäre Leistung sowohl eine Woche als auch zwei Tage im Voraus beschafft. Daher ist es möglich auf Veränderungen in den Vorhersagen für Nachfrage und Erneuerbaren Erzeugung zu reagieren, was zu einer deutlich variableren Nachfrage führte. Auch die Kontraktlänge ist deutlich flexibler: Zwar wird die eine Woche im Voraus beschaffte Leistung ebenfalls für eine Woche angefordert, die zwei Tage im Voraus beschaffte Menge dagegen für Blöcke zu je vier Stunden. Zudem wird die tertiäre Regelleistung gesondert für positive und negative Leistung ausgeschrieben.

Fluktuierende Erneuerbare Energie erfordern ein flexibleres Strommarktdesign, um kurzfristige Abweichungen von der Erzeugungsvorhersage auszugleichen. Um der im Zeitverlauf zunehmenden Vorhersagequalität Rechnung zu tragen, ist eine Bestimmung der Regelleistungsnachfrage möglichst nah am Lieferzeitpunkt wünschenswert. In dieser Hinsicht zeigt die Beschaffung von sekundärer Regelleistung ein deutliches Verbesserungspotential. Aber auch im Tertiärenergiemarkt ist ein grösserer Anteil von Beschaffung zwei Tage im Voraus wünschenswert. Beide Märkte sind durch hohe Kontraktlaufzeiten gekennzeichnet welche die Flexibilität des Kraftwerkeinsatzes auf der Erzeugerseite einschränken. Eine Verringerung der Kontraktlänge hat daher das Potential zu einem kostengünstigeren Angebot der Regelleistung zu führen.

Neben der Flexibilisierung der Regelleistungsmärkte, kann eine kürzere Vorlaufzeit im innertäglichen Handel dazu beitragen, die Nachfrage nach Regelleistung zu senken. Hier ist eine Vorlaufzeit von fünf Minuten (im Gegensatz zu derzeit 30 Minuten), wie sie bereits in Frankreich, Österreich und Belgien realisiert wurde, vorstellbar. Eine bisher ungeklärte Frage, ist die Reform der Bepreisung der Ausgleichsenergie bei den Verursachern. Insbesondere vor dem Hintergrund einer Einbeziehung der Erzeuger Erneuerbarer Energien, stellt sich hier die Frage wie das Preissystem ausgestaltet werden soll, um Anreize zu setzen, die Fahrplanabweichung zu minimieren.

Die Flexibilisierung des Schweizer Strommarktes wird im Projekt Assessing Future Electricity Markets in mit Hilfe quantitativer Modelle untersucht und die Ergebnisse werden im Rahmen der Konferenz dargestellt.

Quellen

Abrell, Jan (2016): The Swiss Wholesale Electricity Market. SCCER CREST Working Paper, WP3 – 2016/07.

<http://www.esc.ethz.ch/research/research-projects/afem.html>

9.2 Challenges for the Implementation of the Austrian Climate and Energy Strategy from an electricity economic Perspective

Udo BACHHIESL²

The global energy economic challenges – especially in the field of climate protection – are enormous. At the climate conference in Paris in 2016 due to the numerous engaged states a strong message has been sent. However, since the ratification of the treaty the up to now realised measures and the ongoing trend of the greenhouse gas (GHG) emissions point in a different direction.

The European Union (EU) has tackled the energy topic already at an early stage, originally with a strong motivation coming from the energy import dependency point of view, which is still very high (in sum approximately 54%). The targets for the energy and climate sector have been adopted continuously through the several European energy strategies. Starting from the well-known 2020 targets, over the presently discussed 2030 targets (40% GHG reduction, minimum 32% share of renewable energy, minimum 32% reduction of energy consumption) towards the long-term perspectives until 2050, which imply a nearly complete decarbonisation of the European energy economy. These targets have been broken down to the national level, adopted in the national laws and have to be fulfilled by every single member state in order to contribute to the overall goal.

Austria has already been working for a while on the new national energy strategy and in May 2018 this new Austrian Climate and Energy Strategy (#mission2030) has been adopted. Within this strategy the national as well as the European targets have been brought in line, especially regarding the fields GHG, renewable energies and energy efficiency. Additional attributes like security of energy supply, competitiveness, affordability as well as research and development accomplish the target system of the strategy and thus establish consistency to the five target dimensions of the European Energy Union. Consequently, this strategy is the basis for the energy and climate plan, which is a compulsory part of the EU guidelines regarding a governance system, as well as for the conversion of the Austrian energy system in terms of the Paris agreement. The first draft of the integrated national energy and climate plan for Austria has been finalised in December 2018 and is primarily a deepening of the presented approaches in the #mission2030.

The preparation of the #mission2030 has originally been started based on a comprehensive participation process, which should improve the identification of the relevant stakeholders with the content and targets. Starting with the presentation of the Austrian and European framework, the targets for a climate compatible economic system have been presented, which are oriented on the target triangle sustainability, security of supply as well as competitiveness and affordability. Until 2030 the GHG emissions should be reduced by 36% compared to 2005, whereupon also the non-EU emission trading sectors (like mobility and buildings) should contribute with a certain amount. The share of renewable energies should rise in the same period from actually approximately 33% to 45-50%. Moreover, the electricity economy should cover the whole electricity demand in using

² Institute of Electricity Economics and Energy Innovation/Graz University of Technology, Inffeldgasse 18, 8010 Graz/Austria, Tel.: +43 316 873 7903, Fax: +43 316 873 107903, bachhiesl@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

100% renewable energies (national balance), which can be regarded as a very ambitious target. Regarding energy efficiency, the primary energy intensity should be improved by 25–30% compared to 2015, also taking into account possible growth rates in certain sectors (e.g. industry). Exceeds the primary energy consumption a certain level (1.200 PJ), the surplus energy has to be provided exclusively by renewable energies. The topic of security of energy supply plays an important role in #mission2030 and covers the short and long-term physical availability at any time step as well as the affordability through the energy consumers. Aside from the internal, the external dimension of supply security is also covered through the strategy. Concluding, the fields competitiveness and affordability are regarded from a social, economic, industrial, research as well as budgetary perspective. The further concretion is being done within eight thematic tasks and twelve flagship projects, which will be described in this contribution.

Aside from the presentation and discussion of the content of the integrated climate and energy strategy, in this contribution also relevant selected electricity economic topics based on actual research works will be treated. From an energy innovation perspective, participative processes are a good basis, whereas not only the definition of measures is relevant but rather the process of realisation and implementation is of utmost importance. This requires – if possible – a numerical foundation or concretion, the definition of responsibilities, financial respectively budgetary plans as well as according time planning. A special success factor for the effective realisation of certain measures is the early integration of relevant promoters. From an energy economic perspective, the intensive and detailed analysis of the whole energy system especially regarding the avoidance of energy losses is valuable and here the method of the exergy analysis should be applied. Based on an exergy flow chart of the Austrian energy system corresponding findings will be shown and discussed.

Electricity is going to gain importance in the future and therefore measures in this sector require the consideration of the paradigms of electricity economics like line, grid and system-based electricity supply, limited storability, capital intensity, supply or demand dependent production or long-life cycles just to mention the most important ones. The basic situation for the electricity economy in Austria is – like in Switzerland – special, because a major share of the produced electricity comes from hydropower and therefore a high importance exists on small hydropower plants, big run-off-river plants and (pumped-) storage hydropower plants. Although we will need much more renewable energies for the future transition of our energy system, a certain competition between the different forms of renewable energies is ongoing, resulting mainly from the different properties like available potentials, costs, system integration, environmental impacts or production characteristics. Aside from the pure technical properties, also the economic relevance of different development pathways is important. In this regard, especially the evolution of the capital stock is of relevance and an underlying capital stock analysis should give valuable findings regarding the different development pathways. The utilization of hydropower is still favourable and highly recommended, especially regarding the production characteristics, comparably low production costs, but also due to still existing potentials in several European countries and according examples will be given. Due to the need of a more flexible energy system, a higher integration of the demand side (e.g. sector coupling) should be realised, which will be shown using the example of peak load in Austria.

Aside from the integration of industrial and relevant manufacturing sectors, especially the households will play a significant part in the energy transition. Investigations have shown, that especially the topic of «energy psychology» is gaining more and more importance, on the one hand regarding the needed measures and changes in the field of energy saving and energy efficiency, but on the other hand also regarding the social acceptance of the required future infrastructure developments (primarily building of power plants and transmission lines).

Of utmost importance is a more intensive interdisciplinary as well as systemic view on our energy system. This is – because of the economic significance and the properties of the electricity supply system – especially relevant in the field of electricity economics. Model based pre-analysis should be applied in order to derive reasonable development pathways from a systemic and interdisciplinary perspective. Although maybe the analysis of a single country is of special interest, in order to get objective results, the whole European electricity system has to be regarded due to the fact that all European countries are linked together and form the largest electricity system worldwide. Those fact-based analyses should be the basis for decision-making for the further design of the energy system and within this work selected topics and works based on the application of the electricity economic scenario model ATLANTIS of IEE will be presented.

9.3 Eine Analyse der Handelsflüsse von Treibhausgaszertifikaten im Schweizer Emissionshandelsregister (2007–2014)

Regina BETZ³, Maria BALMER³

Seit 2007 können in der Schweiz Unternehmen und private Personen ein Konto im Schweizer Emissionshandelsregister eröffnen und mit Treibhausgaszertifikaten handeln. Dabei sind verschiedenen Typen von Zertifikaten zu unterscheiden, die von jedem Kontoinhaber – auch Ausländer konnten ein Konto im Schweizer Register eröffnen – auf dem jeweiligen Konto gehalten und zwischen Konten transferiert werden konnten. Es lassen sich sogenannte Emissionsgutschriften von Emissionsberechtigungen unterscheiden, erstere werden auf Basis der Regeln des Kyoto Protokolls ausgegeben und prinzipiell existieren zwei Typen:

- Certified Emissions Reductions (CERs), die auf Basis von emissionssparenden Projekten in Entwicklungsländern auf Basis des Clean Development Mechanism (Artikel 12 des Kyoto-Protokolls) generiert und Aufzählung 2
- Emission Reduction Units, die nach Artikel 6 des Kyoto-Protokolls durch Joint Implementation Projekte generiert worden sind. Der Unterschied zwischen ERUs und CERs besteht vor allem darin, dass ERUs durch Umwandlung von AAUs des Gastgeberlandes generiert werden und somit keine zusätzlichen Zertifikate geschaffen.

Bei den Emissionsberechtigungen gibt es neben den Schweizer Emissionsberechtigungen (sogenannten CHUs), die seit 2008 auf Basis der Regulierung zum Emissionshandel des CO₂ Gesetzes an regulierte Schweizer Unternehmen ausgegeben worden sind auch sogenannte Assigned Amount Units (AAUs). Letztere können von den unter dem Kyoto Protokoll verpflichteten Staaten für die Erfüllung ihrer Reduktionszielvorgaben verwenden können und lassen sich nach Artikel 12 des Kyoto Protokolls auch international handeln.

Ziel dieses Beitrages ist es die Handelsflüsse sowohl von Emissionsberechtigungen als auch internationalen Emissionsgutschriften zu analysieren, um vor allem ein Bild über die Rolle der Schweiz im internationalen Emissionshandel von CERs und ERUs zu erhalten. Dies mit dem Ziel aus den Analysen Vorschläge für die unter dem Pariser Klimaabkommen zu schaffenden Mechanismen und Transfermöglichkeiten abzuleiten. Zu diesem Zweck wurden Daten des Schweizer Emissionshandelsregisters über den Zeitraum 2007 bis 2014 analysiert und mit Hilfe einer Netzwerkanalyse aufbereitet. Die Daten wurden dabei anonymisiert vom Bundesamt für Umwelt zur Verfügung gestellt.

Die Analysen zeigen, dass entgegen der weitläufig verbreiteten Annahme, in der Schweiz ein reger Transfer mit Emissionsgutschriften stattgefunden hat. Dabei ist der Handel mit Schweizer Emissionsberechtigungen CHU und CHU2 eher zu vernachlässigen und auch der Handel mit AAUs war relativ gering. Hingegen sind die Volumina von CERs und ERUs, die über das Schweizer Register transferiert worden sind, beträchtlich (2008 Gesamthandel CERs nach Schätzungen der Weltbank 1 Milliarde davon ca. 400 Millionen in der Schweiz). Die Netzwerkanalyse erlaubt es die Veränderungen über die Zeit als

² Center for Energy and the Environment (CEE), Zurich University of Applied Sciences (ZHAW), betz@zhaw.ch

auch die Vergleiche zwischen den beiden Emissionsgutschriftentypen zu veranschaulichen. Es zeigt sich, dass der Handel von CERs sehr viel früher anging und ein sehr viel komplexeres Netzwerk an Akteuren entstanden ist. Hingegen erreichten die Handelsflüsse von ERUs zwar ähnliche Volumina, aber der Handel setzte erst später ein und die Anzahl an Akteuren war deutlich geringer. Somit war der ERU-Markt durch wenige grosse Hauptakteure gekennzeichnet und der CER-Markt durch sehr viel mehr kleinere Akteure.

Referenz

Maria Balmer 2017: Eine Analyse des Handel mit Emissionsrechten unter dem Kyoto-Protokoll der Schweiz, ZHAW Bachelorarbeit, Winterthur.

9.4 Dezentrale Aufbereitung und Lagerung von biogenen Abfällen

Anke BOCKREIS⁴

Einleitung

Im Zuge knapper werdenden Ressourcen verfügen biogene Abfälle über ein relevantes Potential zur stofflichen und energetischen Nutzung und Verwertung, wobei diese aber auch den sich ergebenden ökonomischen Anforderungen gerecht werden müssen. Herausforderungen ergeben sich in Österreich und im Speziellen auch in Tirol durch den Tourismus.

Der alpine Raum Tirol stellt somit besondere Herausforderungen (Chancen und Risiken) an den Umgang mit biogenen Abfällen. Durch die regionalen Gegebenheiten, der im Inntal dominierenden urbanen Strukturen gegenüber der in den Randgebieten vorherrschenden landwirtschaftlichen Flächennutzung und nicht zuletzt bedingt durch die in den Seitentälern gelegenen Sport- und Erholungsgebieten (Wander- und Skigebiete) treten starke saisonale und tourismusbedingten Schwankungen im Jahresverlauf auf. Daraus ergeben sich unterschiedliche Aspekte, die miteinander in Beziehung gesetzt werden müssen, um ökologisch und ökonomisch optimierte Lösungsansätze ableiten zu können. (Bockreis et al., 2014)

Benötigt werden daher Lösungen, die sich möglichst flexibel an die sich veränderten Rahmenbedingungen anpassen lassen – sei es dezentral oder zentral.

Betrachtete biogene Stoffströme

Untersucht wurden verschiedene Ansätze zur Anpassung an die Schwankungen des Abfallaufkommens wie beispielsweise durch eine Änderung der Sammel- und Lagerungsbedingungen von biogenen Abfällen wie Küchen- und Kantinenabfälle, aber auch biogene Abfälle aus Supermärkten. Durch eine dezentrale Aufbereitung und Lagerung der biogenen Abfälle sollen neue Lösungen zur Ressourcen- und Energiespeicherung als auch für den Ausgleich der Schwankungen gefunden werden.

Küchen- und Kantinenabfälle aus Gastronomiebetrieben

Gerade die anfallenden Küchen- und Kantinenabfälle aus den Gastronomiebetrieben sind starken Schwankungen in der Zusammensetzung wie auch im Anfall unterworfen. Eine Möglichkeit zur Anpassung an die Schwankungen des Abfallaufkommens, speziell im dezentralen Tourismus- und Gastronomiebereich, kann auch durch eine Änderung der Sammlungs- und Lagerungsbedingungen von Küchen- und Kantinenabfällen erfolgen. Dabei werden die Speisereste bereits am Ort ihrer Entstehung, im Gastronomiebetrieb, einem Prozessschritt unterzogen, in welchem ein pumpfähiges Material entsteht, welches in einem gesonderten Tank gelagert werden kann.

⁴ 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/>

Es fanden verschiedene Untersuchungen zum Lagerungsverhalten von Küchen- und Speiseresten statt. Der Schwerpunkt der Untersuchungen lag unter anderem bei der Ermittlung der Auswirkungen einer Lagerung von Speisereste bei variierenden Lagerungstemperaturen (5°C, 20°C und 30°C) sowie bei unterschiedlichen Lagerungsdauern (bis zu 28 Tage) auf die Substrateigenschaften und Qualität (Biogasausbeute, Hygienebedingungen und Sicherheit). Das gelagerte Material kann anschließend mittels Saugwagen vom Gastronom übernommen werden und direkt, ohne weitere Aufbereitung einer Bioabfallbehandlungs- oder Co-Vergärungsanlage zugeführt werden. Durch das angepasste Sammlungs- und Logistikkonzept soll zukünftig u.a. der Transportaufwand (z.B. Abholintervalle, Fahrzeugauslastung, Streckenkilometer, etc.) sowie die damit verbundenen Emissionen minimiert und eine flexible und bedarfsgerecht Verbringung der Abfälle erzielt werden. (Bockreis et al., 2014; Schneider et al., 2014; Schneider et al., 2016)

Organische Abfälle aus Supermärkten

Untersucht wurde die Erfassung von nicht vermeidbaren organischen Rückständen aus Supermärkten. In Supermärkten erfolgt die Erfassung der organischen Abfälle bislang in der Regel mittels Mülltonnen mit einem Behältervolumen von 120 bis 240 l. Zumeist bestehen wöchentliche Entleerungsintervalle für die Sammelbehälter. Biotonnen gelten jedoch gerade im Sommer als eine unangenehme Geruchsquelle. Untersucht wurde daher der Einsatz von verschiedenen Tanksystemen zur dezentralen Lagerung der organischen Abfälle aus Supermärkten. Die untersuchten Tanksysteme zerkleinern organische Reststoffe unter Wasserzugabe und befördern die entstehende Suspension in einen Tank. Saugfahrzeuge entleeren den Tank und transportieren die Suspension zur weiteren Verwertung in eine Vergärungsanlage.

Ein dreimonatiger Testbetrieb konnte die grundsätzliche Anwendbarkeit dieser Erfassungssysteme in Supermärkten zeigen. Für die generellen Arbeitsabläufe in einem Supermarkt eignen sich batchbetriebene Tanksysteme infolge der Zeitersparnis bei der Beschickung besser als kontinuierlich arbeitende Systeme, die sukzessive beschickt werden müssen. Aufgrund der gemessenen Zusammensetzung der Lagerungsgase, die durch einen einsetzenden Versäuerungsprozess in der gelagerten Suspension entstehen, besteht hinsichtlich des Arbeits- und Explosionsschutzes keine Notwendigkeit für besondere Vorkehrungen. Bezogen auf die hier erfolgten Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen stellten die Investitionskosten für Tanksysteme den wesentlichen Kostenfaktor dar. Die spezifischen Gesamtkosten für das Tanksystem verringerten sich mit einem steigenden Aufkommen an organischen Abfällen. Verglichen mit den Müllgebühren für eine Erfassung mit einem Tonnensystem können Tanksysteme unter Umständen unter etwas geringeren spezifischen Kosten arbeiten. (Wehner et al., 2018)

Quellen

Bockreis, A., Schneider, I., Müller, W., 2014. Strategische Überlegungen zur Behandlung von biogenen Abfällen in Tirol, in: Pomberger, R., Adam, J., Aldrian, A., Arnberger, A., Höllen, D., Kreindl, G., Lorber, K.E., Sarc, R., Schwarz, T., Sedlazeck, P., Wellacher, M., Wolfsberger, T. (Eds.), 12. DepoTech 2014, pp. 187-192.

Schneider, I., Gerke, F., Kinzel, C., Müller, W., Tertsch, S., Kuprian, M., Bockreis, A., 2016. Dezentrale Aufbereitung und Lagerung von Speiseresten – Neue Wege zur Ressourcen- und Energiespeicherung. Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft 68, 24-30.

Schneider, I., Müller, W., Bockreis, A., 2014. Challenges in the management of food waste in a high dynamic environment, SUM2014 – 2nd Symposium on Urban Mining. Regione Lombardia: Departement of Environmental, Energy and Sustainable Development / Padova: International Waste Working Group (IWWG), Bergamo.

Wehner, M., Müller, W., Bockreis, A., 2018. Praktische Erfahrungen bei der Erfassung von organischen Abfällen aus Supermärkten mit Tanksystemen. Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft 70, 194-200.

9.5 Die Blockchain-Technologie in Walenstadt

Gian Carle⁵

Einführung

Lokal produzierter Solarstrom soll vor Ort verbraucht werden – so die des Projekts «Quartierstrom», siehe Abbildung 2. Wer Solarstrom produziert, verkauft ihn nicht mehr dem Stromversorger, sondern direkt im lokalen Strommarkt, zu einem Preis, der von Angebot und Nachfrage bestimmt wird. Der Handel wird automatisch über eine Blockchain und über eine Handelsplattform mit künstlicher Intelligenz abgewickelt.

Um das Konzept des lokalen Strommarkts in der Praxis zu testen, baute das Projektteam, siehe Abbildung 2, den ersten lokalen Strommarkt der Schweiz im Quartier Schwemmiweg in Walenstadt auf. Der lokale Netzbetreiber und Stromversorger Wasser- und Elektrizitätswerk Walenstadt (WEW) stellt sein Verteilnetz für den Pilotversuch zur Verfügung. Er bleibt der offizielle Energielieferant gegenüber der Bilanzgruppe.

Die Blockchain-Technologie ermöglicht einen dezentralen Markt der Energieerzeugung und -belieferung, in dem die Rolle von Intermediären wie Energieversorger, Strombörsen, Stromhändler und Banken überflüssig wird. Konsumenten können seit dem 18.12.2018 in Walenstadt Strom über automatisierte Prozesse und künstliche Intelligenz mittels Smart Contracts direkt bei den Prosumern beziehen. Der Smart Contract ist ein Vertrag auf Software-Basis, bei dem unterschiedlichste Vertragsbedingungen hinterlegt werden können.

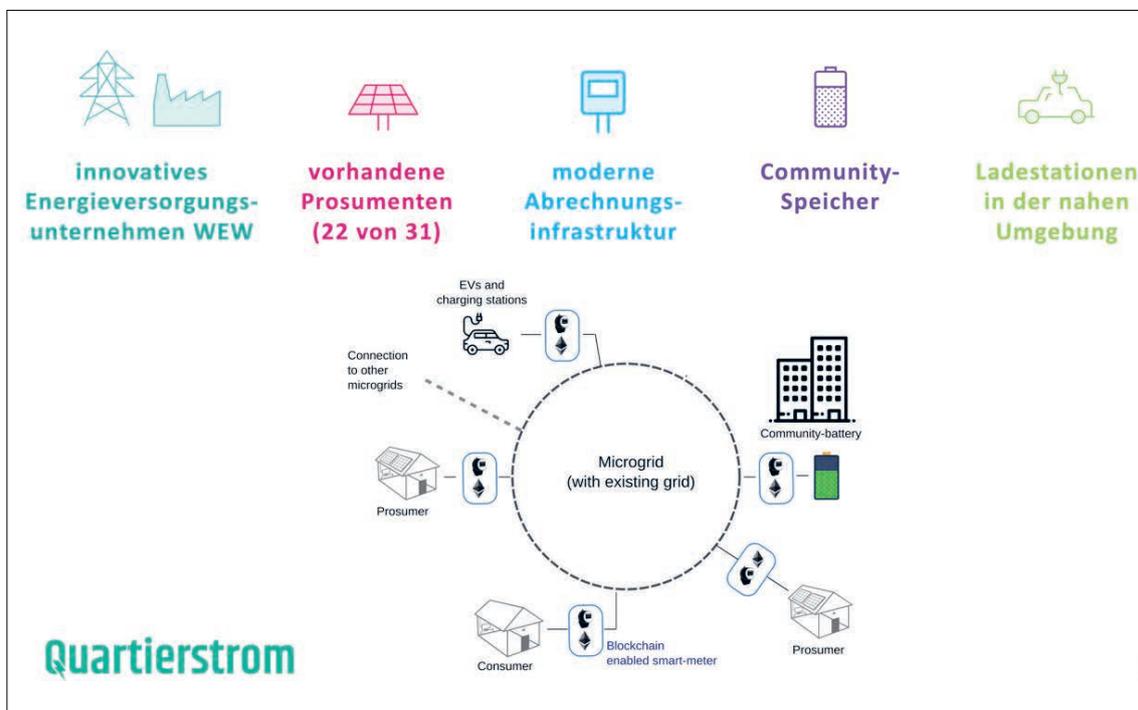


Abbildung 1: Bottom up Peer to Peer Eigenverbrauchsgemeinschaft in Walenstadt

⁵ Manager, Planar AG, carle@gmx.net

Die Betreiber kleinster Erzeugungsanlagen können in Walenstadt die selbst erzeugte Energie direkt an andere Konsumenten «Peer to Peer» vermarkten, siehe Abbildung 1. In einer ersten Phase ist der Haushalt die Systemgrenze. In einer zweiten Phase werden dann die steuerbaren Geräte, die einen Einfluss auf den Eigenverbrauchsanteil haben miteinbezogen.

Das Geschäftsmodell

Das Geschäftsmodell für ein solches Bottom-up Energiemodell ist der zentrale Knackpunkt. Das Geschäftsmodell muss auch im regulierten Markt rechtlich umsetzbar sein und es soll auch eine gewisse Rendite erzielt werden. Erschwerend ist die Tatsache, dass das Geschäftsmodell von einem funktionierenden Netz abhängig ist, welches in der Hand des Netzbetreibers ist. Auch die Liberalisierung des Strommarktes wird die Netz-Situation nicht verbessern, da das Netz ein natürliches Monopol bleiben wird.

Das Geschäftsmodell bzw. die Wertschöpfung sind der Verkauf von überschüssigem Strom für Prosumenten, höhere Vergütungen für Erzeuger erneuerbarer Energien, niedrigere Strompreise und mehr Transparenz sowie Flexibilität über den bevorzugten Energiemix für Verbraucher und geringere Verwaltungskosten für Teilnehmer und Versorgungsunternehmen. Die Wertschöpfungskette basiert auf einer Energiehandelsplattform, die auf einer Blockchain realisiert wird. In unserem Fall wird kein weiterer Token eingeführt⁶.

Durch eine vorbestimmte, automatisierte Handlung (Smart Contract) zwischen einem Strom produzierenden (Prosument) und einem Strom beziehenden Haushalt, kann der überschüssige Solarstrom des Produzenten automatisch an den Bezüger verkauft werden. Dies geschieht ohne Einwirkung einer Drittpartei.

Weitere Vorteile

Die Betriebssicherheit ist bei Blockchain-Technologien bedeutend höher als bei konventionellen Lösungen, da es bei dezentralen Datenbanken keinen «single point of failure» gibt.

Es müssen die Verbrauchs- und Produktionsdaten der Haushalte nur mit jenen Dritten geteilt werden, welche diese Information auch wirklich benötigen, um einen Vertrag abzuwickeln.

Indem alle Daten verschlüsselt werden, kann die Privatsphäre der Haushalte zusätzlich erhöht werden.

Auch der zeitlich begrenzte Einsatz von Flexibilität, Peak-Shaving sowie geteilte Investition in Speicher können einfach über Smart-Contracts (inkl. Abrechnung) auf der Blockchain abgewickelt werden. Dies wird in unserem Projekt in einer späteren Phase, im Q3 2019, eingeführt. Auf Basis der Vorgaben aller Haushalte wird für die Community der Verbrauch des lokal produzierten Stroms optimiert, indem elektrische und thermische Speicherkapazitäten, sowie Zu- und Verkäufe, aktiv und direkt über die Blockchain gesteuert werden (Lastmanagement).

⁶ In einer weiteren Phase wäre dies möglich, um die Herkunft des Stromes bei Pronovo und naturemade zu deklarieren.

Einsparpotentiale resultieren für den Netzbetreiber, wenn der Rechnungsprozess digitalisiert werden kann und die Blockchain-Hardwarekosten gesenkt werden können. Zur Zeit kostet eine Rechnung pro Haushaltskunde je nach Energieversorger zwischen 25 – 70 Franken pro Jahr. Um bei einer Marktöffnung konkurrenzfähig zu bleiben, müssen jegliche Kostenersparnisse ausgenutzt werden.

Bei einer intelligenten Nutzung des Netzes hinter dem Verteilkasten, kann in gewissen Fällen ein Ausbau des Verteilkastens oder des Netzes verhindert werden, was zu einer Kosteneinsparung des Netzbetreibers führt, respektive positive Auswirkungen auf die Netzkosten für den Konsumenten haben wird.

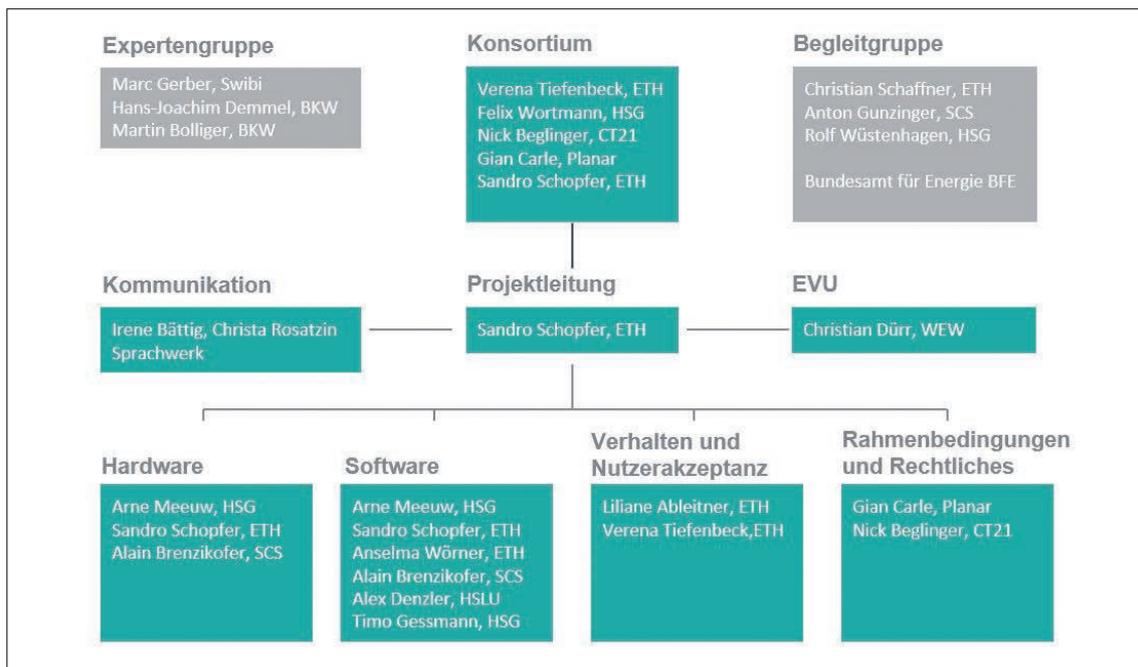


Abbildung 2: Projektstruktur des Quartierstrom-Projektes

Wir möchten ganz herzlich dem Bundesamt für Energie für die Unterstützung des Projektes danken. Das BFE hat dieses Projekt als Leuchtturmprojekt ausgezeichnet.

9.6 Hydrothermale Co-Verflüssigung von Mikroalgen und biogenen Reststoffen zur Gewinnung erneuerbarer Energieträger

Markus ELLERSDORFER⁷, Wolfgang HOFER⁸, Stephan LASKE⁹

Inhalt

Eine der aktuell wichtigsten Herausforderungen unserer Gesellschaft ist die Reduktion fossiler CO₂-Emissionen als Mittel des Klimaschutzes. Für eine langfristige CO₂-Reduktion in Industrie und Verkehr z.B. durch Dekarbonisierung und Elektromobilität müssen erst die passende Infrastruktur aufgebaut und Lösungen für die Bereitstellung von erneuerbarem Strom und Wasserstoff gefunden werden. In den kommenden Jahrzehnten wird daher ein großer Teil der Menschheit nach wie vor auf kohlenstoffbasierte Energieträger, Kraftstoffe und Produkte angewiesen sein, welche aus fossilem Rohöl («crude») hergestellt werden.

Eine Möglichkeit, die CO₂-Emissionen entlang der gesamten Nutzungskette kohlenstoffbasierter Produkte zeitnah zu reduzieren, ist der Einsatz erneuerbarer Rohstoffe in der Rohölraffination. Durch die hydrothermale Verflüssigung (HTL) von nasser Biomasse können bei Drücken bis 150 bar und Temperaturen um 350°C große Mengen eines Bioöls («biocrude») gewonnen werden, welche unter Nutzung vorhandener Infrastruktur an bestehenden Rohölraffinerien kostengünstig und energieeffizient mitverarbeitet werden können. Auf diese Weise kann der Anteil erneuerbarer Rohstoffe in sämtlichen Raffinerieprodukten gesteigert und ein Beitrag zur Erreichung der Klimaziele geleistet werden.

Derzeit scheitert die großtechnische bio-crude-Produktion an der noch nicht ausreichend entwickelten HTL-Prozesstechnologie und einer ungelösten Rohstoffproblematik: während biogene Reststoffe wie Bioabfall, Küchen- und Speisereste oder auch Klärschlamm in hohen Mengen verfügbar sind, unterliegt deren Anfall und Qualität saisonal und lokal starken Schwankungen. Mikroalgenbiomasse eignet sich hingegen besonders gut für eine hydrothermale Verflüssigung, vor allem weil sie abseits landwirtschaftlicher Flächen produziert werden und CO₂ aus industriellen Rauchgasen verwerten können, wodurch ein teilweise geschlossener Kohlenstoffkreislauf entsteht. Obwohl die bio-crude-Ausbeute aus Algenbiomasse bis zu 50% erreichen kann, ist das verfügbare Mengenpotential an Mikroalgenbiomasse derzeit noch stark beschränkt. Mikroalgen werden aufgrund der hohen Kosten der Produktionssysteme (Photobioreaktoren) aktuell nur in geringen Mengen zur Gewinnung hochpreisiger Produkte für die Nahrungsmittel- und Pharmaindustrie produziert. Durch den gezielten Einsatz von physikalischen Mischungen aus Mikroalgenbiomasse mit passenden Anteilen an (aufbereiteten) biogenen Reststoffen (= Hydrothermale Co-Verflüssigung), können die Vorteile beider Stoffgruppen verbunden werden: Mikroalgenbiomasse bildet dabei ein störstoffarmes und homogenes Grundmaterial mit hoher bio-crude-Ausbeute, während biogene Reststoffe das Mengenpotential und die Versorgungssicherheit erhöhen und Entsorgungserlöse einbringen.

⁷ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Verfahrenstechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Österreich, +43 3842 402 -5006, markus.ellersdorfer@unileoben.ac.at, vt.u.unileoben.ac.at/renewmat

⁸ OMV Refining & Marketing GmbH, Mannswörther Str. 28, 2320 Schwechat, Österreich

⁹ Saubermacher Dienstleistungs AG, Hans-Roth-Straße 1, 8073 Feldkirchen bei Graz, Österreich

In der vorliegenden Arbeit wird die hydrothermale Verflüssigung biogener Reststoffe sowie Mischungen dieser Reststoffe mit Mikroalgenbiomasse experimentell untersucht, um Aussagen über die Eignung einzelner Reststoffe bzw. Mischungen für die bio-crude-Gewinnung treffen zu können.

Methodik

Für die Versuche wurden pulverförmige, sprühgetrocknete Mikroalgen (*Chlorella vulgaris*) und biogene Reststoffe eingesetzt, welche Baum- und Strauchschnitt, Speiseabfälle, Fettabscheider und zwei Klärschlammproben aus unterschiedlichen Kläranlagen umfassten. Die Reststoffproben wurden nach Anlieferung getrocknet und gemahlen. Eine Teilmenge der jeweiligen Proben wurde zur Analyse abgezogen (Restwassergehalt, Elementaranalyse, Heizwertbestimmung, Lipidbestimmung nach Soxhlet über Hexanextraktion), der Rest wurde im pulverförmigen Zustand für die HTL-Experimente eingesetzt. Einzelproben der jeweiligen Materialien und 50:50-Mischungen der biogenen Reststoffe mit Mikroalgenpulver wurden mit einer bestimmten Menge Wasser versetzt, um einen Trockensubstanzgehalt der Ausgangssuspension von 10% einzustellen. Jeweils 200 ml dieser Suspension wurden in einen Autoklaven eingefüllt und bei 350°C und 15 min Haltezeit in Stickstoffatmosphäre verflüssigt (Hochdruck-Autoklav, Fa. ESTANIT; 600 ml Gesamtvolumen). Nach der Umsetzung im Autoklaven wurde die Zusammensetzung und Menge der gebildeten Gasphase mittels FTIR analysiert. Biocrude, Wasser und Feststoffe wurden unter Einsatz von Dichlormethan aus dem Autoklaven entnommen. Die entstehende Mischung wurde filtriert und die Filtrerrückstände nach Trocknung bei 60°C verwogen (feste Phase). Die verbleibende Biocrude/Dichlormethan/Wasser-Mischung wurde in einem Scheidetrichter zunächst gravimetrisch (polar von unpolar) und anschließend destillativ (Biocrude von Dichlormethan) getrennt, um die Ausbeute an Biocrude zu bestimmen. Das produzierte Biocrude wurde einer Elementaranalyse und Heizwertbestimmung sowie einer thermogravimetrischen Analyse (TGA/DSC) unterzogen. Der Anteil an wasserlöslichen Bestandteilen wurde über Bilanzierung der Summen an Biocrude, Fest- und Gasphase ermittelt.

Ergebnisse

Die Versuche mit Einzelmaterialien ergaben eine durchschnittliche Ausbeute an Biocrude bezogen auf die Trockensubstanz der eingesetzten Ausgangssuspension: Grünschnitt – 4,5%; Klärschlamm A – 6,1%; Klärschlamm B – 12,0%; Mikroalgen (*Chlorella vulgaris*) – 18,3%; Speisereste – 18,2%; Fettabscheider – 76,3%. Die erzielte Biocrude-Ausbeute der Einzelversuche steht im Zusammenhang mit dem Lipidgehalt der Ausgangsmaterialien, welcher in derselben Reihenfolge ansteigt. In den Mix-Versuchen mit *Chlorella vulgaris* wurde die höchste Biocrude-Ausbeute bei Mischungen mit Fettabscheider erreicht, gefolgt von Speiseabfällen, Klärschlamm B und Grünschnitt. Die Gasphase bestand bei allen Versuchen hauptsächlich aus CO₂ mit unterschiedlichen Anteilen an CO, CH₄ und Spurengasen (z.B. NH₃). Bei den Versuchen mit Grünschnitt und Klärschlamm überwog die feste Phase die Ausbeute an Biocrude deutlich.

Die Heizwerte der Ausgangsproben bewegen sich im Bereich zwischen 8,10 und 35,10 MJ kg⁻¹ TS und steigen ebenfalls in der Reihenfolge der biocrude-Ausbeute und Lipidgehalte der Einzelmaterialien an. Der durchschnittliche Heizwert der biocrude-Proben aus den Einzel- und Mixversuchen betrug 33,01 MJ kg⁻¹, wobei die höchsten Heizwerte mit der Fettabscheider-Probe erreicht wurden.

Die Elementarzusammensetzung der biocrude-Proben war für alle Versuche bis auf Fettabscheider im Einzel und im Mix ähnlich, wobei der Sauerstoffgehalt im Vergleich zu den Ausgangsmaterialien deutlich verringert werden konnte (im Schnitt um 2/3 geringer) und der Stickstoffgehalt teilweise deutlich erhöht wurde (im Schnitt um das 2-3 fache höher). In den Versuchen mit Fettabscheider enthielt das biocrude im Vergleich zu den anderen Ausgangsmaterialien geringere Kohlenstoff- und Wasserstoffgehalte und höhere Anteile an Stickstoff und Sauerstoff. Zudem konnte in der thermogravimetrischen Analyse nachgewiesen werden, dass sich die Zusammensetzung der biocrude-Proben von den Fettabscheider-Versuchen von den übrigen Proben unterschieden (geringerer Anteil schwer flüchtiger Komponenten).

Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse zeigen, dass eine hydrothermale Co-Verflüssigung biogener Reststoffe und Mikroalgen möglich ist, wobei Ausbeute und Qualität des biocrude stark von den eingesetzten Ausgangsmaterialien abhängen. Aufgrund der Restgehalte an Sauerstoff und Stickstoff ist eine weitere Aufbereitung des produzierten biocrude an einer Raffinerie notwendig (z.B. Hydrierung). Für eine Bewertung der industriellen Umsetzbarkeit einer hydrothermalen Co-Verflüssigung sind weitere Untersuchungen notwendig, um den Einfluss der Prozessparameter sowie der Zusammenstellung der Ausgangsmischung auf die komplexen Vorgänge während der HTL und die Ausbeute und Qualität an biocrude besser zu verstehen. Zudem ist eine qualitative Bewertung der HTL-Nebenprodukte und deren möglicher Verwendung notwendig, um einen industriellen Gesamtprozess entwickeln zu können, welcher mengenmäßig, technisch, ökologisch und ökonomisch nachhaltig darstellbar ist.

9.7 Der Revisionsentwurf des StromVG aus rechtlicher Sicht

Martin FÖHSE¹⁰

Ende Januar endet die Vernehmlassung für die Revision des StromVG – es geht um die vollständige Strommarktöffnung, die stärkere Gewichtung der Leistungskomponente bei den Netznutzungstarifen oder die Öffnung des Messwesens. Aus rechtsstaatlicher Sicht stellt dabei einerseits die Frage der Legitimation für die Anpassung des bestehenden Systems, während andererseits offensichtliche rechtliche Probleme aus der Praxis nicht angegangen werden. Einige Beispiele werden diskutiert.

¹⁰ Institut für Finanzwissenschaft, Finanzrecht und Law and Economics (IFF HSG)
Universität St.Gallen (HSG), +41 71 224 39 29, martin.foehse@unisg.ch, www.iff.unisg.ch

9.8 Pro-Environmental Incentives And Loss Aversion: A Field Experiment On Electricity Saving Behavior

Manuel GRIEDER^{11,12}, Claus GHESLA^{12,13}, Jan SCHMITZ¹²,
Marcel STADELMANN¹²

Short Abstract

We report results from a randomized controlled trial investigating households' electricity saving behavior. In the experiment, we motivated households' efforts to save electricity via pro-environmental incentives that did not affect people's monetary utility but targeted their environmental preferences. The results show that such pro-environmental incentives can be effective, especially when framed as potential losses to the environment. Specifically, a loss-framed pro-environmental incentive led households to save 5% on their monthly electricity consumption compared to a control group.

Extended Abstract

Background

If a policy maker wants consumers to reduce the consumption of a good that causes negative external effects, e.g., an over-consumption of electricity, the first-best approach is to tax the perunit use according to its marginal social cost. However, political processes often make it difficult to change financial incentives by levying environmental taxes or introducing marketable incentive schemes. To overcome the obstacles in the political process, instruments from the behavioral economics toolkit have recently gained attention. The goal of such interventions is to curb externalities by steering consumer behavior in the desired direction when the use of classical policy instruments, such as taxes, subsidies, or command-and-control regulation, is not feasible (see, e.g., Kesternich et al., 2017).

Experimental Setting and Design

Contributing to this behavioral approach to public environmental policy, we report results from a randomized controlled trial (RCT) in collaboration with EnBW ODR AG, a German utility. Our final sample consists of 1,345 household customers that were randomly assigned to four experimental conditions. In the trial, we studied whether non-monetary incentives that target people's environmental preferences can be used to achieve reductions in households' electricity consumption.

Specifically, in two of our experimental treatments, the utility promised to plant a tree if a participating household reached a pre-defined electricity saving goal. Thus, we matched a participant's pro-environmental deed (the voluntary reduction of electricity consumption) with another pro-environmental act (the planting of a tree). Our intervention builds

¹¹ ZHAW School of Management and Law, Zentrum für Energie und Umwelt, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur

¹² ETH Zürich, Institut für Umweltentscheidungen, Lehrstuhl für Nationalökonomie, Clausius-strasse 37, 8092 Zürich, Tel. 044 632 47 36, E-Mail: manuel.grieder@econ.gess.ethz.ch

¹³ Insight Austria, Institut für Höhere Studien, Josefstädter Strasse 39, A-1080 Wien

on recent literature from behavioral economics showing that such matching of pro-social deeds can be an effective tool to increase pro-social behavior (e.g., Eckel & Grossman, 2003; Karlan et al., 2011; List & Lucking-Reiley, 2002; Meier, 2007).

To make the non-monetary, pro-environmental incentive more effective, our treatments further featured a differential framing of the pro-environmental incentive. For this, we made use of the well-known effects of loss framing as a trigger of people's loss aversion (Tversky & Kahneman, 1981). In our experiment, we implemented the loss frame by informing participants that a tree was going to be planted as a recognition for their participation in the study, but that this tree would not be planted if they failed to reach the pre-defined electricity saving goal. Conversely, the gain frame of the pro-environmental incentive informed participants that a tree would be planted if they reached the electricity saving goal.

Positive Effects on Households' Electricity Saving Efforts

We find that pro-environmental incentives led to a statistically significant reduction of electricity consumption in the month immediately following the intervention. While our gain framed proenvironmental incentive reduced electricity consumption by about 2% compared to the control group, the subtle treatment variation between the gain- and loss-framed incentives magnified the effect. The loss-framed pro-environmental incentive led to a significant reduction of electricity consumption by about 5% with respect to the control group.

To provide a comparison, our effect is similar in magnitude to recent influential studies testing the power of feedback and social norms for reducing electricity consumption in the U.S. (Allcott, 2011; Allcott & Rogers, 2014). However, as Andor and colleagues (2017) point out, the base-level of electricity consumption is far lower in Germany (where we conducted our study) than in the U.S., which leaves less room for consumption cuts by changing household behavior. This may be the reason why Andor et al. (2017) did not find significant effects of a feedback and social norm intervention (similar to Allcott's studies) in a recent field experiment in Germany. In light of these findings, the significant reduction of electricity consumption by 2-5% in our pro-environmental incentive treatments is noteworthy.

No Evidence that Participants Avoid the Loss Frame

Despite the well-established effects of loss frames, surprisingly few behavioral policy interventions make use of this tool. A reason may be that policy makers and marketers shy away from using loss frames, because they fear negative reactions. As people potentially dislike loss frames, it seems clear that such interventions need to be designed carefully. Our subtle version of a loss frame provides an example for a successful implementation that proved to be effective without triggering negative reactions from participants in our field experiment. In fact, we find no evidence in our data that participants tried to avoid the loss frame. Participants who were randomly assigned to the loss frame were no more frequent to stop participating in the study than participants who were assigned to the gain frame.

Conclusion

Our results thus show that easy to implement and low-cost changes in the framing of non-monetary pro-environmental incentives can be used to trigger a reduction in households' electricity consumption (see also Harmsen-van Hout et al., 2013). Moreover, our experimental data reveal that if presented in a subtle way, individuals do not shy away from interventions framed in a loss context. Loss framing may thus be an effective tool that could be used more often to strengthen behavioral interventions that aim at triggering behavior change.

References

- Allcott, H. (2011). Social norms and energy conservation. *Journal of Public Economics*, 95 (9-10), 1082 – 1095.
- Allcott, H. and Rogers, T. (2014). The short-run and long-run effects of behavioral interventions: Experimental evidence from energy conservation. *American Economic Review*, 104 (10), 3003 – 37.
- Andor, M., Gerster, A., Peters, J., and Schmidt, C. M. (2017). Social norms and energy conservation beyond the US – A replication. *Working Paper*, Institute for Economic Research, Essen
- Eckel, C. C. and Grossman, P. J. (2003). Rebate versus matching: does how we subsidize charitable contributions matter? *Journal of Public Economics*, 87 (3 – 4), 681 – 701.
- Karlan, D., List, J. A., and Shafir, E. (2011). Small matches and charitable giving: Evidence from a natural field experiment. *Journal of Public Economics*, 95 (5), 344 – 350.
- Kesternich, M., Reif, C., and Rübhelke, D. (2017). Recent trends in behavioral environmental economics. *Environmental and Resource Economics*, 67 (3), 403 – 411.
- List, J. A. and Lucking-Reiley, D. (2002). The effects of seed money and refunds on charitable giving: Experimental evidence from a university capital campaign. *Journal of Political Economy*, 110 (1), 215 – 233.
- Meier, S. (2007). Do subsidies increase charitable giving in the long run? Matching donations in a field experiment. *Journal of the European Economic Association*, 5 (6), 1203 – 1222.

9.9 Water Fee-Induced Financial Flows in Switzerland

**Werner HEDIGER¹⁴, Fabian ANNAHEIM¹⁵, Marc HERTER¹⁶,
Christoph SCHULER¹⁷**

Water fees are, according to Swiss legislation, the remuneration to be paid by the hydropower operators to the owners of the water resource right. Those are the cantons, and in some cantons municipalities and/or other organizations. The maximum fee that can be applied is defined by the national Water Rights Act (Wasserrechtsgesetz, WRG). Currently, this maximum is fixed at CHF 110 per KW installed capacity. But, the level as well as the water fee system in general are currently subject to a political debate and therefore under review.

Aiming at analyzing distributional effects of different water fee reform options, we investigate the financial flows from water fee payments between and within cantons. First, the calculation of these flows involves the attribution of the water fee payments to the cantons on the basis of their shareholdings in hydropower plants and companies. Second, for the Canton of Grisons, we analyze the impacts of water fees upon public finances on cantonal and municipal level. This firstly relates to the effective level of water fees, and secondly to the fiscal equalization mechanism that aims at mitigating differences in the financial capacity and cost burden of the municipalities.

First results on the attribution of financial flows from hydropower between the cantons of Zurich (ZH) and Grisons (GR) for the year 2016 show that, according to their shareholdings in the hydropower companies that are active in GR,

- the canton and municipalities of GR themselves are responsible for approx. 11.5% of their water fee revenues;
- the canton and municipalities of ZH account for over 33% of GR' water fee revenues;
- more than 55% of water fee flows to GR are attributable to other cantons.

Furthermore, the analysis of the fiscal equalization system in the canton GR reveals that a reduction in water fees would

- directly affect the resource potential of «hydropower municipalities»,
- alter the inner-cantonal resource equalization in GR,
- indirectly effect the financial situation of other municipalities,
- progressively reduce the number of resource-strong and thus paying municipalities.

In consequence, all municipalities and the canton would lose fiscal revenues in case of a reduction in water fee payments.

These analyses will be complemented by calculations for all other Swiss cantons, as far as the attribution of financial flows from water fees are concerned, as well as for different electricity price and water fee scenarios with regard to the inter- and inner-cantonal effects.

¹⁴ Zentrum für wirtschaftspolitische Forschung ZWF, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Chur, Comercialstrasse 22, 7000 Chur, 081 286 3733, werner.hediger@htwchur.ch, htwchur.ch/zwf

¹⁵ Institut für Verwaltungs-Management IVM, Züricher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW Winterthur, Bahnhofplatz 12, 8401 Winterthur, 058 934 41 83, fabian.annaheim@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/ivm>

¹⁶ Zentrum für wirtschaftspolitische Forschung ZWF, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Chur, Comercialstrasse 22, 7000 Chur, 081 286 3794, marc.herter@htwchur.ch, htwchur.ch/zwf

¹⁷ Institut für Verwaltungs-Management IVM, Züricher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW Winterthur, Bahnhofplatz 12, 8401 Winterthur, 058 934 76 45, christoph.schuler@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/ivm/>

9.10 Cross-border Effects of Capacity Remuneration Mechanisms: The Swiss Case

Dogan KELES¹⁸

As a result of the guidelines for the internal market, European electricity markets are already integrated to a large extent and effects caused by non-national developments, so-called cross-border effects, are more clearly visible. This is reinforced by the fact that many countries are currently planning or have already implemented capacity remuneration mechanisms in a non-harmonized way due to concerns about generation adequacy. In this article, cross-border effects are analyzed using Switzerland as a case study, whose electricity market is strongly interconnected and impacted by its neighbors. Two scenarios are regarded: In one scenario, all market designs are represented according to the current legislation. As a second scenario, a so-called energy-only market is assumed in countries surrounding Switzerland. The results show that wholesale electricity prices are highly dependent on the chosen market designs. Furthermore, the results indicate that the planned market design changes in the neighboring countries do not necessarily have a negative impact on national investments and that a local capacity remuneration mechanism is not required to secure generation adequacy. However, these results are strongly influenced by the level of available storage capacities, i.e., ample hydropower storage facilities, in this case.

¹⁸ Institute of Industrial Production, Karlsruhe Institute of Technology KIT, do-gan.keles@kit.edu

9.11 Design und Einsparpotentiale hybrider Energiesysteme

Thomas KIENBERGER¹⁹

Im Rahmen der hier gezeigten Arbeit werden aktuelle Forschungsergebnisse des Lehrstuhls für Energietechnik an der Montanuniversität Leoben im Bereich des Forschungsschwerpunkt «hybride Energiesysteme» gezeigt. Hybride Energiesysteme betrachten wirtschaftliche Sektoren bzw. unterschiedliche Energieträger wie Strom, Gas und Wärme integriert. Durch die dabei eingesetzten Kopplungstechnologien können einerseits Langzeitspeicher (Stichwort Power-to-Gas) verfügbar gemacht werden. Andererseits erlauben hybride Energiesysteme durch kaskadische Energienutzung bzw. durch Einsatz insbesondere volatiler Erneuerbarer hohe Primärenergieeffizienz.

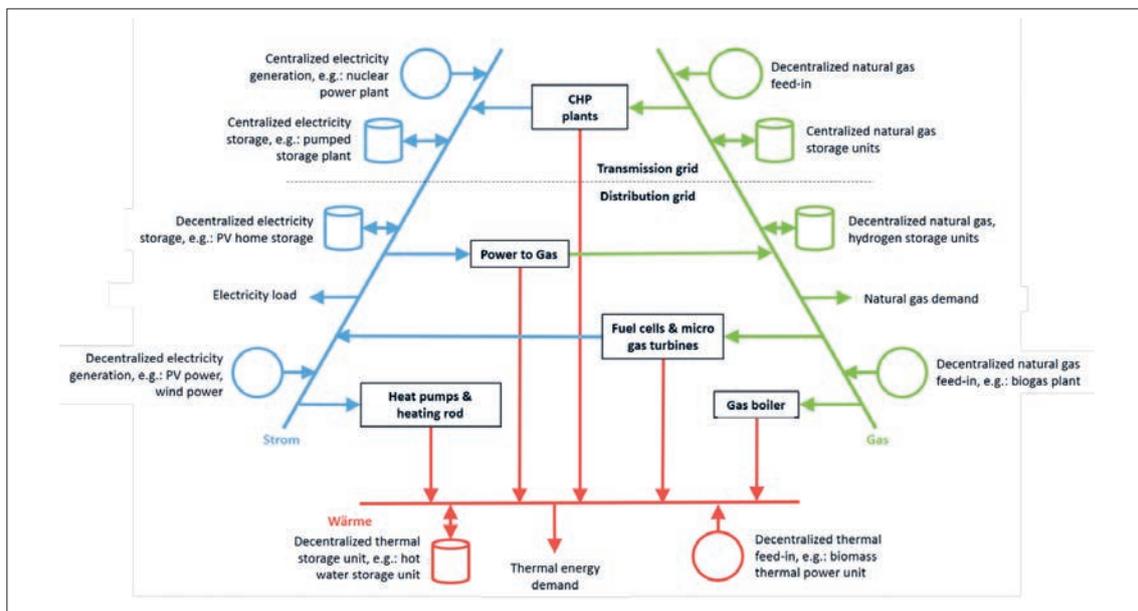


Abbildung 1: Umwandlungstechnologien in hybriden Energiesystemen

Um derartige hybride Energiesysteme zukünftig zur Verfügung zu haben, müssen neuartige Designmethoden entwickelt werden. Am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik wird in diesem Zusammenhang an Methoden gearbeitet, die einerseits über die zeitlich und räumlich aufgelöste Minimierung von Exergieverlusten die Primärenergieeffizienz maximiert. Andererseits müssen bei der Betrachtung von räumlich aufgelösten Energieverbunden Beschränkungen aufgrund der Netzkapazitäten berücksichtigt werden. Herkömmliche Lastflussberechnungsprogramme erlauben es nicht derartige Betrachtungen energieträgerübergreifend durchzuführen. Durch das am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik entwickelte Berechnungstool «HyFlow» wird dies ermöglicht. Neben der Vorstellung der beiden Methoden werden im Vortrag anhand aktueller Forschungsbeispiele Anwendungsergebnisse gezeigt und ausführlich diskutiert.

¹⁹ Lehrstuhls für Energieverbundtechnik, Montanuniversität Leoben, Österreich, thomas.kienberger@unileoben.ac.at, Telefon: +43 3842 402 5400

9.12 Klimawandel und Kapitalmärkte

Rüdiger KIESEL²⁰

Die Klimabedingte Transformation der Weltwirtschaft birgt oft unterschätzte Carbon-Risiken für Unternehmen, Investoren und andere Akteure an den Finanzmärkten. Wir analysieren die entstehenden Risiken für typische Kapitalmarktstrukturen und diskutieren Ansätze zur Quantifizierung und zum Management von Carbon-Risiken sowie die potentiellen Auswirkungen auf die Stabilität der Finanzmärkte.

²⁰ Lehrstuhl für Energiehandel und Finanzdienstleistungen, Universität Duisburg-Essen, ruediger.kiesel@uni-due.de, +49 201 18-34963

9.13 Profitabilität der Schweizer Wasserkraft unter verschiedenen Wasserzinsregims

Regina BETZ²¹, Thomas GEISSMANN²¹, Mirjam KOSCH²¹,
Moritz SCHILLINGER²², Hannes WEIGT²²

Einführung und Forschungsfragen

Rund 60% der gesamten Stromproduktion in der Schweiz stammen aus Wasserkraft. Noch 2009 konnten Wasserkraftproduzenten aufgrund der hohen Strompreise und Strompreisschwankungen sowie tiefer variabler Produktionskosten hohe Profite erwirtschaften. 2015 sah die Situation anders aus: Die Einnahmen von Wasserkraftbetreibern sind gesunken wegen tieferen Strompreisen sowie der immer kleiner werdenden Differenz zwischen Peak- und Off-Peak-Preisen. Die Gründe dafür sind tiefe Preise für fossile Brennstoffe und CO₂ Zertifikate sowie der wachsende Anteil erneuerbarer Energien, die die Preisspitzen glätten und mit ihren sehr geringen variablen Kosten das Preisniveau drücken. Gleichzeitig wurden die Wasserzinsen, d.h. die Abgaben für die Nutzung von Wasserkraft zur Stromproduktion, auf maximal 110 CHF/kW erhöht und entsprachen im Durchschnitt rund 23% der Gesamtkosten. Die höheren Kosten und tieferen Einnahmen haben dazu geführt, dass die Profitabilität von Wasserkraft stark gesunken ist und viele Produzenten Mühe haben, ihre Fixkosten zu decken.

Die Einnahmen der Wasserzinsen gehen an Kantone und Gemeinden und sind teilweise eine bedeutende Einnahmequelle – vergleichbar mit dem Finanzausgleich. Somit besteht ein Interessenskonflikt zwischen den Wasserkraftproduzenten und den Standortgemeinden. Vor diesem Hintergrund wird derzeit über eine Wasserzinsreform diskutiert. Der Bundesrat hat entschieden, die Wasserzinsen bis 2024 auf dem jetzigen Niveau zu belassen, aber für die Zeit danach werden verschiedene Optionen wie beispielsweise die Flexibilisierung der Wasserzinsen in Abhängigkeit der Strompreise in Betracht gezogen. Im Rahmen unseres Projektes beantworten wir folgende Fragen:

- Wie war die finanzielle Situation der Schweizer Wasserkraft in 2015/16?
- Wie werden zukünftige Wasserzinsregime die Profitabilität der Wasserkraft beeinflussen?

Wir bearbeiten diese Fragen im Rahmen eines Forschungsprojektes des NFP70, welches nicht nur die Profitabilität, sondern auch die Verteilungsaspekte einer Wasserzinsreform analysiert.

Daten und Methode

Die Kostendaten stammen aus Jahresberichten und Bilanzen von 62 Wasserkraftbetreibern sowie aus der Statistik des Wasserkraftanlagen (WASTA) des Bundesamtes für Energie (BFE). Wir unterteilen die Anlagen in drei verschiedene Technologien: Unser Sample enthält 36 Flusskraftwerke, 12 Speicherkraftwerke sowie 14 Pumpspeicherkraftwerke, wobei die Daten auf Partnerwerksebene vorliegen. Für die Berechnung der Produktionskosten der Wasserkraftanlagen verwenden wir sowohl einen pagatorischen sowie einen kalkulatorischen Ansatz (Filippini und Geissmann, 2018).

²¹ Center for Energy and the Environment (CEE), ZHAW, Winterthur, Schweiz, +41(0)589344954, betz@zhaw.ch; mirjam.kosch@zhaw.ch

²² Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung, Universität Basel, Basel, Schweiz, hannes.weigt@unibas.ch; moritz.schillinger@unibas.ch

Die Einnahmen im teilweise liberalisierten Schweizer Strommarkt bestehen einerseits aus Einnahmen am Markt, andererseits aus Einnahmen vom Stromverkauf an sogenannte «gefangene» Kunden, die den Stromanbieter nicht wechseln können und daher die tatsächlichen Produktionskosten bezahlen. Für die Schätzungen der Markteinnahmen berechnen wir den Referenzstrompreis mit Swissmod, einem numerischen Modell des Schweizer Strommarkts (Schlecht und Weigt, 2014). Der Berechnung zugrunde liegen Annahmen bezüglich der Entwicklung der Preise für Brennstoffe und CO₂. Für die Anteile an gefangenen Kunden eines Stromversorgungsunternehmens nehmen wir an, dass die Tarife – und somit die Einnahmen pro Einheit – auf den Produktionskosten basieren.

Bisherige Resultate

Wie profitabel waren die Schweizer Wasserkraftwerke 2015/16?

Unsere Resultate zeigen, dass 2015 die meisten Anlagen Verluste gemacht haben. Dies wird bestätigt durch den Vergleich der Kostenhöhe mit durchschnittlichen EEX Marktpreisen: Viele Firmen weisen höhere Kosten auf als sie 2015 im Stromhandel einnehmen konnten. Weiter zeigen die Resultate, dass die Rolle der gefangenen Kunden im Durchschnitt klein, aber für einzelne Partnerwerke wichtig ist.

Welche Aussichten ergeben sich für die kommenden Jahrzehnte? Welche Rolle spielt dabei der Wasserzins?

Um zu analysieren, wie sich die Profitabilität der Wasserkraft in Zukunft entwickeln wird, berechnen wir die Situationen für die Jahre 2020, 2025 und 2030. Wir verwenden dazu vier verschiedene Strompreisszenarien, welche auf verschiedenen Annahmen für die Entwicklung der Preise von fossilen Brennstoffen und CO₂-Zertifikaten basieren.

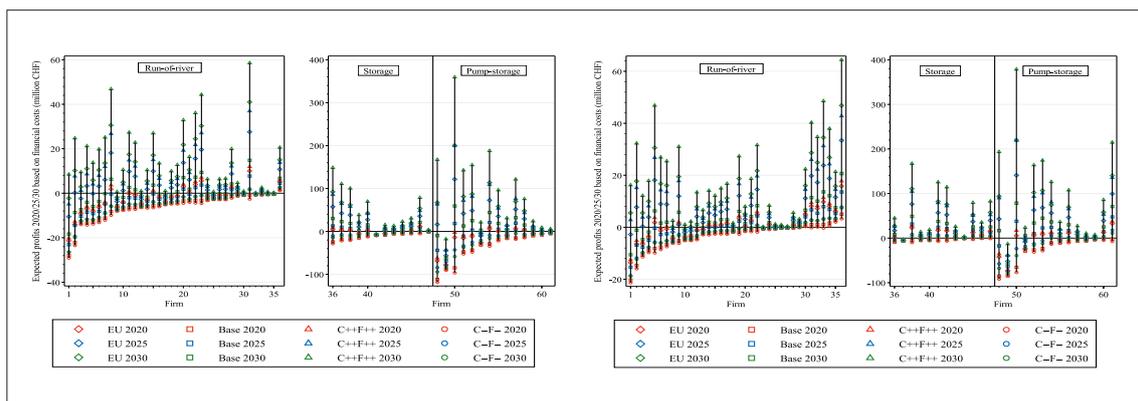


Abbildung 1: Profite mit (links) und ohne (rechts) Wasserzinsen

Scenario	Fuel and carbon price development
<i>Base 2015</i>	Fuel and carbon prices as in 2015
<i>EU Trends</i>	Fuel and carbon prices as in EU Reference Scenario (European Commission, 2016)
<i>C++F++</i>	Fast linear increase in carbon price (50€/t in 2030) and fuel prices (+100% until 2030)
<i>C--F--</i>	Linear decrease in carbon price (4€/t in 2030) and fuel prices (-50% until 2030)

Die linke Seite der Abbildung zeigt den zukünftigen Profit der Wasserkraft, wenn wir davon ausgehen, dass die Wasserzinsen auf dem Niveau von 2015 bleiben. Es zeigt sich, dass die Wasserkraft in jedem Szenario bis 2020 weiterhin Verluste machen würde. Nach 2020 hängt die Situation stark von der angenommenen Preisentwicklung ab. In 2025 und 2030 wird Wasserkraft für die Szenarien C++F++ und EU Trends im Durchschnitt wieder profitabel. Im Gegensatz dazu sieht die Situation für die Szenarien Base 2015 und C--F-- für viele Firmen schlechter aus, d.h. im Falle einer weiteren Reduktion der Preise für Brennstoffe und CO₂ wird sich die Situation für die Wasserkraft weiter verschärfen.

Um eine mögliche Bandbreite des Einflusses der Wasserzinsen auf die Profitabilität der Wasserkraft zu zeigen, vergleichen wir die Resultate mit bestehendem Wasserzins mit einer hypothetischen Situation ohne Wasserzins (rechte Abbildungen). Die Abschaffung der Wasserzinsen führt erwartungsgemäss zu einer höheren Profitabilität. Die grundsätzlichen Probleme bleiben jedoch erhalten. Die Abschaffung der Wasserzinsen würde zwar die Situation für Firmen nahe an der Wirtschaftlichkeit verbessern, wäre aber nicht genug, um die Situation der Firmen mit hohen Kosten zu ändern. In einem nächsten Schritt werden wir den Einfluss von flexibleren Wasserzinsregimen analysieren.

Weiteres

Detailliertere Informationen sind dem Zwischenbericht «The Future of Swiss Hydropower: Distributional Effects of Water Fee Reform Options; Interim Project Report, September 2018» zu entnehmen: www.fonew.unibas.ch/fileadmin/user_upload/fonew/Reports/Report_WaterFees_HPFuture.pdf

9.14 Energieeffizienz Politiken: Lektionen aus dem Vereinigten Königreich

Raphaela KOTSCH²³

Die «Energy efficiency gap» ist ein Thema, das in der Fachliteratur viel Beachtung gefunden hat. Während die Rolle von Markt- und Verhaltensfehlern ausführlich diskutiert wurde, lag der Fokus viel weniger auf der Quantifizierung der Heterogenität und Persistenz, die in den realisierten Einsparungen durch die Installation von Maßnahmen besteht. Diese Studie schließt eine Lücke in der Literatur und liefert neue Erkenntnisse über die Persistenz von Einsparungen im Laufe der Zeit für verschiedene Maßnahmen und Haushaltstypen. Nicht nur die Haushalte in benachteiligten Gebieten verzeichnen geringere Energieeinsparungen, bei bestimmten Maßnahmen erodieren die Einsparungen für diese Haushalte mit der Zeit schneller. Dieses Ergebnis ist wichtig für ein besseres Verständnis der Anreize für die Haushalte, für eine bessere Bewertung der Kostenwirksamkeit staatlicher Politiken und wirft neue Bedenken hinsichtlich der Art und Weise, wie die Kosten und der Nutzen von politischen Maßnahmen verteilt werden, auf.

²³ Centre for Energy and Environment (CEE), Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, kots@zhaw.ch

9.15 Numerical Weather Models for Resource Assessment of Alpine Wind Power

Bert KRUYT^{24, 25*}, Michael LEHNING^{26, 27}

Thema: Erneubare Energien

Keywords: Wind energy, mountain winds, resource assessment, ES 2050

Introduction

With the decision to move away from nuclear-based power generation, Switzerland has committed itself to an ambitious energy transition. Wind power appears a suitable candidate to partially fill the gap left behind by nuclear. It has a favorable seasonal profile, which is highly compatible with Switzerland's hydropower (Dujardin et al. 2017) and due to its low associated emissions, aligns well with climate targets. Much uncertainty surrounds the potential for wind power development in Switzerland, however. Based on course resolution assessments, potential appears unattractive at current electricity market prices. A closer inspection of local terrain effects might reveal favorable wind conditions, especially in the alpine (Kruyt et al. 2017). This contribution presents investigation of local wind potential.

Model based resource assessment

Using output from the COSMO-1 model, we calculate how much capacity is required to produce an annual wind power target of 4, 6 or even 12 TWh. We find that allowing for turbines at high elevations reduces the capacity that is required to meet each target.

Terrain induced flows

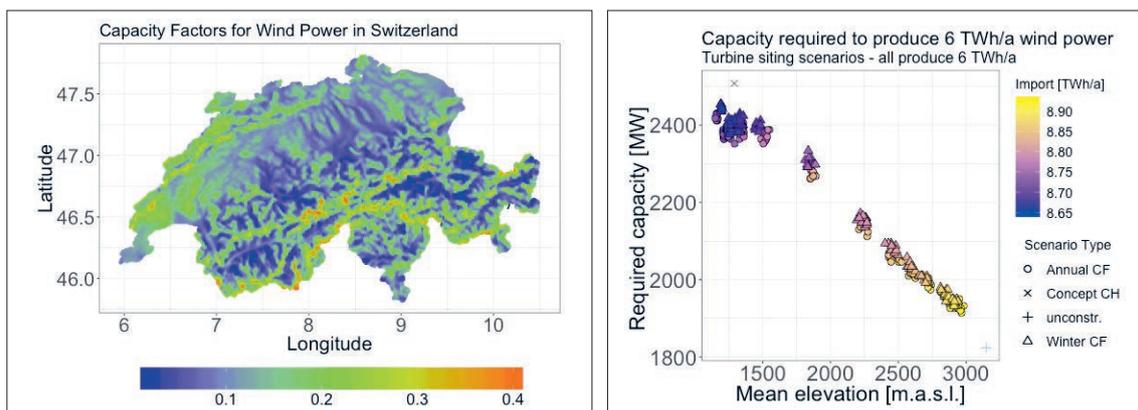


Figure 1: Left: Capacity factors for wind power based on the 100m wind speeds from the COSMO1 model and the Enercon E82 power curve. Capacity factors are defined as the ratio of simulated power production vs rated power production.

Right: The turbine capacity required to produce 6 TWh per year strongly depends on the elevation of the locations considered. (Kruyt 2018)

²⁴ Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), School of Architecture, Civil and Environmental Engineering (ENAC), Lausanne, Switzerland. bert.kruyt@epfl.ch, <https://cryos.epfl.ch>

²⁵ WSL Institute for snow and avalanche research SLF, Davos. www.slf.ch

²⁶ Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), School of Architecture, Civil and Environmental Engineering (ENAC), Lausanne, Switzerland. <https://cryos.epfl.ch>

²⁷ WSL Institute for snow and avalanche research SLF, Davos. www.slf.ch. lehning@slf.ch

Building on the results obtained with the COSMO model, simulations with the Weather Research and Forecasting (WRF) model are conducted (Figure 2). Here we aim to explore if the increased spatial and temporal resolution can help identify areas where terrain induced flows lead to favorable conditions for wind power development. Data from weather stations, as well as existing turbines in the Swiss Alps is used to validate the model performance. Initial simulations of the alpine region around Andermatt (Figure 2) show good correlation with measurement stations and existing turbines in the area. Further simulations of various domains and weather patterns will allow us to fine tune the model and use it for detailed resource assessment.

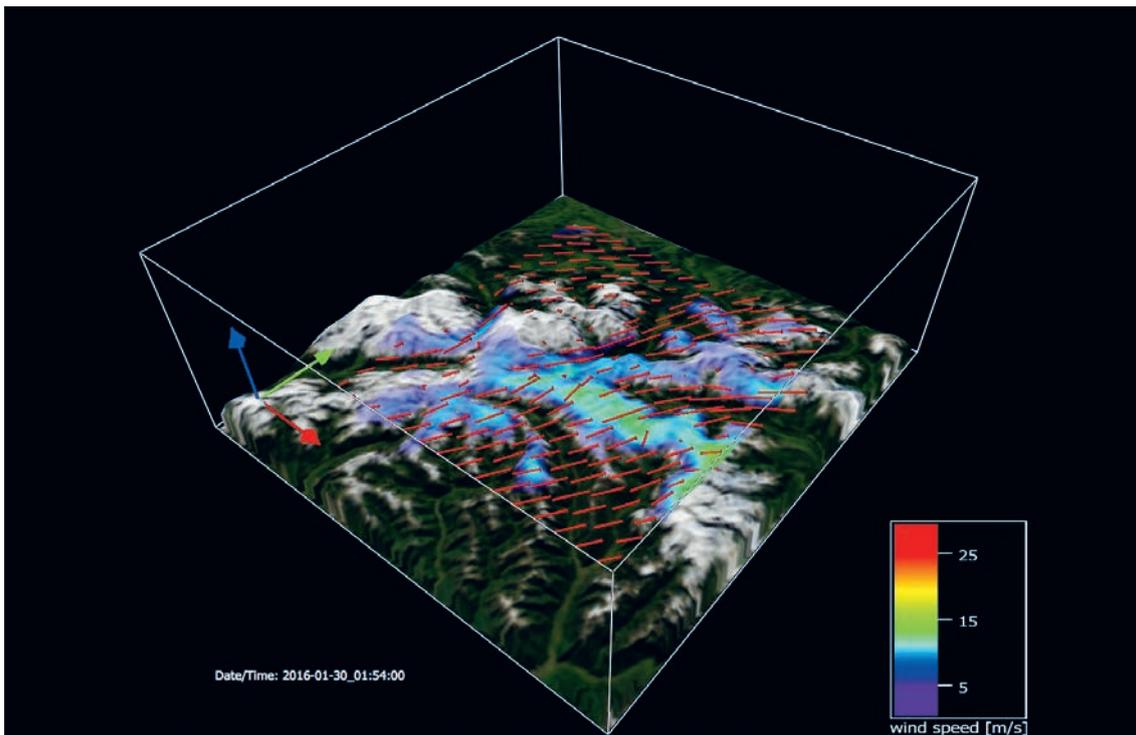


Figure 2: High resolution flow simulations of an Alpine area with the WRF model to identify terrain-induced flows. The colors indicate horizontal wind speed at roughly 40 meter above the surface. Arrows indicate wind direction. In this figure, the central Swiss mountain range including the Nufenen, Gotthard and Oberalp passes is simulated.

References

- Bartlett, S. et al., 2018. Charting the Course : A Plausible Route to a Fully Renewable Swiss Power System., 163, pp.1 – 19.
- Dujardin, J. et al., 2017. Interplay between photovoltaic, wind energy and storage hydro-power in a fully renewable Switzerland. *Energy*, 135, pp.513 – 525.
- Kruyt, B., Lehning, M. & Kahl, A., 2017. Potential contributions of wind power to a stable and highly renewable Swiss power supply. *Applied Energy*, 192, pp.1 – 11.
- Kruyt, B. Dujardin, J., Lehning, M. 2018 Improvement of wind power assessment in complex terrain: The case of COSMO-1 in the Swiss Alps. *Front. Energy Res.*

9.16 Erneuerbare Energien und die Rolle des Schnees: Erkenntnisse aus detaillierten Szenarienrechnungen für Wasserkraft und PV

Michael LEHNING^{28,29}, Annelen KAHL^{28,29}, Jérôme DUJARDIN²⁹,
Bert KRUYT^{28,29}, Christoph MARTY²⁸, Mathias BAVAY²⁸,
Stuart Bartlett²⁹

Thema: Erneubare Energien

Keywords: Energiewende, Strahlung, Schnee, Klimawandel, ES 2050

Einleitung

Die Schweiz verändert sich stark und wird sich weiter stark verändern. Die zwei Faktoren Klimawandel und Energiewende tragen dazu bei. Das Berggebiet ist von beiden Faktoren besonders betroffen. Dieser Beitrag thematisiert inwieweit dem Schnee eine besondere Bedeutung bei der Energiegewinnung im Berggebiet zukommt und wie sich seine Rolle im Zeichen des Klimawandels ändert. Wir betrachten insbesondere die Produktion von Solarstrom (PV) in Hochgebirge und zeigen wie der Schnee zu einer Erhöhung der Winterproduktion beiträgt. Ausgehend vom PV Potential in den Schweizer Bergen wird ein Szenarium für den Ersatz von Atomstrom durch Sonne, Wind und Wasserkraft vorgeschlagen. Der Blick in eine schneeärmere Zukunft erfolgt am Ende des Beitrages qualitativ.

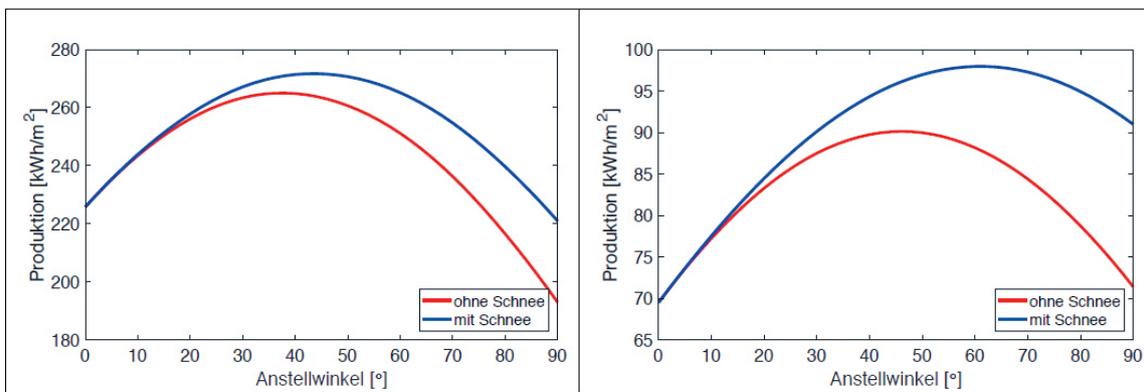


Abbildung 1: Mittlere Jahresproduktion (links) bzw. Winterproduktion (rechts) in den Schweizer Alpen als Funktion der Neigung der Solarmodule. Angenommen wurde eine Installation der Module auf einem Standort 2500 m über Meer. Bei Annahme einer realistischen Schneebedeckung (aus Satellitendaten) wird mehr Strom erzeugt, insbesondere bei steilen Anstellwinkeln der Module.

PV Produktion im Gebirge

Es ist bekannt, dass PV Anlagen im Gebirge mehr Strom produzieren als im Mittelland. Der Effekt ist in der Schweiz besonders gross, da das Mittelland im Winter oft durch Hochnebel bedeckt ist, während in den Alpen die Sonne scheint. Selbst bei wolkenlosem Himmel nimmt das Strahlungsangebot mit der Meereshöhe signifikant zu. In einer

²⁸ WSL Institut für Schnee- und Lawinenforschung, SLF, Davos, Schweiz. www.slf.ch

²⁹ Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), School of Architecture, Civil and Environmental Engineering (ENAC), Lausanne, Switzerland. <https://cryos.epfl.ch>

genauen Auswertung von Satellitendaten über der Schweiz konnten Kahl, Dujardin und Lehning (2018) zeigen, dass aufgrund der Höhenlage ca. 20% mehr Ertrag aus Solaranlagen im Alpenraum gegenüber in den Schweizer Städten zu erwarten ist. Die saisonale Schneedecke ermöglicht nochmals 10% Mehrertrag im Jahresmittel. Die Schneebedeckung im Gebirge wirkt sich auch dahingehend aus, dass eine steilere Installation der Module vorteilhaft wird.

Insbesondere die Winterproduktion nimmt bei einer steilen Modulinstallation stark zu und trägt so zur Schliessung der Winterstromlücke bei (Bartlett et al., 2018). Wie die Jahresproduktion und Winterstromproduktion von der Schneebedeckung beeinflusst wird, ist in Abb. 1 dargestellt. Die Schneedecke im Alpenraum macht eine vertikale Installation attraktiv, die dann auch mögliche Probleme mit einer Schneehaftung und Schneebedeckung minimiert.

Ein Zukunftsszenario für die Versorgung der Schweiz mit erneuerbarer Energie

Der Ersatz von Atomstrom in der Schweiz mit erneuerbaren Energiequellen ist durchaus realistisch und es gibt viele Kombinationsmöglichkeiten die zu diesem Ziel führen. Bartlett et al. (2018) diskutieren eine Variante, bei der mit einem relativ geringen Anteil an Windenergie (0.4 GW Kapazität) und Geothermie (0.5 GW Kapazität) der Hauptteil der erneuerbaren Energie aus Solaranlagen stammt. Mit ca. 13 GW Kapazität an Solarstrom, wofür eine Fläche von ca. 80 km² für die Installation benötigt wird, ist ein stabiler Betrieb des Schweizer Elektrizitätsnetzes möglich. Dabei wird netto nicht mehr Strom importiert als heute und die Belastung des Übertragungsnetzes nimmt im Mittel sogar ab. Allerdings verdoppelt sich das Handelsvolumen mit dem Ausland, bei Überproduktion wird insgesamt mehr exportiert als heute und es wird auch mehr zurückgekauft. Die Untersuchung zeigt, dass sogar mit sehr geringem Anteil an Geothermie und Windenergie die Energiewende möglich ist. In einem separaten Beitrag (Kruyt et al., diese Ausgabe) beleuchten wir im Detail wie eine stärkere Gewichtung der Windenergie zu einer noch besseren Abdeckung des Bedarfs in der Schweiz führt. Die Analyse von Bartlett et al. (2018) greift ausserdem noch nicht auf eine bevorzugte Installation von PV im Berggebiet (wie oben diskutiert) zurück. Auch eine solche wünschenswerte Entwicklung führt zu einer Situation, in der sowohl Autonomie, Wirtschaftlichkeit und Stabilität des Schweizer Energiesystems gestärkt wird.

Ein Blick in die schneeärmere Zukunft

Der Klimawandel bringt eine schneeärmere Zukunft für die Schweiz mit positiven (z.B. weniger Schneeräumung) wie auch mehrheitlich negativen Auswirkungen z.B. auf den Wintertourismus (Schmucki et al., 2017). Nachdem die Gesamtniederschläge nicht stark abnehmen werden und insbesondere im Winter sogar reichhaltiger als Regen fallen (Klimaszenarien CH2018), kann die Wasserkraft mehr wertvollen Winterstrom erzeugen (e.g. Bavay et al., 2013). Die Windkraft in den Schweizer Bergen wird durch den Klimawandel nicht stark beeinflusst. Mit Hinblick auf die Solaranlagen und ihre attraktive Winterproduktion in einer schneebedeckten Umgebung (s.o.) ergibt sich ein Verlust, der umso kleiner ausfällt, je schneesicherer die Lage der Installation ist. Nachdem die

Schneebedeckung im Hochgebirge in den kommenden Jahrzehnten nicht stark abnehmen wird (Schmucki et al., 2017), sind auch unter diesem Gesichtspunkt Installationen im Hochgebirge zu favorisieren. Limitierend ist hier die Existenz bzw. Nichtexistenz von Infrastruktur, nachdem ja Freilandanlagen aus Gründen des Landschaftsschutzes kritisch sind. Es bietet sich aber an, z.B. die Installation von Solaranlagen über existierenden Lawinenverbauungen umfassend zu prüfen.

References

Bartlett, S. et al., 2018. Charting the Course : A Possible Route to a Fully Renewable Swiss Power System. , A Possible Route to a Fully Renewable Swiss Power System. , Energy, 163, pp. 942 – 955.

Bavay, M., Grünewald, T., Lehning M., 2013: Response of snow cover and runoff to climate change in high Alpine catchments of Eastern Switzerland, Adv. Water Resour. Res., doi:10.1016/j.advwatres.2012.12.009.

Dujardin, J. et al., 2017. Interplay between photovoltaic, wind energy and storage hydro-power in a fully renewable Switzerland. Energy, 135, pp.513 – 525.

Kahl, A., Dujardin J., and Lehning, M.: The bright side of PV production in snow-covered mountains, PNAS, in press, 2018.

Kruyt, B., Lehning, M. & Kahl, A., 2017. Potential contributions of wind power to a stable and highly renewable Swiss power supply. Applied Energy, 192, pp.1 – 11.

Kruyt, B. Dujardin, J., Lehning, M. 2018 Improvement of wind power assessment in complex terrain: The case of COSMO-1 in the Swiss Alps. Front. Energy Res.

Kruyt, B., Lehning, M., 2018. Numerical Weather Models for Resource Assessment of Alpine Wind Power, Energieforschungsgespräche Disentis, 2019.

E. Schmucki, C. Marty, C. Fierz, R. Weingartner, et M. Lehning, «Impact of climate change in Switzerland on socioeconomicsnow indices», Theoretical and Applied Climatology, vol. 127, no 3 – 4, p. 15. 875 – 889, 2017.

9.17 Coanda-Rechen – eine innovative Wasserfassung

Imad LIFA³⁰, Franco SCHLEGEL³⁰

Einleitung

Coanda-Rechen sind Feinrechen mit scharfkantigen, horizontalen Stäben mit geringen Spaltweiten (Abbildung 1). Sie nutzen den vom rumänischen Physiker Henry Coanda (1886 – 1972) entdeckten «Coanda-Effekt» sowie den «Aquashear-Effekt» (Abscher-Effekt). Sie werden schon seit einigen Jahrzehnten vor allem in den USA im Bergbau eingesetzt und eignen sich für eher kleine Wasserfassungen. Die Spaltweiten liegen im Bereich von ca. 0.2 – 3.0 mm, so dass auch feineres Geschiebe wie Kies und Sand sowie Geschwemmsel weitgehend vom Triebwassersystem ferngehalten wird. Unter Umständen kann auf eine Rechenreinigungsanlage und auf einen Sandfang verzichtet werden, wodurch sich Bau- und Betriebskosten von Wasserkraftwerken reduzieren lassen.

Seit einigen Jahren werden Coanda-Rechen im Alpenraum vermehrt als Alternative bei Fassungen für Kleinwasserkraftwerke an geschiebeführenden Bergbächen anstelle von traditionellen Fallrechen (sog. Tirolerwehren) eingesetzt (Abbildungen 2 und 3). Die Erfahrungen der selbstreinigenden Coanda-Rechen sind dabei sehr verschieden. Problematisch sind beispielsweise der Abrieb und der Verschleiss der scharfkantigen Profile, so dass die Rechen häufig ausgewechselt werden müssen (Lebensdauer ca. 10 bis 15 Jahre) oder die Schluckfähigkeit zunehmend abnimmt. Demgegenüber gelten die Rechen als wartungsarm und fischfreundlich. Zwar sind zahlreiche Herstellerprospekte und auch vereinzelte wissenschaftliche Studien über Coanda-Rechen zu finden, umfassende hydraulische Modellversuche und systematisch aufgebaute Planungshilfen, welche auch die natürlichen Randbedingungen berücksichtigen, gibt es jedoch nicht.

Abstract

Im Rahmen einer Forschungsarbeit im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) wurden von der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Chur zwei Dutzend in Betrieb stehende Anlagen im gesamten Alpenraum (Schweiz, Österreich, Deutschland, Italien) analysiert [1,2]. Dabei konnten die bekannten Vorteile bestätigt werden, wie zum Beispiel das Fernhalten eines grossen Anteils der Feststoffe und des Geschwemmsels vom Triebwassersystem, Selbstreinigung des Rechens, geringe Betriebskosten, bei Verzicht auf einen Sandfang geringere Anlagekosten sowie Fischfreundlichkeit. Es zeigte sich bei Feldversuchen jedoch auch, dass die weit verbreitete Annahme des ausgezeichneten Abweisungsgrades von Feststoffen zu hoch sind, wodurch weiterhin oft Massnahmen zum Ausscheiden der Feinanteile notwendig werden. Entsprechend weisen wohl die aktuell verfügbaren Rechentypen noch technologisches Entwicklungspotential auf hinsichtlich Erhöhung der spezifischen Schluckfähigkeit, Verbesserung der Dauerhaftigkeit und Erhöhung des Abweisungsgrades der Feinanteile [3]. Diese Optimierungen sind Gegenstand einer weiterführenden Forschungsarbeit mit hydraulischen Modellversuchen an der Versuchsanstalt für Wasserbau (VAW) der ETH Zürich. Im Rahmen eines weiteren Folgeprojekts soll insbesondere auch der Fischabstieg über den Coanda-Rechen mit lebenden Bachforellen im Modell evaluiert werden.

³⁰ Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Chur, Institut für Bauen im alpinen Raum IBAR, Pulvermühlestrasse 80, 7000 Chur-CH, +41 81 286 24 83, imad.lifa@htwchur.ch

Funktionsweise des Coanda Rechens

Wie in der Anleitung erwähnt verfügt der Coanda-Rechen im Gegenteil zum Tirolerwehr über sehr kleine Spaltweiten von 0,2 bis max. 3 mm. Seine Stäbe verlaufen quer zur Strömung und haben scharfe Kanten, die in die Strömung hineinragen. Dadurch wird eine dünne Wasserschicht abgeschert (wie die Klingen eines Mehrklingenrasierers). Coanda hat herausgefunden, dass Flüssigkeiten und Gase an konvexen Flächen anhaften. Dieses Phänomen wird in der Literatur als Coanda-Effekt bezeichnet. Und in der Tat wurden die ersten Coanda-Rechen für den Einsatz im Bergbau mit einer konvexen Oberfläche (Zylinder) hergestellt. Vermutlich stammt die Bezeichnung Coanda-Rechen aus den Anfängen seiner Anwendung. Die meisten derzeit eingesetzten Coanda-Rechen haben entweder eine gerade oder eine konkave Oberfläche. Deshalb stellt sich die Frage, inwiefern der Coanda-Effekt eine Rolle spielt bei den zahlreichen Rechen, die keine konvexe Oberfläche haben.

Wichtigste Erkenntnisse des Forschungsprojekts und Empfehlungen für die Praxis

- **Rechenhersteller / Rechentypen:** Die internationale Recherche ergab, dass weltweit rund ein Dutzend Firmen Coanda-Rechen herstellen. Davon gibt es wenige patentierte Typen. In der Schweiz stellt aktuell keine grössere Firma Coanda-Rechen her. Es wurden 22 bestehende Anlagen in der Schweiz sowie in Österreich (Bundesländer Vorarlberg und Tirol), Deutschland (Bayern) und Italien (Südtirol) in Bezug auf die Betriebserfahrungen analysiert und daraus Empfehlungen für die Praxis abgeleitet (Abbildung 3). Die bekannten Vorteile der Coanda-Rechen konnten bestätigt werden (Fernhalten eines grossen Anteils der Feststoffe und vor allem des Geschwemmsels vom Triebwassersystem, Selbstreinigung des Rechens, geringe Betriebs- und Wartungskosten, bei Verzicht auf einen Sandfang geringere Anlagekosten, Fischfreundlichkeit).
- **Spaltweite und Abweisungsgrad von Feststoffen:** Im Rahmen eines Feldversuchs am Coanda-Rechen am Mühlbach (Oberschan, SG; Spaltabstand 1 mm) wurde der Abweisungsgrad der Feststoffe mittels Siebanalyse ermittelt. Mittels eines Schüttbretts wurde 20 kg einer vorgefertigten Kies-Sand-Mischung in den 7 m langen betonierten Zulaufkanal mit uniformer Strömung gegeben (Abbildung 4). Nach der Passage des Coanda-Rechens wurde das vom Rechen abgewiesene Schüttmaterial in einer Metallwanne aufgefangen und davon eine Siebanalyse erstellt. Am Coanda-Rechen an der Samina (Frastanz, Vorarlberg; Stababstand 1 mm) wurden ausserdem die Feststoffanteile während einem stark geschiebeführenden Hochwasser unmittelbar vor bzw. nach dem Coanda-Rechen mittels Laserdiffraktometrie ermittelt. Der Coanda-Rechen hält zwar alle Feststoffkörner, die grösser als die Spaltweite des Rechens sind, vom Triebwasser fern. Die Messergebnisse der beiden Feldversuche haben aufgezeigt, dass rund 40 bis 57% der Feststoffe der Korngrösse kleiner als 1 mm (Stababstand) den Coanda-Rechen passieren und somit ins Triebwassersystem gelangen (Abweisungsgrad 43 bis 60%). Von den Feststoffen mit einer Korngrösse kleiner als 0.5 mm passieren rund 93% den Rechen (Abweisungsgrad 7%). Der Abweisungsgrad der Feststoffe, die kleiner als der ganze bzw. der halbe Spaltabstand des Rechens sind, ist somit ungünstiger als von den Rechenherstellern in ihren Werbebroschüren suggeriert.

- **Spaltweite und Anordnung eines Sandfangs:** Feststoffe, die ins Triebwassersystem gelangen, können dort Abrasionschäden an hydraulischen Anlagen verursachen. Will man bei Mittel- und Hochdruck-Kraftwerken auf die Anordnung eines Sandfangs verzichten, so empfiehlt es sich aufgrund unserer Versuche, eine maximale Spaltweite von 0.4 mm zu wählen. Da das Grenzkorn für Sandfänge in der Schweiz bei Hochdruck-Kraftwerken (Fallhöhe > 50 m) je nach Fallhöhe üblicherweise 0.2 bis 0.3 mm beträgt, ist bei abrasivem Gestein und grosser Fallhöhe auch für eine Spaltweite von 0.4 mm ein Sandfang oder ein kleineres, spülbares Absetzbecken nach dem Coanda-Rechen zu empfehlen. Spaltweiten von 0.2 mm verstopfen erfahrungsgemäss rasch durch Feinsand und sind für geschiebeführende Gewässer daher nicht zu empfehlen.
- **Wassermenge:** Ein Schwachpunkt des Coanda-Rechens ist die im Vergleich zu einem Tirolerwehr relativ geringe spezifische Schluckfähigkeit, die stark von der Spaltweite und der Bauhöhe des Rechens abhängig ist (je nach Modell 50 bis 250 l/s/m). Damit ergeben sich bei grösseren Fassungen grosse Rechenbreiten. So erfordert die derzeit europaweit grösste Wasserfassung mit einem Coanda-Rechen (Fassungsmenge 4'000 l/s bei St. Leonhard am Pitzbach, Tirol) eine Rechenbreite von 25 m. Mit einem Tirolerwehr kann demgegenüber eine deutlich grössere spezifische Wassermenge bis ca. 2'000 l/s/m gefasst werden.
- **Anströmung:** Wichtig ist eine Beruhigung der Wasseroberfläche bzw. eine gleichmässige Anströmung des Coanda-Rechens, damit die im Vergleich zu einem Tirolerwehr 10 – 20 mal kleinere spezifische Schluckfähigkeit optimal ausgeschöpft werden kann. Bei einer Stirnentnahme, die v.a. für kleinere Gewässer angezeigt ist, kann eine regelmässige Anströmung durch einen leichten Gewässerstau im Oberwasser erzielt werden. In diesem Fall sind u.U. konstruktive Massnahmen zur regelmässigen Spülung der Feststoffe notwendig. Bei sehr starker Geschiebeführung ist der Einstaubereich bei einer Seitenentnahme einfacher zu spülen.
- **Fallhöhenverlust:** Der Fallhöhenverlust beim Coanda-Rechen von ca. 0.7 bis 2.2 m (je nach Rechentyp) wirkt sich v.a. für Niederdruck-Kraftwerke negativ aus und ist bei Hochdruck-Kraftwerken wirtschaftlich unbedeutend.
- **Geschiebe:** Für ein einwandfreies Funktionieren ist stets das Gesamtsystem «Wasser und Geschiebe» zu betrachten und eine massgeschneiderte konstruktive Ausgestaltung der Fassung zu wählen. Zum Schutz des feingliedrigen Rechens vor grobem Geschiebe und Treibgut hat sich die Vorschaltung eines robusten Grobrechens bzw. eines Tirolerwehrs gut bewährt. Zur Spülung des Geschiebes sind diverse konstruktive Massnahmen denkbar, wie z.B. der Bau eines Klappschützenwehrs, die Anordnung einer separaten Spülschütze, der Einbau von Spülrohren oder der Einbau einer Spülrinne quer zur Flussrichtung unmittelbar vor der Fassungsschwelle.
- **Konzeption der Wasserfassung:** Wasserfassungen an Gebirgsbächen gehören strömungstechnisch zu den anspruchsvollsten Wasserbauten. Nicht durchdachtes Design des Einlaufbauwerks führt zu einem Verlust an Stromerzeugung und zu erhöhten Wartungskosten. Das Finden des besten Designs der Wasserfassung ist abhängig von den lokalen Gegebenheiten, dem Gewässercharakter, der Fassungsmenge sowie der Frage, ob ein Neu- bzw. ein Umbau einer Wasserfassung vorzunehmen ist. Im Rahmen der vorliegenden Studie werden diverse Planungshilfen gegeben, die dem projektierenden Ingenieur eine optimale Anordnung der wasserbaulichen Strukturen ermöglichen sollen.

– **Fischwanderung:** Im Gegensatz zum Tirolerwehr mit seinen grossen Spaltweiten ermöglicht der Coanda-Rechen den Fischen und Wassertieren, unbeschädigt über den Rechen abwärts zu gleiten (Abbildung 5). Damit die Fischmigration flussabwärts erfolgreich verläuft, ist neben einer ausreichenden Restwasserdotations unmittelbar unterhalb des Coanda-Rechens ein genügend grosses, ständig wasserführendes Becken mit einer Wassertiefe von mindestens 50 cm anzuordnen. Für den Fischaufstieg ist der Coanda-Rechen ungeeignet, da der zu überwindende Höhenunterschied in der Regel zu gross ist. Hierfür müssen auch beim Coanda-Rechen die bekannten Fischaufstiegshilfen wie bspw. Umgehungsgerinne oder Fischpässe erstellt werden.

Entwicklungspotenzial und Hydraulische Modellversuche

Die auf dem Markt seit ca. 10 bis 20 Jahren vorhandenen Rechentypen haben sich insgesamt zwar recht gut bewährt, und es konnten mit ihnen je nach Rechentyp bereits langjährige Erfahrungen im praktischen Einsatz gewonnen werden. Dennoch weisen die aktuell verfügbaren Rechentypen wohl noch ein beträchtliches technologisches Entwicklungspotenzial auf. Wünschenswert ist prioritär eine Erhöhung der spezifischen Schluckfähigkeit unter Beibehaltung einer geringen Spaltweite (z.B. durch eine längere Beschleunigungsplatte oder eine optimierte Formgebung des Rechens und der Rechenstäbe), die Verbesserung der Festigkeit und Dauerhaftigkeit der feingliedrigen Rechenkonstruktion (z.B. gegen abrasiven, quarzhaltigen Sand mittels einer materialtechnologischen Innovation) und die Optimierung des Rechens im Hinblick auf eine Verbesserung des Abweisungsgrads feiner Partikel (damit auf einen Sandfang verzichtet werden kann).

Diese Optimierungen sind Gegenstand einer im Sommer 2018 gestarteten Forschungsarbeit mit hydraulischen Modellversuchen an der Versuchsanstalt für Wasserbau (VAW) der ETH Zürich an einer 1.0 m breiten Versuchsrinne (Abbildungen 6 und 7). Es kommen Rechentypen der Fa. Wild Metal GmbH mit Spaltweiten von 0.2 bis 3.0 mm zum Einsatz. Im Rahmen eines gewässerökologisch wichtigen Teilprojekts soll insbesondere auch der Fischabstieg über den Coanda-Rechen mit lebenden Bachforellen im Modell evaluiert werden.

Literatur- und Quellenverzeichnis

- [1] I. Lifa, F. Schlegel, S. Dosch, «Optimierung der Coanda-Rechen für Schweizer Gewässer,» Schlussbericht im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Chur/Bern, 30.3.2017
- [2] Coanda-Rechen – eine innovative Wasserfassung. Fachtagung vom 19. Sept. 2017 an der HTW Chur. Link: www.htwchur.ch/coanda
- [3] B. Vogel, «Auf der Suche nach dem optimalen Rechen,» in: Wasser Energie Luft, Baden, Heft 4, 2017, S. 247–250

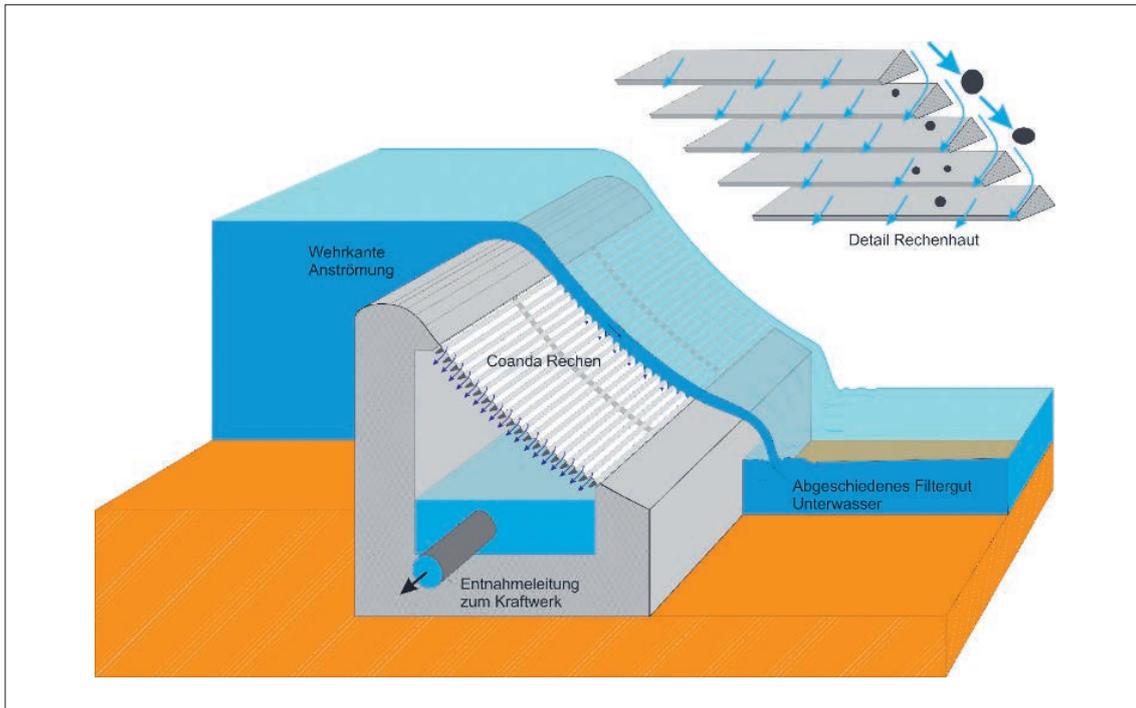


Abbildung 1: Prinzipskizze eines Coanda-Rechens



Abbildung 2: Aktuell Europas größter Coanda-Rechen bei St. Leonhard am Pitzbach, Tirol (A), mit einer Kapazität von 4'000 l/s

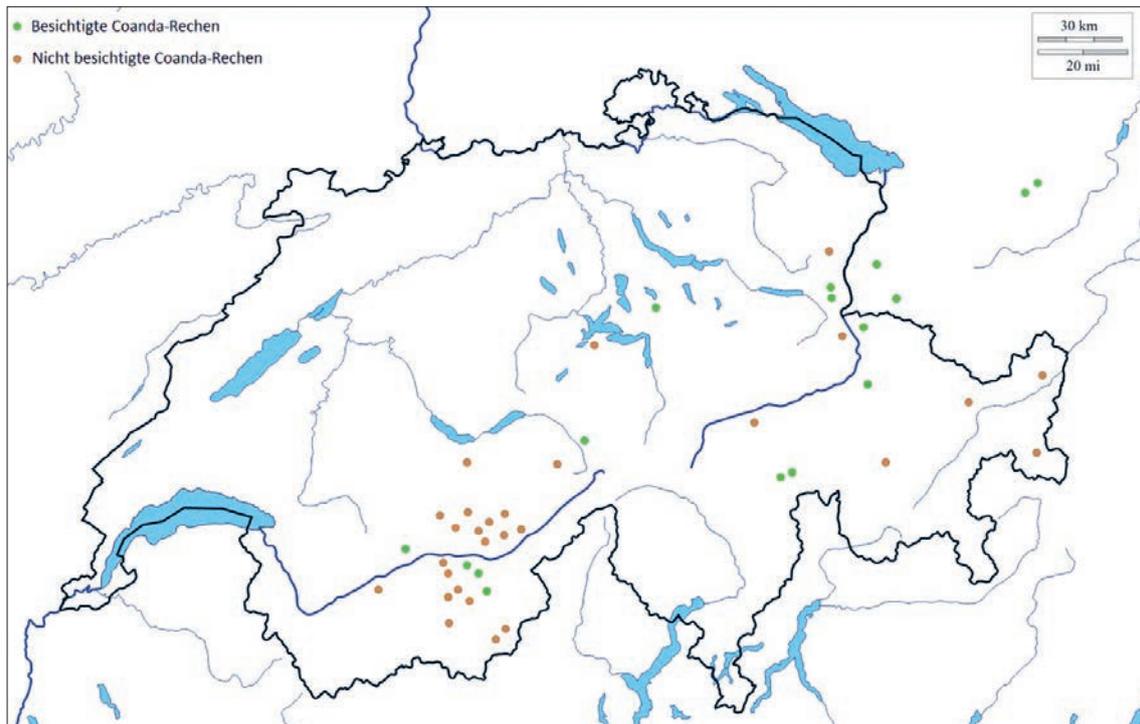


Abbildung 3: Übersichtskarte der in der Schweiz und im nahen Ausland installierten Coanda-Rechen. Im Alpenraum sind derzeit ca. 300 Coanda-Rechen im Betrieb, am meisten davon in Südtirol und in Österreich. In der Schweiz sind ca. 50 Coanda-Rechen installiert. Die grünen Punkte bezeichnen die nach einem standardisierten Verfahren besichtigten und analysierten 22 Anlagen aus der Schweiz, Süddeutschland, Österreich (Vorarlberg und Tirol) und Südtirol.



Abbildung 4: Feldversuch zum Abweisungsgrad von Feststoffen beim Coanda-Rechen am Mühlbach bei Oberschan (CH) mit einer Spaltweite von 1.0 mm. Der Abweisungsgrad der Feststoffe ist ungünstiger als von den Rechenherstellern in ihren Werbebroschüren suggeriert.

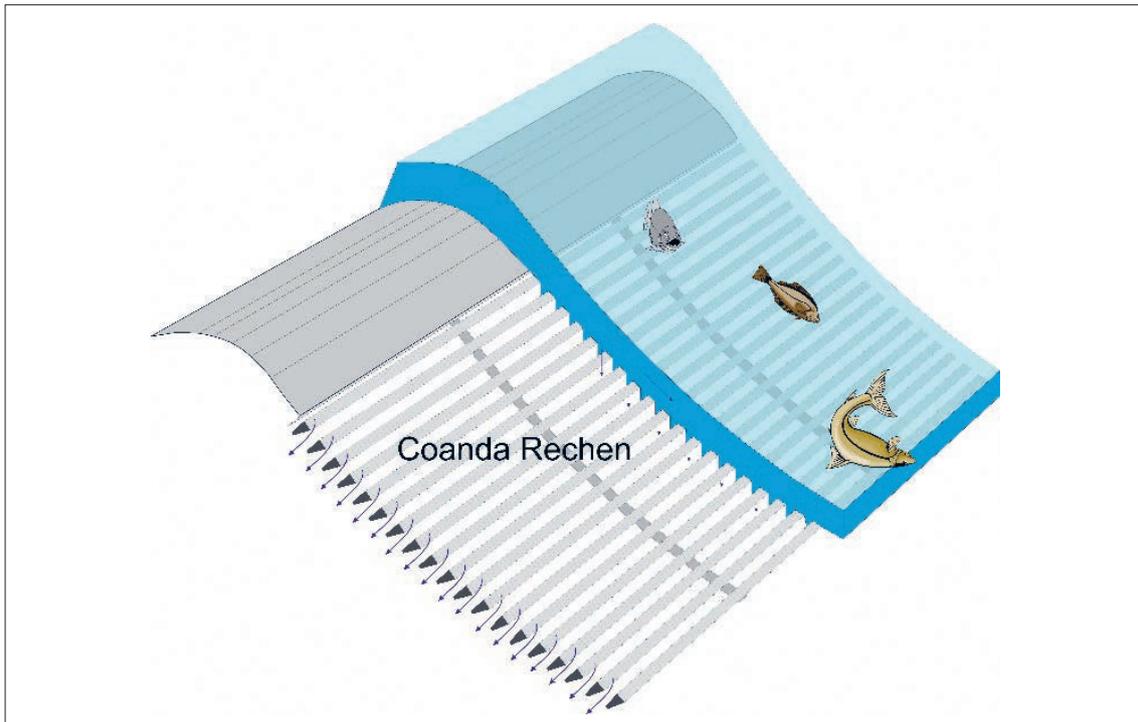


Abbildung 5: Gefahrloser Fischabstieg über den Coanda-Rechen

9.18 Entscheidung für Energieeffizienz: Auswirkungen von Kultur, Verhalten und Technikdiffusion in produzierenden KMU in Baden-Württemberg (EntschEff)

Sabine LÖBBE³¹, Werner KÖNIG³¹

Das Projekt EntschEff widmete sich den Gründen der sog. «energy-efficiency-gap»: der vorherrschenden Kluft zwischen realisierter und praktisch möglicher Energieeffizienz in Unternehmen und Handlungsempfehlungen, diese Lücke zu schließen und wurde durchgeführt vom Reutlinger Zentrum für dezentrale Energiesysteme und Energieeffizienz (REZ) der Hochschule Reutlingen gemeinsam mit dem Institut für Energieeffizienz in der Produktion der Universität Stuttgart und der Universität Wien betreut und mit Partnern aus der Zivilgesellschaft (IHK, eine Stadt, Klimaschutzagentur, Energieverband) und der Wirtschaft (11 produzierenden KMU).

Das Projekt fusst auf Fallstudien mit innovativer Erhebungsmethodik, vertieft durch die quantitative Analyse von 500 KMU aus Baden-Württemberg mit Fragen zu: Bedeutung von und Maßnahmen für Energieeffizienz, Fördermaßnahmen, Einfluss des Unternehmensumfelds, der Relevanz von Mitarbeiterverhalten, Finanzierung, etc. Die Autoren entwickelten eine Meta-Theorie der Entscheidung für Energieeffizienz: Sie schafft Verständnis für Entscheidungsprozesse, unterstützt die gegenständliche Forschung und bildet die Grundlage der Folgeforschung. Die Studienergebnisse in einer Übersicht:

- KMU haben unterschiedliche Gründe, Potentiale für Energieeffizienz zu heben. Mehr noch: Energieeffizienz muss **multifunktionale Bedeutung** für das Unternehmen beherbergen, wie etwa Kostensenkung, Wirtschaftlichkeit, Zukunftssicherung, Risikominimierung, soziale oder ökologische Verantwortung, Modernität, Fortschritt oder der Wunsch nach einer positiven Außendarstellung.
- Je stärker Energieeffizienz in der **Unternehmensstrategie** eingebettet ist, desto eher werden Energieeffizienzpotentiale ausgeschöpft. Dieser Faktor ist wirkmächtiger als typische Strukturmerkmale wie die Größe eines Unternehmens oder der Energiebedarf, die in anderen Studien als wichtigste Einflussgrößen identifiziert wurden.
- Wichtiger als Strukturmerkmale des Unternehmens ist die **Unternehmensführung**: Sie muss die Bedeutungen von Energieeffizienz für das Unternehmen aktiv schaffen, Fachwissen interdisziplinär zusammenzubringen, kurzum Energieeffizienz Sinn und Richtung geben und organisieren.
- Die Auseinandersetzung mit **Praktiken zur Steigerung von Energieeffizienz** in den KMU stellt eine Besonderheit von EntschEff im Vergleich zu anderen Studien dar: Je mehr ein breites Spektrum an Maßnahmen – von technischen bis zu bewusstseinsbezogenen – umgesetzt wird, desto stärker wird Energieeffizienz etabliert und verbessert die **Energieeffizienzkultur** im Unternehmen, denn: Damit technische Maßnahmen wirken, sind oft genug organisatorische oder bewusstseinsbezogenen Maßnahmen erforderlich.

³¹ Reutlinger Energiezentrum für Dezentrale Energiesysteme & Energieeffizienz, Hochschule Reutlingen, Alteburgstr. 150, D-72762 Reutlingen, sabine.loebbe@reutlingen-university.de, Werner.Koenig@Reutlingen-University.DE

- Werden **Mitarbeiter und ihr Verhalten** bei Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz gefördert und unterstützt, trägt das zu einer starken und vor allem langfristigen Energieeffizienz-Kultur bei, wie erstmalig von EntschEff wissenschaftlich erhoben.
- Die Integration von Energieeffizienz in die Unternehmensstrategie, ein breites Spektrum an Maßnahmen und die Einbeziehung bzw. Sensibilisierung der Mitarbeiter definieren **erfolgreiches Energiemanagement**. Die erfolgreiche Diffusion von Energieeffizienz in KMU hängt daher von wirkungsvollem Energiemanagement ab.
- **Energieeffizienz** sollte eine **kulturelle Selbstverständlichkeit** sein, wesentlich beeinflusst über Energiemanagement und ein entsprechendes Führungsverhalten.
- Dass sich Energieeffizienz als eine kulturelle Selbstverständlichkeit vollzieht, dafür tragen neben Unternehmen, auch die **Gesellschaft** Verantwortung, denn: wenn die Unternehmen wahrnehmen, dass Energieeffizienz für das Unternehmensumfeld sehr wichtig ist, werden Entscheidungen für Energieeffizienz wahrscheinlicher.

Die Studie schließt mit konkreten **Handlungsempfehlungen** für Wirtschaft, Politik und Umfeldorganisationen ab.

References / Quellen

Buettner, S.M.; Bottner, F.; Sauer, A.; Koenig, W., Loebbe, S., 2018: Barriers to and decisions for energy efficiency: What do we know so far? A theoretical and empirical overview. Conference paper, 2018 Eceee Industrial Summer Study Proceedings, 10. – 13. June: Berlin.

Cagno, E., Worrell, E., Trianni, A., Pugliese G., 2013: A novel approach for barriers to industrial energy efficiency. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 19, 290 – 308.

Gerarden, T.G., Newell, R.G., Stavins, R., 2015: Addressing the Energy-Efficiency Gap. Cambridge, Mass.: Harvard Environmental Economics Program, January 2015.

König, W., 2018: Working paper: The diffusion of energy efficiency – A cultural and institutional framework of decision-making in industrial organizations. Forthcoming.

König, W., 2018: Working paper: Energy efficiency cultures – Results of an organizational ethnographic study on industrial SMEs. Forthcoming.

Thollander, P.; Palm, J., 2013: Improving Energy Efficiency in Industrial Energy Systems. An Interdisciplinary Perspective on Barriers, Energy Audits, Energy Management, Policies, and Programs. Springer Verlag: London.

9.19 HyWin – Aktive Hybridfassade für Glashochhäuser

Claudio MEISSER³², Jan LIPTON³³

Auf allen Kontinenten werden die Zentren der Grossstädte von Hochhäusern mit Glasfassaden dominiert. Da außenliegender Sonnenschutz ab einer bestimmten Gebäudehöhe nicht mehr eingesetzt werden kann, gelangt trotz tiefen g-Werten der Isolierverglasung zu viel Solarstrahlung in die Büro- und Wohnräume. Dies erfordert Kühldecken oder leistungsfähige Klimaanlage. Im Sommer beeinträchtigen die Temperaturen in der Nähe besonnener Glasfassaden das Arbeiten, im Winter muss der Kaltluftabfall an den Glasfronten mit zusätzlicher Warmluftvorhängen kompensiert werden. Die durch Warmluftvorhänge, Kühldecken und TABS (Thermally Active Building Systems) verursachten Nutzvolumen-Verluste sind beträchtlich.

Um den zu hohen Energiebedarf dieser Glashochhäuser zu reduzieren und den Komfort gleichzeitig zu erhöhen, entwickelten zwei Ingenieure mit langjähriger Industrieerfahrung in Zusammenarbeit mit Fassadenbauern und Fachhochschulen (HSLU-Hochschule Luzern, Departement Technik & Architektur; FHNW - Fachhochschule Nordwestschweiz) die zum Patent angemeldete HyWin Hybridfassade.

Ähnlich wie bei der Closed-Cavity-Fassade (CCF) basiert die HyWin Fassade auf einer gegenüber dem Aussenklima hermetisch abgedichteten Glaskonstruktion mit Aussen- und Innenverglasung sowie integriertem Sonnenschutz. Die Dreifachverglasung wird aber nicht wie bei der CCF nutzraumseitig, sondern klimaseitig angeordnet. Damit liegt bei der HyWin Fassade die leistungsfähige Isolationsschicht (0.6 W/m²K) aussen und eliminiert das Kondensationsrisiko im staubdichten, ca. 200 mm tiefen Zwischenraum.

Im Sommer kühlt ein hocheffizienter, ebenfalls im Zwischenraum integrierter Wärmetauscher (WT) das eingeschlossene Luftvolumen. Dank geräuscharmen Ventilatoren kann der WT die Luftmasse soweit abkühlen, dass sich trotz maximaler Sonneneinstrahlung und nutzraumseitigen Quellen (Personenabwärme, PC, Monitore) die Raumtemperatur auf komfortable Werte begrenzen lässt.

Die hohe Effizienz der HyWin Konstruktion wird durch eine gezielte Luftführung innerhalb der Kavität erreicht. Die von der Sonne aufgeheizte Luftmasse wird entgegen seiner inhärenten Auftriebskraft vom unten angeordneten Gebläse

(Axial-Radialgebläse oder Querstromlüfter) angesaugt und umgelenkt. Nach dem Wärmetauscher mit beispielsweise mehreren in Serie geschalteten Rippenrohren wird die Luft entlang der nutzraumseitigen Einfach-Verglasung wieder ausgeblasen. Die fest eingebaute Glastrennwand ermöglicht den winterlichen Heizbetrieb. Im Vergleich zu Bodenheizungen kann mit deutlich tieferen Vorlauftemperaturen gearbeitet werden. Ein Kühlbetrieb ist auch ohne abgesenkten Sonnenschutz möglich.

Im Sommer können mit der überschüssigen Energie allfällig vorhandene, saisonale Energiespeicher ohne Einsatz von Wärmepumpen regeneriert werden. Im Winter wird mit effizienten Niederhub-Wärmepumpen dem Speicher die Energie wieder entzogen und den HyWin-Wärmetauschern mit Vorlauftemperaturen im Bereich von 25 bis 32°C die notwendige Heizleistung zugeführt.

³² HyWin GmbH, Moosstrasse 14, 6330 Cham, +41 41 780 85 44, claudio.meisser@hywin.ch, www.hywin.ch

³³ HyWin GmbH, Sihleggstrasse 23, 8832 Wollerau, +41 43 888 90 67, jan.lipton@hywin.ch, www.hywin.ch

Kühldecken und Bodenheizungen entfallen. Gebäudeseitig müssen die Nutzräume mit einer Frischluftversorgung ergänzt werden. Interne Quellen grösser als 30 Watt pro m² Energiebezugsfläche (z.B. Konferenzräume) bedingen eine zusätzliche Kühlung.

Der reduzierte Exergie-Verbrauch (weniger Strom für Wärme- und Umwälzpumpen) wird durch die im Sommer tiefe und im Winter hohe Strahlungstemperatur der HyWin Fassade erreicht. Die vom Nutzer empfundene Temperatur liegt ohne störende Raumluftumwälzungen im Sommer 2 - 4K unter, im Winter 2 - 4K über der Lufttemperatur des Raumes. Damit lässt sich der Energieverbrauch deutlich reduzieren. Die zur Kühlung notwendige Ventilationsleistung kann vollständig mit fassaden-integrierten Photovoltaik-elementen produziert werden.

Die HyWin GmbH hat bis 2017 mit einem Sonnensimulator umfangreiche Labortests durchgeführt und konnte 2018 mit mehreren Outdoor-Messreihen die erwähnten Resultate bestätigen.

- ❑ Hochhäuser mit Glasfassaden **dominieren weltweit die Zentren** der Grossstädte.
- ❑ Um den **sommerlichen Wärmeschutz von Glasfassaden** zu verbessern, gibt es unterschiedliche Alternativen:
Bis 60 m Gebäudehöhe eignen sich fest montierte **Lamellen, vorspringende Balkone** oder Pflanztröge. **Aussenliegende Lamellen-** oder Textilstoren eignen sich bis **ca. 30 m**. Die g Wert Reduktion zwischen einem aussen- und einem innenliegenden Sonnenschutz beträgt **Faktor 3.....5!**
- ❑ Um die **Energiebilanz von Glashochhäusern über 60 m** zu verbessern, gibt es aktuell zwei Alternativen:
Double Skin Fassaden: Der **sommerliche Wärmeschutz** ist einwandfrei. Nachteilig sind die stark reduzierte **Ausnutzungsziffern** sowie die höheren **Unterhalts- und Erstellungskosten**. **Closed Cavity Fassaden (CCF)** haben zwei Nachteile: **zu hohe CCF Temperaturen** (Lebensdauer Sonnenschutz) und ein latentes **Kondensationsrisiko**.
- ❑ Klimaerwärmung, höhere Anforderungen bezüglich Exergie und Komfort erhöhen den Druck bei **Glashochhäusern** den **sommerlichen Wärmeschutz** und das **zu komplexe Energiemanagement** zu überdenken.

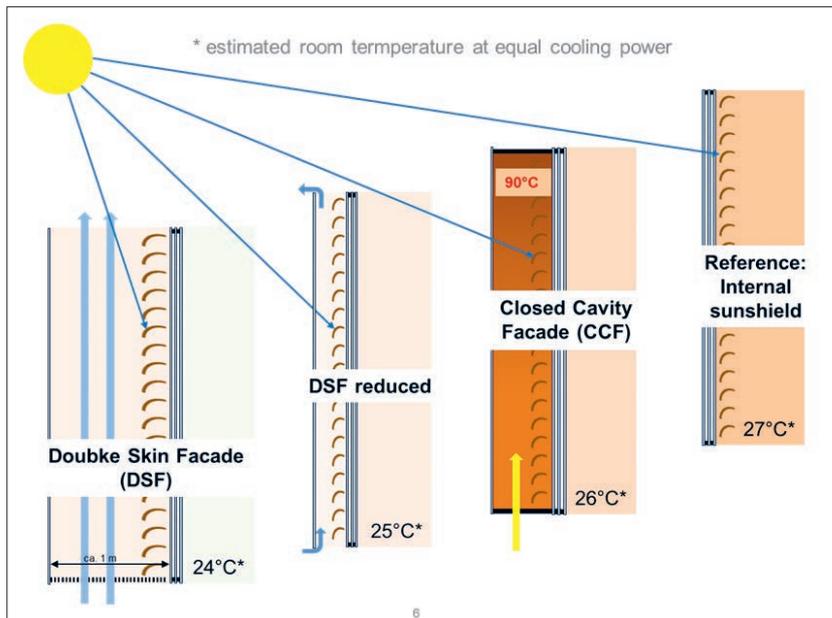


Abbildung 1: Aktuell sind diese 4 Fassadentypen für Glashochhäuser am Markt erhältlich. Obwohl deren sommerlicher Wärmeschutz wesentlich besser wäre, eignen sich aussenliegende Lamellen oder Textilien aus Unterhaltsgründen nicht für Glashochhäuser über 60 m. Die Temperaturangaben in dieser Abbildung sind ein Indiz wie hoch die Raumlufttemperatur an heißen Sommertagen steigen wird. Bei der DSF ist der Zwischenraum ca. 20 cm tief, die Hinterlüftung aber nur über ein Stockwerk wirksam. Zur Reinigung muss die Isolierverglasung schwenkbar sein.

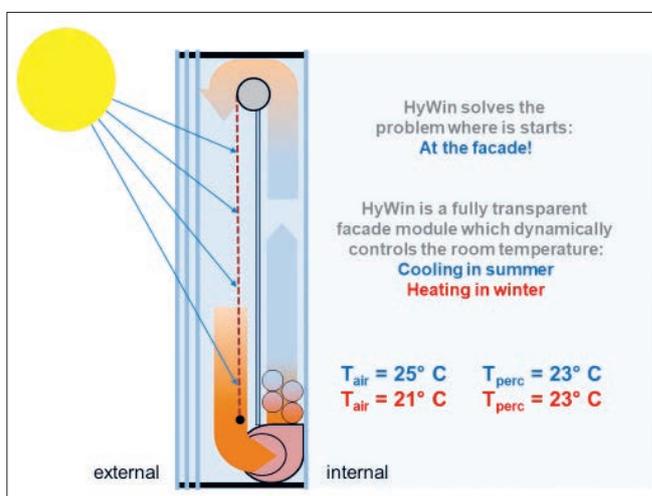


Abbildung 2: HyWin stoppt den sommerlichen Wärmeeintrag direkt an der Fassade. Im Nutzraum braucht es weder Kühldecken, Bodenheizungen noch Luftvorhänge um interne Lasten bis 30 W pro m2 EBF oder unliebsame Strahlungstemperaturen der Fenster zu kompensieren. Das transparente Fenster wird damit zur vollständigen und hybriden Klimatisierungslösung.

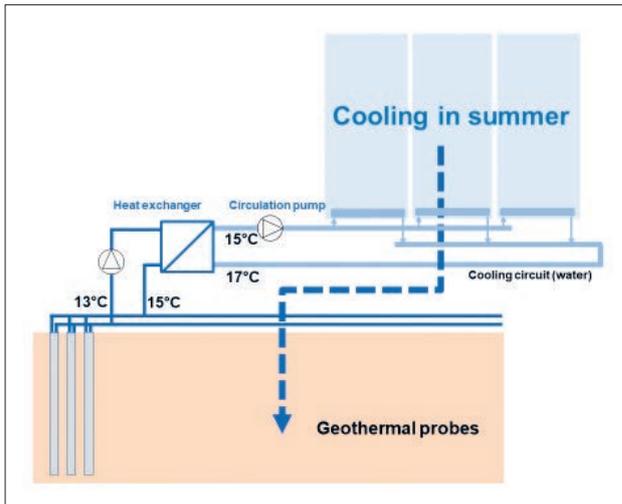


Abbildung 3: Mit Erdsondentemperaturen unter 18°C kann auch an sehr heißen Sommertagen ohne Einsatz von Wärmepumpen die eingestrahlte Sonnenenergie im Erdreich gespeichert und damit gleichzeitig das Erdsondenregister regeneriert werden. Die Wärmetauscher in den HyWin-Modulen haben dank der forcierten Luftumwälzung eine in der Versuchsanordnung überprüfte, sehr hohe Wärmeübergangszahl von 30.....35 W/m²K.

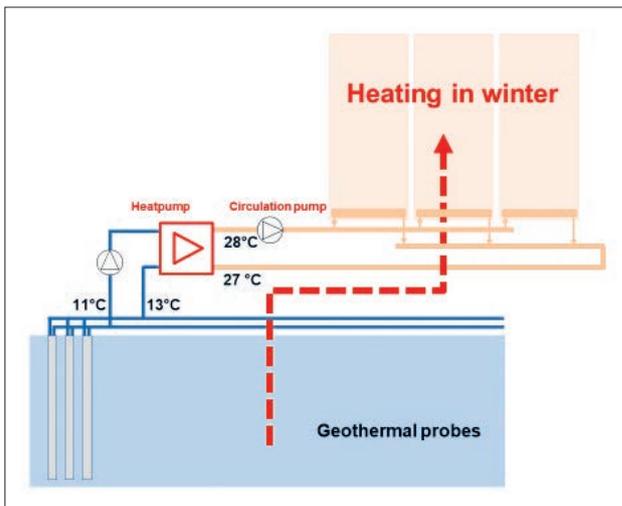


Abbildung 4: Im Winter wird, wie bei allen Erdsondenheizungen, die HyWin Fassade mit Energie aus dem Erdreich versorgt. Dabei gibt es zwei Vorteile: Die im Winter empfundene Raumtemperatur ist dank der etwas wärmeren Innverglasung etwa 2–3K höher, ist für den Benutzer äusserst angenehm und reduziert die notwendige Vorlauftemperatur. Dies hat seinerseits ein entsprechend höheres COP moderner Niederhub-WP und eine bessere Energiebilanz zur Folge.



Abbildung 5: Das Zusammenwirken aller HyWin-Komponenten wurde bis 2017 in ausgiebigen Labortest mit Hilfe eines Sonnensimulators optimiert und 2018 unter realen Bedingungen mit Sonneneinstrahlungen im Bereich von 700 bis 750 W/m² (bezogen auf eine vertikale Fläche) überprüft. Das Labormodell hat ein Lichtmass von 500 x 1100 mm. Die Messwerte wurden bei einer limitierten Lüfterleistung von 10 Watt erfasst. Die dem Fenster entzogene Wärmemenge wird mittels Platinfühlern und einem magnetisch-induktiven Durchflussmessgerät genau erfasst.

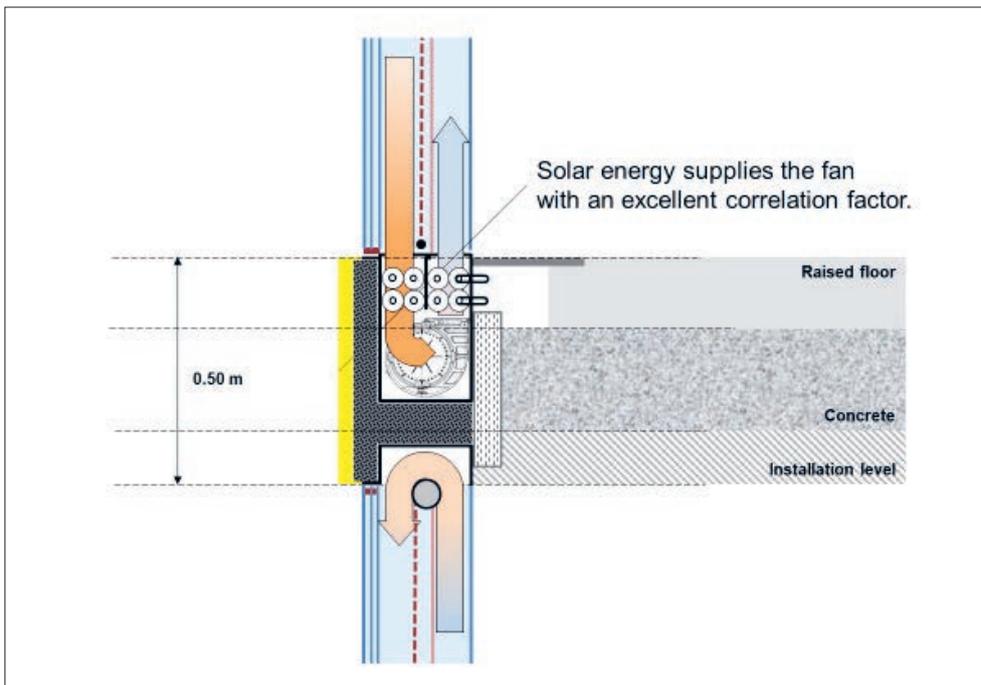


Abbildung 6 Konstruktive Vorarbeiten haben gezeigt, dass das gesamte HyWin-Modul nahezu unsichtbar im Bereich der Betondecke, des Zwischenbodens und der Installationsdecke untergebracht werden kann. Eine etwas einfachere Version bedingt auf Seiten des Nutzraumes eine Brüstungshöhe von 250.....300 mm. Das äussere Lichtmass wird dadurch nicht eingeschränkt. Ein PV Modul kann die für die Ventilation notwendige elektrische Energie problemlos aufbringen. Die Korrelation zwischen solarer Einstrahlung und Bedarf an hoher Lüfterleistung ist > 95 %.

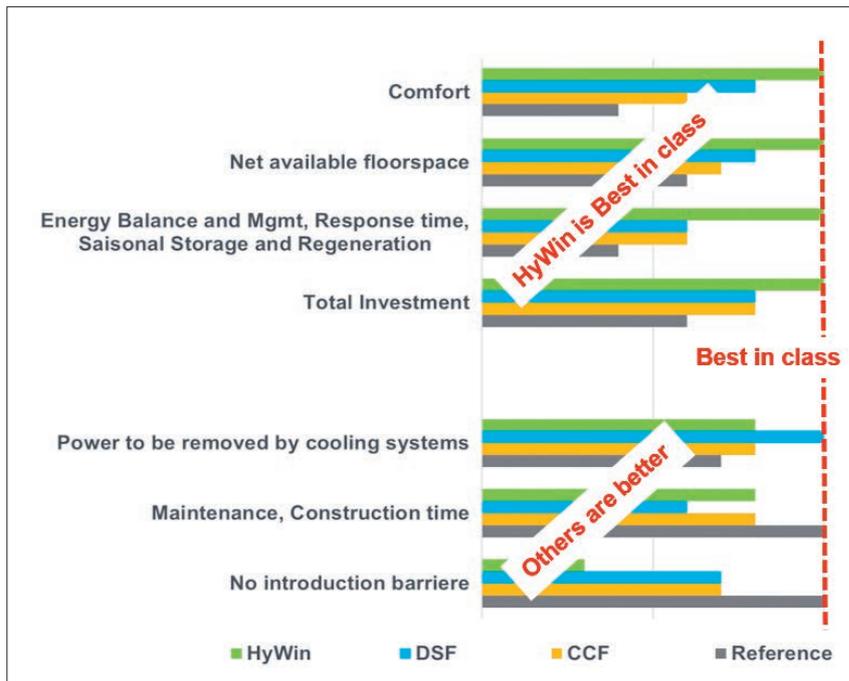


Abbildung 7: In den ersten vier Kriterien ist HyWin eindeutig Best in class. In den folgenden drei Kriterien siegt entweder die Double Skin Fassade (DSF) oder dann die konventionelle, heute aber aufgrund von energetischen Anforderungen kaum mehr einsetzbare Dreifachverglasung mit innenliegendem Sonnenschutz (Reference).

Ein Grund, warum mit HyWin noch keine grossen Projekte realisiert wurden, dürfte dessen Inkompatibilität mit aktuellen Verantwortungsbereichen (der Fassadenplaner hat heute keine HLK Verantwortung), Standards und Submissionsverfahren sein.

Publikationen, Referate, Patent, Internet

- Fassade – Façade Schweizerische Fachzeitschrift für Fenster und Fassadenbau
Januar 2016
- Referat Lucerne Conference Fassade October 2016
- Referat ETH Status Seminar BRENET 2018
- Baunetz Wissen www.baunetzwissen.de/fassade/tipps/news/glasfassade-mit-integriertem-waermeschutz-5455126
- HyWin GmbH www.hywin.ch
- Patentschrift WO 2017 / 008933 A1

9.20 Will the experience curve of PV repeat for Batteries and Electrolysis?

Dominik MÖST³⁴

Electricity generation from photovoltaic (PV) power plants have significantly decreased from around 50 Cent/kWh in the year 2000 to around 5 to 10 Cent/kWh. This strong decrease has been mainly achieved by different learning mechanisms in production, which can be described by experience curves. Experience curves are based on the concept in economics that the production costs (or other parameters relating to the economic performance) of a technology improve significantly as companies gain experience with production of this technology. The experience curve is normally plotted on a double-logarithmic scale, and can be expressed as a linear equation in a double-logarithmic scale. In this simple linear form, the learning parameter describes the development of a parameter, e.g. the cost decrease, efficiency increase, etc. depending on the cumulative production. At a learning rate of 20%, which was a representative learning rate for PV modules in the last 20 years, the cost of a product decreases with 20% for every doubling of cumulative production. Since the total costs of a product are developing as a function of different learning mechanism (e.g. R&D, learning-by-doing, upscaling), but are also influenced strongly by input material prices, the experience curve has been extended to include multiple independent variables, in two- or multi-factor experience curves. In some cases, an extension of the single-factor experience curve is better able to describe the cost developments of a technology by taking into account material prices and e.g. R&D expenditures, but thus requires more data inputs.

Beside an introduction to the concept of experience curves in this presentation, results of experience curves will be presented for PV, wind energy, batteries as well as (alkaline) electrolysis. Furthermore an outlook will be given based on the expected capacity developments of the different technologies: results of estimated spreads of the expected cost developments for the different technologies in the next years will be shown based on this concept.

³⁴ Fakultät Wirtschaftswissenschaften, Professur für Energiewirtschaft, Technische Universität Dresden, Email: dominik.moest@tu-dresden.de

9.21 How do plants respond to a rising carbon tax? Empirical evidence on energy consumption and emissions

Tobias MÜLLER³⁵, Dario FAUCEGLIA³⁶, Thomas LEU³⁷

Under the Kyoto Protocol, Switzerland committed to drastic reductions of its greenhouse gas (GHG) emissions. In particular, Switzerland agreed to reduce its GHG emission by 8% relative to the levels of 1990 in the first Kyoto commitment period between 2008 – 2012. In addition, the GHG reduction target was increased to 20% in the second, still ongoing, Kyoto commitment period between 2013 – 2020 (Federal Office for the Environment (FOEN), 2018). To reach these ambitious reduction goals, the Federal Act on the reduction of CO₂ emissions was enacted in 2001 by the Swiss parliament introducing three main climate policy instruments: the Swiss emission trading scheme (ETS), target agreements and most relevant for the majority of plants in the industry and service sector, a CO₂ levy on fossil fuel emissions³⁸. The CO₂ levy is a per unit tax on the CO₂ emissions stemming from the consumption of fossil fuels including heating oil, natural gas and coal³⁹.

The initial level of the carbon tax was set at 12 Swiss Francs (henceforth CHF) per ton of CO₂ emissions in 2008. Important for this study, the CO₂ Act stipulates tax increases if the predefined emission reduction targets are not met by the industry (Art. 94 of the CO₂ Act). In fact, the tax was raised in 2010 to 36 CHF, in 2014 to 60 CHF, in 2016 to 84 CHF and recently, it was further increased to a level of 96 CHF by the beginning of 2018. Since the Swiss carbon tax is based on the amount of CO₂ emissions in tons, it varies substantially across different fossil fuel types depending on their carbon intensity. For example, in the third post-policy period (2014 – 2016) when the carbon tax was increased to 60 CHF per ton of CO₂ emissions, the tax burden per Terajoule (henceforth TJ) increased to 4'423 CHF for light oil and 3'366 for natural gas resulting in a tax differential of more than 1000 CHF for the same amount of energy consumed. From an economic point of view, the current carbon tax regime provides strong financial incentives to switch towards less carbon-intensive fossil fuels thereby affecting plant's current and future investment decisions which in turn will be reflected in their levels of CO₂ emissions.

In light of these more recent developments, the question naturally arises how the rising carbon tax influenced the behavior of plants active in the industry and service sector in Switzerland. In this paper, we empirically assess the impact of the increasing carbon tax on plant energy consumption and carbon dioxide emissions using unique administrative plant-level data for the years 2001 – 2015. From an econometric point of view, isolating such a policy effect is not straight forwards as multiple channels besides the carbon policy itself including, e.g., changes in the economic activity, volatility in energy prices and technological advances could potentially explain the observed consumption and emissions patterns of plants over time. Our empirical strategy in this paper is two-fold: In a first step, we exploit the panel structure of the data to estimate the dynamic carbon tax effects using static and dynamic fixed effects specifications while controlling for a broad

³⁵ Zurich University of Applied Sciences, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, tobias.mueller@zhaw.ch

³⁶ Zurich University of Applied Sciences, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, dario.fauceglia@zhaw.ch

³⁷ Zurich University of Applied Sciences, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, thomas.leu@zhaw.ch

³⁸ The carbon tax is by far the most common policy instrument covering more than 95% of the companies active in Switzerland thereby defining our study population.

³⁹ Note that motor fuels are not subject to the CO₂ levy but are instead subject to a separate petroleum tax.

set of plant characteristics, aggregate economic indicators, technological advancement, as well as plant fixed effects. In contrast to simple pre-post analysis or event studies, our specification explicitly accounts for time-invariant unobserved heterogeneity between plants thus further isolating the effect of the carbon taxes on subsequent plant outcomes. In a second step, we approach the question about the tax elasticity of firms by exploiting the implicit tax intensity that plants are exposed to depending on their fossil fuel mix.

We find that the increasing carbon tax had no significant effect on the level of energy consumption for the average plant in the sample in the post-policy period. However, our static and dynamic fixed effects specifications clearly indicate significant reductions in CO₂ emissions as a response to the introduction of the carbon tax: Specifically, we show that the typical plant reduced emissions between 5 – 6% in the second post-policy period (2010 – 2012) and subsequently even increased the reductions in emissions in the third post-policy period (2013 – 2015) relative to the pre-policy years by up to 12%. Given that the average pre-policy emission level was at approximately 610 tons of CO₂, the estimated policy effects are sizeable and imply reductions in the magnitude of about 36 – 37 tons of CO₂ for the average plant 6 – 8 years after the introduction of the carbon tax. Our estimates provide strong empirical evidence that the described emission reductions were mostly achieved by significant reductions in the consumption of light oil and natural gas in both the industry and service sector. Interestingly, our estimates indicate a shift towards an increased level of electricity consumption as we find significant increases in electricity consumption by about 3% in the first and second post-policy period in comparison to the pre-policy years indicating that plants sustain their overall total energy consumption levels by substituting fossil fuel energy sources with electricity thereby avoiding part of the tax burden imposed by the levy.

In the second part of our analysis, we approach the question whether plants with a with a carbon-intensive fossil fuel mix respond differently to the carbon tax than plants with a comparably low carbon-intensity. To this end, we compare plants which entirely relied on energy from light oil (treatment group) to those who exclusively used energy from natural gas (control group) in the post-policy period as the tax burden for the former is substantially higher through the introduction of the carbon tax. We find that the higher tax burden of the pure light fuel users leads to emission savings of about 7% relative to pure natural gas users. In other words, the CO₂ emissions of the treated plants would have been approximately 7% higher if they were exposed to the lower tax burden indicating substantial effect heterogeneity between plants with different fossil fuel mixes.

Overall, our findings impart novel insights about the interplay between carbon taxes and firm behavior along several important dimensions as we convincingly demonstrate that they are an effective instrument to induce plants to reduce their carbon dioxide emissions, especially if the tax burden is increased over time. Our results are not only relevant for the academic community but also for policy makers who intend to design effective climate policy instruments in the future.

9.22 Agent-Based Model Assessment of EV Charging Infrastructure in St. Gallen

Marco PAGANI⁴⁰, Wolfgang KOROSEC⁴¹, Ndaona CHOKANI⁴⁰,
Reza S. ABHARI⁴⁰

Electric vehicles are coming

Worldwide sales of new electric vehicles (EVs) surpassed 1 million units in 2017, a 54% increase compared to 2016. Thus, the global stock of EVs is expanding rapidly, and crossed the 3 million vehicle threshold in 2017 [1]. Although EV penetration in Switzerland is only 0.3% [2], supportive policies and cost reductions are likely to lead to a significant growth in the uptake of EVs. Indeed, scenarios for the EU, predict EV penetrations of 23%, that is 125 million EVs, by 2030.

Deployment of EVs and Charging Infrastructure

The deployment/uptake of EVs requires an adequate charging infrastructure. While private chargers at homes and workplaces are the most widely used, publicly accessible chargers complement private chargers, and are an important component of the EV charging infrastructure, especially as fast chargers increase the appeal of EVs, as well as facilitate long distance travel.

Charging Infrastructure's Design and Operation and Implications for DSOs

While the deployment of EVs has been mostly driven by policy and political targets, municipal utilities and DSOs must cope with the economic and technical uncertainties associated with developing the necessary charging infrastructure. In this study, strategies that increase the likelihood of a self-sustaining, business-driven provision of charging infrastructure, are suggested. A novel aspect of this study is that we use agent-based modelling to account for the different individual behaviors of EV owners and drivers, and quantitatively assess their impact on the profitable operation of the EV charging infrastructure.

Modelling

The study is conducted using EnerPol, our holistic simulation framework, which includes several GPU-accelerated agent-based models. A geo-referenced digital model of the infrastructure of the multi-utility company, St. Galler Stadtwerke, which operates in the City of St. Gallen is developed. This model includes all buildings, all cables and network elements of the distribution grid, and the complete road network of the City and its surrounding areas. EnerPol's agent-based population model is used to simulate (anonymously) the daily-routines of the whole Swiss population of 8.4 million persons, including the inhabitants of, and persons who work in, St. Gallen. These daily-routines are used in EnerPol's agent-based mobility model to simulate with 1-second temporal resolution all traffic in Switzerland, including

⁴⁰ Laboratory of Energy Conversion, ETH Zürich, Sonneggstrasse 3, 8092 Zürich – Switzerland,
+41 44 633 89 09, pagani@lec.mavt.ethz.ch, www.lec.ethz.ch/research/enerpol.html

⁴¹ sgsw, St. Galler Stadtwerke, Informatik, St. Leonhard Strasse 15, 9001 St. Gallen – Switzerland,
+ 41 71 224 67 15

that of EVs in St.Gallen. Different charging behaviors of the EV drivers are modelled, including charging at home, workplace or public chargers. Furthermore, the preferences of the agents regarding differences in individual behaviors that are influenced by his/her life situation, such as type dwelling and spending habits, are accounted for.

Results

The profitability of investment in the EV charging infrastructure can be quantified in terms of the years to break-even. Figure 1 shows the years to break-even for an EV penetration of 2%, in the city of St. Gallen, as a function of price for EV charging. The reference price is today's market price for EV charging in the City of St. Gallen. Also shown are two different business models: one business model that is based on revenues from power sales, and a second business model that is based on revenues from parking fees. Also shown as error bars are the uncertainties due to different customers' behaviors. Altogether 324 different what-if scenarios are used to derive Figure 1. It can be seen that for 2% EV penetration break-even is not reached neither at today's market price nor for power sales at the two smaller increases relative to the reference price. Furthermore, although the second business model is more profitable than the first business model, for small increases relative to the reference price, the profitability depends strongly on customers' behaviors. This dependence decreases as the price for EV charging is increased.

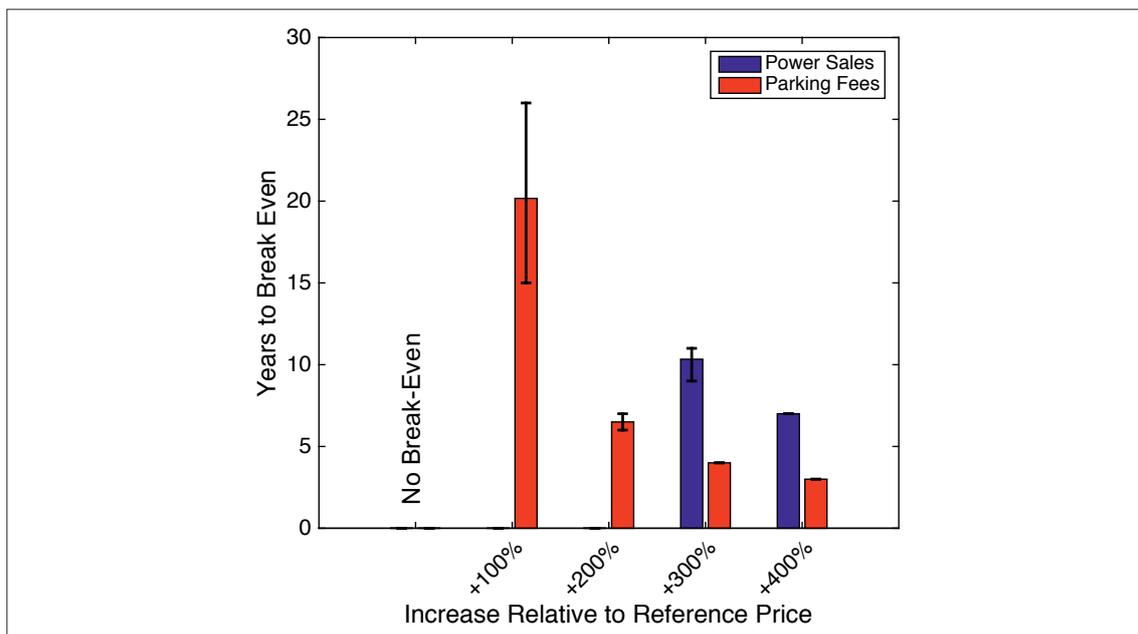


Figure 1: Impact of price for EV charging on time to break-even of EV charging infrastructure with EV penetration of 2%

In the final version of this paper, we shall provide more details of the methodology and the outcomes of the simulations, with also a broader perspective. These may include: the identification of locations with different ownership schemes that may improve the business case for public chargers; the impact of other new public chargers on the usage of existing public chargers.

9.23 Wärmeversorgung mit saisonalen Erdspeichern und Solarthermie – eine Potenzialabschätzung

Florian RUESCH⁴², Michel HALLER⁴²

Einleitung

Die Drake Landing Solar Community in Kanada hat weltweit Aufsehen erregt, als sie mit einem Konzept aus Sonnenkollektoren und Erdspeicher im Jahr 2015 die Raumwärme für ein ganzes Einfamilienhausquartier zu 100% aus Solarenergie erzeugen konnte. In diesem Projekt wurde abgeklärt, inwiefern ähnliche Konzepte auch in der Schweiz umgesetzt werden können. Dazu wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen zusammengefasst und die wirtschaftlichen Voraussetzungen evaluiert. Eine GIS basierte Analyse zeigt, welche Standorte sich aufgrund von Sonneneinstrahlung und Geologie besonders für ein derartiges Konzept eignen.

Rahmenbedingungen

Weltweit gibt es eine Hand voll Projekte, welche Solarwärme auf einem direkt nutzbaren Temperaturniveau in Erdspeichern einspeisen und im Winter wieder nutzen. Verfügbare Informationen und Betriebserfahrungen aus ähnlichen Projekten in der ganzen Welt wurden zusammengefasst und analysiert. Daraus wurden Empfehlungen zu Design und Materialisation von saisonalen Erdspeichern, welche auf einem hohen Temperaturniveau bis über 80°C betrieben werden, abgeleitet. Die wichtigsten Erkenntnisse sind:

- Langjährige Betriebserfahrungen zeigen, dass ein Betrieb von Erdspeichern auf Temperaturen über 80°C problemlos möglich ist.
- Die physikalischen Eigenschaften des Untergrundes wie Leitfähigkeit oder Wärmekapazität haben einen untergeordneten Einfluss auf den erreichbaren solaren Deckungsgrad eines solchen Systems. Die Eignung eines Standortes ist daher nicht abhängig von diesen Parametern.
- Schichten mit fließendem Grundwasser führen zu einem Abtransport der gespeicherten Energie. Standorte mit Grundwasserfluss sind daher aus technischer Sicht nicht geeignet. Es gibt aber technische Mittel mit welchen der Einfluss von wenig mächtigen fließenden Schichten eingedämmt werden kann.
- In der Schweiz wären derartige Anlagen grundsätzlich bewilligungsfähig. Fließende Grundwasserschichten müssen aber aus rechtlichen Gründen durch ein geologisches Gutachten ausgeschlossen werden können.

Gebiete, welche über eine hohe Sonneneinstrahlung verfügen und bei welchen fließendes Grundwasser ausgeschlossen werden kann eignen sich daher am ehesten für eine Wärmeversorgung mit saisonalen Erdspeichern auf hohem Temperaturniveau.

⁴² SPF Institut für Solartechnik, Hochschule für Technik Rapperswil HSR, Oberseestrasse 10, 8610 Rapperswil, +41552224831, +41552224844, florian.ruesch@spf.ch, www.spf.ch

Geographische Analyse

Eine Überlagerung von Daten zu Grundwasservorkommen und zur solaren Einstrahlung zeigt, dass vor allem in alpinen Gebieten gute Voraussetzungen bestehen. Abbildung 1 zeigt, dass ca. für einen Drittel der Fläche der Schweiz keine Grundwasservorkommen erwartet werden. Die gesamte verfügbare Solareinstrahlung ist in alpinen Regionen ca. 50% höher als im Schweizerischen Mittelland. Der Unterschied ist vor allem auch in den Wintermonaten sehr ausgeprägt.

Die geeigneten Gebiete wurden anhand von Daten zum Wärmebedarf weiter eingeschränkt. Aufgrund des kleinen Anteils von Siedlungsgebieten im alpinen Raum sind die geeigneten Gebiete nicht mehr gut auf einer Karte welche die gesamte Schweiz abbildet darstellbar. Eine einzelne Betrachtung von Gemeinden und Regionen zeigt aber, dass viele Gemeinden ausgemacht werden können, welche Gebiete mit einer sehr guten Eignung besitzen.

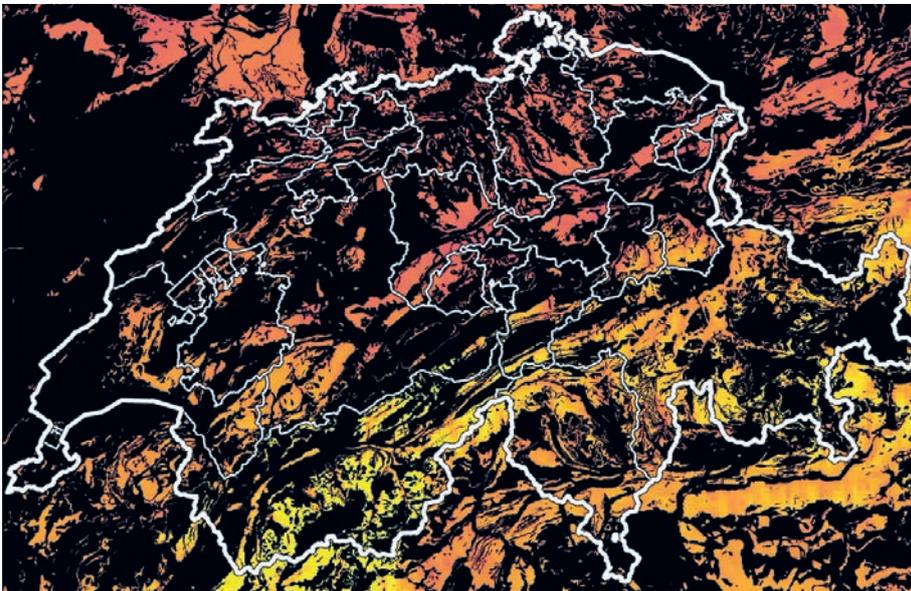


Abbildung 1: Globalstrahlung pro Jahr für Gebiete ohne relevante Grundwasservorkommen.

Kostenschätzung

Durch Gespräche mit Herstellern, Bauherren und Planern wurden die Kosten des kanadischen Erdsondenspeicherprojektes auf schweizerische Verhältnisse übertragen und abgeschätzt. Dabei fällt ca. die Hälfte der Investitionskosten auf das Kollektorfeld. Durch Subventionen nach dem harmonisierten Fördermodell der Kantone (HFM) könnten ca. 2/3 dieser Kosten abgedeckt werden. Die Subventionspraxis ist aber kantonal stark unterschiedlich und für sehr grosse Anlagen nicht genau definiert. Unter Berücksichtigung von Subventionen wurden Wärmegestehungskosten von 22 Rp./kWh (ohne Wärmeverteilung) berechnet.

Schlussfolgerung

Viele Gemeinden und Regionen im alpinen Bereich eignen sich für Systeme welche 100% der Wärmeversorgung mit Sonnenkollektoren in Kombination mit saisonalen Erdsondenspeichern abdecken. Die solare Einstrahlung ist dabei vor allem auch im Winter deutlich höher als im schweizerischen Mittelland. Mit Einbezug von Subventionen nach dem harmonisierten Fördermodell der Kantone könnte ein derartiges System für einen moderaten Wärmegestehungspreis erstellt werden.

9.24 Temporäre Verfügbarkeit erneuerbarer Energien – Einsatzmöglichkeit elektrochemischer Verfahren

Rudolf SAMS⁴³

Einleitung

Stromproduktionen aus regenerativen Energiequellen wie Fotovoltaikanlagen und Windkraftwerken unterliegen in den Gebirgsregionen extremen, temporären Leistungsschwankungen. Diese Leistungsspitzen können durch thermochemische Verfahren regional genützt werden, da diese in sehr kurzer Zeit viel Leistung effizient umsetzen können. In besonderen Anwendungsfällen entstehen durch induktive Verfahren, verglichen mit fossil beheizten Prozesswärmeverfahren, höhere Prozesswirkungsgrade. Der in Zukunft zunehmende Anteil regenerativ erzeugter, elektrischer Energie wird dazu führen, dass die Gesamtenergiebilanz für die Erzeugung von Prozesswärme durch elektrische Energie erheblich verbessert wird. Besondere Auswirkungen wird diese Entwicklung auch auf die CO₂-Emission von Prozesswärmeanlagen haben. Bereits heute sind die CO₂-Emissionen von elektrothermischen Verfahren auch unter Berücksichtigung der Energieumwandlung im Kraftwerk in vielen Fällen bereits geringer als bei fossil beheizten Prozesswärmeverfahren. Durch die CO₂-freie Erzeugung elektrischer Energie wird diese Bilanz in Zukunft zu einer weiteren Reduzierung der CO₂-Emission von elektrothermischen Verfahren führen.¹

Induktive Erwärmung

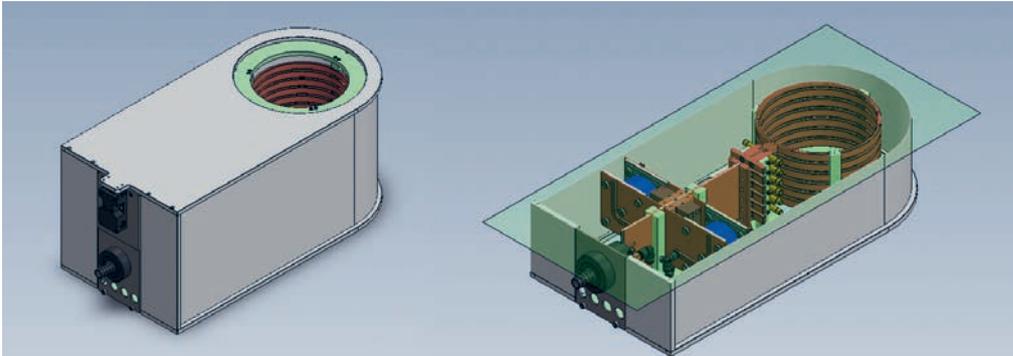
Durch den Einsatz von hochfrequenten, elektrischen Schwingkreisen und durch sehr rasche Erwärmungsvorgänge können sehr hohe Prozesswirkungsgrade erreicht werden. Thermische Wirkungsgrade beim direkten induktiven Erwärmen, z. B. zum Schmelzen oder Härten, betragen 95% bis 99%. Mit sehr hohen Einsatzleistungen lassen sich durch die hohe Energiedichte von 30.000 W/cm² der elektrothermischen Verfahren Prozesswirkungsgrade bis zu 98% erreichen.² Die direkte induktive Erwärmung ist Stand der Technik und besitzt eine erhebliche Anwendungsbreite in der Metallindustrie.

Indirekte elektrothermische Verfahren werden ein sehr breites Einsatzspektrum in der chemischen Verfahrenstechnik ermöglichen. Dieser Bericht beinhaltet die zukünftigen Möglichkeiten von chemischen Reaktionen in reduzierenden und oxidierenden Atmosphären durch indirekte induktive Erwärmung.

Experimentelle Untersuchungen

Alle Ergebnisse dieser Untersuchungen beziehen sich auf die InduCARB – Anlage der HTL Dornbirn

⁴³ Inst. für Thermoprozesstechnik, MUL Leoben, Höhere Technische Bundeslehr- und Versuchsanstalt Dornbirn, 0043 664 3996907, rudolf.sams@htldornbirn.at

Abb. 1: InduCARB Anlage Dornbirn³

Aufbauend auf die geeignete Auswahl der Suszeptoren (leitender Werkstoff zur induktiven Erwärmung) können im Induktionsreaktor sowohl oxidative, als auch reduzierende Atmosphären realisiert werden. Hierbei bedarf es Untersuchungen der optimalen Einkopplungsfrequenzen, Strom- und Spannungsstärken, Prozesswirkungsgrade, Erwärmungsvorgänge sowie der idealen geometrischen Faktoren.

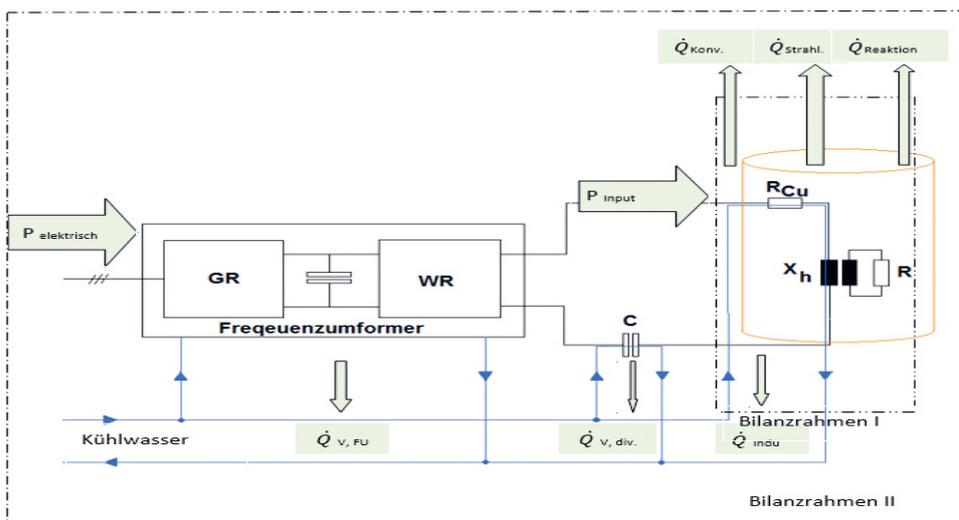


Abb. 2: Schematische Darstellung InduCARB mit Angabe der Energieströme

Da wie in Abbildung 2 ersichtlich keinerlei zusätzliche Energieträger benötigt werden, entfallen auch die durch diese Energieträger entstehenden Abgasströme und Produktverunreinigungen. Dies ermöglicht die Produktion von Produkten im schmelzflüssigen und gasförmigen Aggregatzustand mit hohem Reinheitsgrad. Für den thermischen Wirkungsgrad wird der Bilanzrahmen I untersucht, für den Prozesswirkungsgrad ist der Bilanzrahmen II von Bedeutung.

Ergebnisse

Durch die Verwendung von kohlenstoffhaltigen Suszeptoren (Kohle, Koks, Graphit) wird durch das Boudouard-Gleichgewicht ab 300°C (0,1% CO in CO/CO₂) eine kohlenstoffmonoxidhaltige, reduzierende Atmosphäre produziert. Suszeptorschüttungen mit Graphit in Kugel-, Würfelform oder Bruchfragmente erreichen eine homogene Einkoppelung

über das gesamte Reaktorbett, jedoch müssen für Sekundärinduktionseffekte die Abmessungen der Schüttungsfragmente an den Induktordurchmesser angepasst werden. Durch den Einsatz von Graphit als Suszeptormaterial sind im Frequenzbereich oberhalb von 40 kHz Temperaturen bis 1500°C möglich (Temperaturgradient für Zeitkonstante $\tau=1$ und Mittelwertauswertung der Schüttung: 6,7 K/s). Wie das RecoPHOS-Projekt zeigt, kann aus Klärschlammasche mit diesem Verfahren Phosphor gewonnen werden.⁴

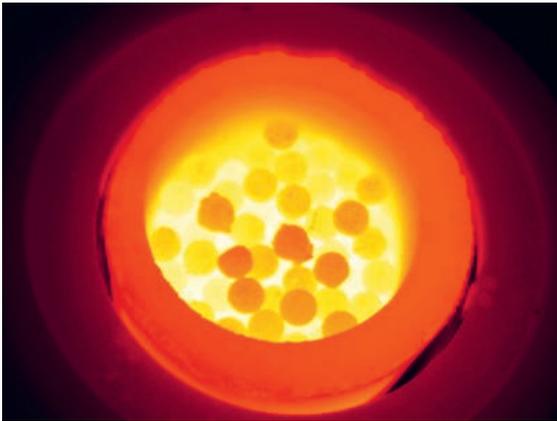


Abb. 3: Grafitschüttung mit nahezu homogener Einkoppelung



Abb. 4: CrMoV Ringspaltversuch mit keiner Induktion im inneren Ring

Die Versuche mit Eisenwerkstoffen ermöglichen folgende Aussagen:

- Die indirekte induktive Erwärmung erreicht sehr hohe Erwärmungsgeschwindigkeiten (Temperaturgradient für Zeitkonstante $\tau=1$ und Maximalwertauswertung: 16,0 K/s für konzentrischen Eisenring mit nahezu optimaler Geometrie zum Induktor)
- Bei konzentrischen Eisenringen verteilt sich der induzierte magnetische Fluss hauptsächlich auf den äußeren Ring, welcher sich schneller erwärmt.
- Die Überschreitung der Curie-Temperatur zeigt keine signifikante Temperaturverlaufsänderung, da der ohmsche Widerstand für die Wirbelströme bei Temperaturerhöhung steigt und dieser Effekt die fehlenden Ummagnetisierungsverluste oberhalb der Curie-Temperatur kompensiert.
- CrMo-Stähle zeigen ein sehr gutes Einkoppelungsverhalten.

Schlussfolgerung und Ausblick

- Die indirekte induktive Erwärmung ermöglicht sehr hohe Erwärmungsgeschwindigkeiten für Metalle, somit sind diese Reaktoren für einen temporären Einsatz je nach Auslastungssituation der elektrischen Energienetze geeignet. Da bei Überproduktionen im elektrischen Netz durch Fotovoltaik oder Windkraft der Strompreis sehr niedrig ist, könnten mit diesem Verfahren die Überproduktionen wirtschaftlich und regional abgebaut werden.
- Durch den Einsatz von reduzierenden Reaktionsbedingungen werden Oxidationen verhindert und durch eine selektive Temperatureinstellung kann in der Niedertemperaturpyrolyse reines Aluminium aus Verbundstoffen recycelt werden, somit entstehen keine unerwünschten Carbid- oder Oxidverbindungen.

- Hochlegierte Stähle mit hohem Molybdängehalt koppeln im Frequenzbereich ab 10 kHz sehr gut ein, somit sind in gut thermisch isolierten Reaktoren Temperaturen über 1.300°C möglich. Zukünftige Entwicklungen können diese Molybdänlegierungen im Bereich von Hochtemperaturanwendungen einsetzen.
- Erzeugung von hohen Temperaturen ermöglichen zukünftig den Einsatz von Power-to-Gas-Technologien (z.B. Synthesegas durch Einsatz von Altkunststoff) und realisieren somit eine Energiespeicherung bei Überproduktionen durch erneuerbare Energieträger und die energetische Verwertung von Abfällen.

Quellenverzeichnis:

- [1] Nacke B., Baake E., Induktives Erwärmen, S 43, vulkan Verlag (2014)
- [2] Benkowsky G., Induktionserwärmung, S 12, Verlag Technik GmbH Berlin (1990)
- [3] IDEA, Bedienungsanleitung InduCARB Dornbirn, SolidWorks eDrawings, 204346 InduCARB mit Abdeckung (2013)
- [4] Schönberg A., Samiei K., Kern H., Raupenstrauch H., Der RecoPhos Prozess-Rückgewinnung von Phosphor aus Klärschlammasche, ÖWAV – Zeitschrift für alle wissenschaftlichen, technischen rechtlichen und wirtschaftlichen Fragen des gesamten Wasser- und Abfallwesens 66, S. 403 – 407 (2014)

9.25 Water Fee Induced Financial Flows in Switzerland

**Christoph SCHULER⁴⁴, Fabian ANNAHEIM⁴⁵, Marc HERTER⁴⁶,
Werner HEDIGER⁴⁷**

Water fees are, according to Swiss legislation, the remuneration to be paid by the hydropower operators to the owners of the water resource right. Those are the cantons, and in some cantons municipalities and/or other organizations. The maximum fee that can be applied is defined by the national Water Rights Act (Wasserrechtsgesetz, WRG). Currently, this maximum is fixed at CHF 110 per KW installed capacity. But, the level as well as the water fee system in general are currently subject to a political debate and therefore under review.

Aiming at analyzing distributional effects of different water fee reform options, we investigate the financial flows from water fee payments between and within cantons. First, the calculation of these flows involves the attribution of the water fee payments to the cantons on the basis of their shareholdings in hydropower plants and companies. Second, for the Canton of Grisons, we analyze the impacts of water fees upon public finances on cantonal and municipal level. This firstly relates to the effective level of water fees, and secondly to the fiscal equalization mechanism that aims at mitigating differences in the financial capacity and cost burden of the municipalities.

First results on the attribution of financial flows from hydropower between the cantons of Zurich (ZH) and Grisons (GR) for the year 2016 show that, according to their shareholdings in the hydropower companies that are active in GR,

- the canton and municipalities of GR themselves are responsible for approx. 11.5% of their water fee revenues;
- the canton and municipalities of ZH account for over 33% of GR' water fee revenues;
- more than 55% of water fee flows to GR are attributable to other cantons.

Furthermore, the analysis of the fiscal equalization system in the canton GR reveals that a reduction in water fees would

- directly affect the resource potential of «hydropower municipalities»,
- alter the inner-cantonal resource equalization in GR,
- indirectly effect the financial situation of other municipalities,
- progressively reduce the number of resource-strong and thus paying municipalities.

In consequence, all municipalities and the canton would lose fiscal revenues in case of a reduction in water fee payments.

These analyses will be complemented by calculations for all other Swiss cantons, as far as the attribution of financial flows from water fees are concerned, as well as for different electricity price and water fee scenarios with regard to the inter- and inner-cantonal effects.

⁴⁴ Institut für Verwaltungs-Management IVM, Züricher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW Winterthur, Bahnhofplatz 12, 8401 Winterthur, 058 934 76 45, christoph.schuler@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/ivm/>

⁴⁵ Institut für Verwaltungs-Management IVM, Züricher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW Winterthur, Bahnhofplatz 12, 8401 Winterthur, 058 934 41 83, fabian.annaheim@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/ivm/>

⁴⁶ Zentrum für wirtschaftspolitische Forschung ZWF, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Chur, Comercialstrasse 22, 7000 Chur, 081 286 3794, marc.herter@htwchur.ch, htwchur.ch/zwf

⁴⁷ Zentrum für wirtschaftspolitische Forschung ZWF, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Chur, Comercialstrasse 22, 7000 Chur, 081 286 3733, werner.hediger@htwchur.ch, htwchur.ch/zwf

9.26 Messung emotionaler Reaktionen um die Wahrnehmung von Landschaftsveränderungen, verursacht durch erneuerbare Energiesysteme, zu erfassen

**Reto SPIELHOFER⁴⁸, Ulrike WISSEN HAYEK⁴⁸,
Adrienne GRÊT REGAMEY⁴⁸**

Abstract (EN) «Measuring emotional reactions to assess public perception of landscape impacts caused by renewable energy systems»

A massive increase of different infrastructure systems such as transportation or energy production facilities can be observed globally. These developments are expected to reshape our landscape fundamentally and lead to decreased perceived landscape quality by the public. In turn, negative perceived impacts on landscape quality are known to enhance resistance against such infrastructures and hamper planning processes. The «Energiestrategie 2050» as a political decision to phase out nuclear power and to promote renewable energies in Switzerland, poses new challenges for landscapes and spatial planning. Renewable energy systems (RES) are decentralized in space and their conflicts with landscape and related ecosystem services per megawatt tend to be higher compared to conventional energy production. Especially in the diverse landscapes of Switzerland, visual impacts of RES are one of the most decisive factors for acceptance or rejection of infrastructure projects. Thus, a systematic assessment of the perceived impacts caused by these infrastructures in different Swiss landscape types, is of great relevance for a spatial coordination of RES. While landscape research has made fundamental advances in assessing landscape impacts using landscape metrics, these objective measures ignore the role of the general public's perception in assessing landscape changes. Cognitive psychological research has shown that landscape related questions and problems involve emotional responses, which are key factors for public engagement in planning processes. Therefore, this research presents a novel workflow of measuring the emotional response on landscape impact caused by RES. To simulate landscape changes and provoke emotional reactions, realistic landscape visualizations with light detection and ranging (LiDAR) data have been developed for seven characteristic Swiss landscape types. The current landscapes were altered systematically with RES (wind energy and photovoltaic (PV) systems). These visual stimuli were presented to (N=100) study participants, while measuring initial emotional response with electro dermal activity (EDA) under laboratory conditions.

The knowledge about the interplay of cognitive and emotional dimensions within the landscape perception process will help to understand the relationship of RES and Swiss landscapes more precisely. Further, these results will contribute to formulate recommendations for a spatial prioritization of RES on a regional level in Switzerland. Embedded in the project ENERGYSCAPE this study is funded by the Swiss National Research Program (NRP) 70.

⁴⁸ ETH Zürich, IRL - PLUS, 044 633 34 25, spreto@ethz.chl, www.plus.ethz.ch

Abstract (DE) «Messung emotionaler Reaktionen um die Wahrnehmung von Landschaftsveränderungen, verursacht durch erneuerbare Energiesysteme, zu erfassen»

Weltweit lässt sich eine massive Zunahme an Infrastruktur beobachten. Es wird erwartet, dass diese Entwicklungen unsere Landschaft grundlegend verändern was zu einer Abnahme der wahrgenommenen Landschaftsqualität in der Öffentlichkeit führt. Negativ wahrgenommene Auswirkungen auf die Landschaftsqualität führen oft zu Widerstand gegen solche Infrastrukturen und beeinträchtigen Planungsprozesse. Die «Energiestrategie 2050» als ein politischer Entscheid welcher den Ausstieg aus der Kernenergie und die Förderung erneuerbarer Energien in der Schweiz vorsieht, stellt neue Herausforderungen an die Landschaft und die Raumplanung. Erneuerbare Energiesysteme (EE) produzieren dezentral Energie. Dies führt tendenziell zu mehr Konflikten mit der Landschaft und den damit verbundenen Ökosystemleistungen pro erzeugter MWh, im Vergleich zur konventionellen Energieerzeugung. Gerade in den vielfältigen Landschaften der Schweiz, sind die visuellen Auswirkungen von EE einer der entscheidenden Faktoren für die Akzeptanz oder Ablehnung solcher Infrastruktursysteme. Um die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien räumlich zu koordinieren, ist eine systematische Analyse der wahrgenommenen Auswirkungen der EE in verschiedenen Schweizer Landschaftstypen durch die Öffentlichkeit von grosser Bedeutung. Während die Landschaftsforschung bei der Bewertung von Landschaftsqualitäten mit Hilfe von Landschaftsmassen (engl. landscape metrics) grundlegende Fortschritte gemacht hat, vernachlässigen solche objektiven Masse die Rolle der Wahrnehmung der Bevölkerung bei der Bewertung von Landschaftsveränderungen. Die psychologische Forschung hat jedoch gezeigt, dass landschaftsbezogene Fragen und Probleme emotionale Reaktionen hervorrufen. Diese Reaktionen stellen Schlüsselfaktoren für das Engagement der Öffentlichkeit in Planungsprozessen dar. Daher zeigt das vorgestellte Forschungsprojekt eine neuartige Herangehensweise zur Messung der emotionalen Reaktion auf Landschaftsveränderungen durch EE auf. Um Landschaftsveränderungen zu simulieren und emotionale Reaktionen hervorzurufen, wurden für sieben charakteristische Schweizer Landschaften realistische Landschaftsvisualisierungen mit LiDAR (engl. light detection and ranging) Daten entwickelt. Die aktuellen Landschaften wurden mit EE (Windenergie- und Photovoltaikanlagen) systematisch verändert. Diese visuellen Reize wurden den (N=100) Studienteilnehmern präsentiert, während ihre emotionale Reaktion durch die elektrodermale Aktivität (EDA) unter Laborbedingungen gemessen wurde.

Das Wissen über das Zusammenspiel von kognitiven und emotionalen Dimensionen im Rahmen des Landschaftswahrnehmungsprozesses wird helfen, die Beziehung von EE und Schweizer Landschaften genauer zu verstehen. Diese Ergebnisse werden dazu beitragen, Empfehlungen für eine räumliche Priorisierung der EE auf regionaler Ebene in der Schweiz zu formulieren. Eingebettet in das Projekt ENERGYSCAPE wird diese Studie vom Schweizerischen Nationalen Forschungsprogramm (NFP) 70 finanziert.

9.27 Ultrabandbreite-Infrastruktur als Grundlage für die Digitalisierung und wirtschaftliche Entwicklung von Berg- und Peripherieregionen

Maurizio TOGNI⁴⁹

Warum ist eine Ultrabandbreite-Infrastruktur gerade für Berg- und Peripherieregionen ausschlaggebend?

In den vergangenen Jahren wurden die alpinen und peripheren Regionen mit zahlreichen Schliessungen in unterschiedlichen Bereichen darunter föderale Strukturen, regionale Büros, Geschäfte, Unternehmen und Hotels konfrontiert, was zu einer geschwächten Wirtschaftsstruktur und einem daraus folgendem Rückgang der Bevölkerung geführt hat.

Alpine und periphere Regionen werden von den technologischen Entwicklungen überholt, so wurden Investitionen in die Basisinfrastrukturen für Ultra-Breitband-Telekommunikationsnetze vor allem in Grosstädten und nur vereinzelt in Randregionen getätigt.

Investitionen in eine moderne Ultrabreitbandinfrastruktur ermöglichen eine aktive Förderung der wirtschaftlichen Entwicklung eines Gebiets und können folglich zur Beseitigung der Disparitäten zwischen Stadt und Berg-/Peripherieregionen (digital divide) beitragen.

Eine Strategie für eine moderne und funktionierende Infrastruktur für den Kanton Tessin

- Vision und strategische Ziele
- Zusammenarbeit zwischen Energieversorgungsunternehmen und Service Providern
- Modelle und Szenarien für die Zusammenarbeit
- Anreize für die Umsetzung
- Roadmap – aktueller Stand des Projekts und nächste Schritte

⁴⁹ Mitglied des Stiftungsrates Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe, Geschäftsführer TM.RESULTS GmbH, maurizio.togni@tmresults.ch

9.28 Grenzen des dezentralen Recyclings in Gebirgsregionen des Baikalsees (UNESCO Weltnaturerbe)

Olga ULANOVA⁵⁰

Derzeit verfügt Russland über 13 Sonderwirtschaftszonen für den Tourismus. Eines der wichtigsten Umweltprobleme, welches Hindernisse für die Schaffung eines positiven Images der touristischen Regionen Russlands darstellt, ist der Mangel einer regionalen Strategie zur Förderung eines Kreislauf- und Abfallwirtschaftssystems auf die Sonderwirtschaftszonen für Erholung und Tourismus.

Der Baikalsee als eine der beliebtesten Tourismusgebiete ist da keine Ausnahme, sie ist sogar eines der deutlichsten Beispiele für die schwierigste Situation der Bewirtschaftung von Abfällen in Russland.

Die Baikalsee-Region liegt im Zentralteil Russlands und grenzt an die Mongolei und China. Zur Region gehört der Baikalsee, welcher 23.000 km³ Süßwasser in Trinkwasserqualität aufweist. Im Jahr 1996 wurde er von der UNESCO in die Liste des Welterbes als Weltnaturerbe aufgenommen. Für den Baikalsee wurde von dem Staatsduma am 2. April 1999 das föderale Gesetz «Über den Schutz des Baikalsees» übernommen. Gesamtfläche des Baikalsee-Naturraums (BNR) beträgt ca. 386.158 km². Der Baikalsee ist auf allen Seiten von Gebirgszügen umgeben, die einen großen Einfluss auf Wetter und Klima haben. Die Primorsky- und Baikalkette erstreckt sich entlang der Westküste des Sees. Der höchste Punkt der Primorsky Range ist der Dreiköpfige Golet. Seine Höhe beträgt 1746 m, der höchste Punkt der Baikalkette ist der Chersky-Berg (2588 m). Der südliche Teil des Ostufers des Baikalsees ist von der Khमार-Daban-Kette begrenzt. Seine maximale Höhe ist der 2371 m hohe (Berg Khan-Ula). Im Nordosten von Khमार-Daban erstreckt sich der höchste Baikalseerücken - Barguzinsky. Die Höhe des Maximums der Barguzinsky Range beträgt 2841 m.

Bergtourismus am Baikalsee ist sehr beliebt. Gleichzeitig stellt der Baikalsee am besten geeignete Gebiet zur Modellierung der nachhaltigen Entwicklung in Verbindung mit Öko-Tourismus dar.

Tourismus in der Baikalsee-Region der wichtigste Wirtschaftsfaktor. Am 3. Februar 2007 hat die Regierung der Russischen Föderation den Beschluß über die Schaffung der Sonderwirtschaftszone «Tor zum Baikalsee» und «Baikalskaja Gavan» gefasst. Die Region war 2017 das Ziel von mehr als 2 Mio. Touristen, davon ca. 200.000 Ausländer (aus Deutschland, China, Japan, England, Frankreich, Schweiz).

Leider kann der Tourismus am Baikalsee kaum als «weiße» Industrie bezeichnet werden, er hat die entgegengesetzte negative Seite. Siedlungsabfälle und Bauschutt aus dem Tourismussektor (zahlreiche Campings, Hotels und «wilder» Tourismus) sind zusammen mit den Siedlungsabfällen aus Kommunen sind die Hauptlieferanten umfangreicher Abfallmengen und zudem Ursache für zahlreiche Altlasten und Altablagerungen sowie flächenhafter Bodenkontaminationen in der Baikalseeregion.

⁵⁰ National Research Irkutsk State Technical University, Russland/DHZ AG, Schweiz, olga.ulanova@dhz.ch

Aufgrund einer mangelhaften strategischen Planung für integrierte Abfallbewirtschaftung und eines nicht vorhandenen Abfallmanagements in der Baikalseeregion der Sonderwirtschaftszone am Baikalsee führt zu ständig steigenden Belastungen für Boden, Luft und Wasser. Die Auswirkungen auf Küsten, Strände und Siedlungen sind verherrend und es besteht die Gefahr, dass sie ihre touristische Attraktivität verlieren und damit die Einzigartigkeit des «blauen Wunder der Welt – Baikalsee» und damit auch die Lebensgrundlage für die einheimische Bevölkerung. Nur ein schonender Umgang mit Abfällen ist entscheidend für eine nachhaltige wirtschaftliche Grundlage in der Baikalseeregion, so wie die Wiederherstellung und Erhaltung der ökologischen Funktion des Baikalsees.

Im Rahmen der Umsetzung internationaler Umweltprojekte in der Zeitperiode vom 2006 bis 2016 aufgrund der szenariobasierten strategischen Planung wurden die Konzepte und Entwicklungsprogramme für das Abfallentsorgungssystem in typischen Touristengebietsstrukturen am Baikalsee entwickeln:

- Große touristische Zonen mit entwickelter Infrastruktur,
- **Gebirgsregionen,**
- Circum-Baikalsee-Eisenbahn,
- Insel Olchon,
- Naturschutzgebieten

Bei der Entwicklung des Abfallentsorgungssystems wurden die «Besonderheiten» der Bergregionen berücksichtigt, die wesentliche Auswirkungen auf die Abfallwirtschaft haben können.

Es wurden die folgenden einzelnen Bedingungen berücksichtigt:

- Bodenprofil,
- Höhenlage,
- Klima,
- Raumangebot,
- Zersplitterung der Bergregion als Wohnraum

Während der touristischen Hochsaison verzehnfacht sich die Bevölkerung in einigen touristischen Gebieten. Die Veränderung der demografischen Situation hat erhebliche Auswirkungen auf die Abfallentsorgung:

- Mit zunehmender Bevölkerungszahl nimmt auch das Abfallaufkommen zu, ihre fraktionale Zusammensetzung ändert sich.
- saisonale Schwankungen führen zu Schwierigkeiten beim Betrieb der Ausrüstung, ihrer Voll- oder Teilbelastung;
- Das Umweltbewusstsein der Touristen ist deutlich geringer als der lokalen Bevölkerung am Baikalsee.

9.29 Energieversorgung Alpiner Ski- und Wandergebiete – Kosteneffizienz erneuerbarer Energiesysteme

Claudia WERNER⁵¹, Ivo SCHILLIG⁵²

KURZFASSUNG

Der vorliegende Beitrag ist dem Themenbereich «Erneuerbare Energien» zuzuordnen. Den Fokus der Untersuchungen bilden Variantenvergleiche zur Energieversorgung mit erneuerbaren Energiesystemen für den speziellen Einsatz im Betrieb von Ski- und Wandergebieten im Voralpen-, Alpen- und Südalpenraum innerhalb der Schweiz.

Zu diesem Zweck wird im Rahmen der Untersuchungen ein Modell eingeführt, das die Merkmale jener Ski- und Wandergebiete und die Merkmale einer Energieversorgung mit ausgewählten erneuerbaren Energiesystemen (Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen und Biogasanlagen/BHKW) sowie deren Auslegung miteinander verknüpft und die Möglichkeit zu Variantenrechnungen eröffnet.

In das Modell fließen meteorologische Daten in gleicher Weise wie Tourismuskennzahlen der Regionen, Festlegungen zur technischen Ausstattung/Infrastruktur der Ski- und Wandergebiete (u. a. Liftanlagen, Beschneiungsanlagen) und deren Nutzungsstrukturen sowie technische und wirtschaftliche Parameter der Energiesysteme ein. Um die zukünftige Bedeutung des Einsatzes der erneuerbaren Energiesysteme in den untersuchten alpinen Ski- und Wandergebieten aufzeigen zu können, sind im Modell neben aktuellen Statistiken zusätzlich Prognosewerte aus einschlägigen Klimaszenarien der Schweiz hinterlegt.

Im Ergebnis der Untersuchungen werden an ausgewählten Beispielen die resultierenden Effekte des Einsatzes der erneuerbaren Energiesysteme in der gegenwärtigen und zukünftigen Energieversorgung der Ski- und Wandergebiete im Voralpen-, Alpen- und Südalpenraum diskutiert. Die Bewertung der Energieversorgungsvarianten erfolgt dabei technologieneutral auf der Basis der Kosteneffizienz und unter Berücksichtigung der lokal relevanten Dargebots-, Nutzungs- und Bedarfsstrukturen. In dem Zusammenhang wird verdeutlicht, dass die Energieversorgung jener alpiner Ski- und Wandergebiete mit Photovoltaikanlagen (überregional) und Windkraftanlagen (regional) gegenüber stromgeführten Biogasanlagen/BHKW ohne Wärmeauskopplung interessant sein kann.

⁵¹ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Hamburg, cwerner.ingenieur@web.de

⁵² Vizepräsident, Delegierter und Geschäftsführer der Stiftung Alpines Energieforschungszentrum, ivo.schillig@alpenforce.ch

9.30 Zukünftiges Marktdesign für Erneuerbare Energien in der Schweiz

Christian WINZER⁵³, Reto SCHLEINIGER⁵⁴

Stichworte:

Strommarktdesign, Erneuerbare Energie, Versorgungssicherheit, Klimapolitik

Bezug zu Gebirgsregionen:

Nein (Ergebnisse betreffend die ganze Schweiz)

Hintergrund

Die Schweizerische Energiestrategie 2050 verfolgt einen etappenweisen Umbau des Energiesystems in Richtung einer sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung mit erneuerbaren Energieträgern. Ein erstes Massnahmenpaket dazu ist bereits in Kraft.

Die vorliegende Studie beurteilt die bestehende Energie- und Klimapolitik aus ökonomischer Sicht und erörtert ergänzenden Vorschläge für ein weiteres Massnahmenpaket. Im Einzelnen werden Massnahmen zum Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und zur Minderung der CO₂-Emissionen analysiert.

Methodik

Die Beurteilung der Massnahmen erfolgt in Form von qualitativen, ökonomischen Überlegungen und Überschlagsrechnungen gestützt auf die Ergebnisse empirischer Analysen aus der Literatur. Zur Veranschaulichung der Wirkzusammenhänge werden diese anhand von einfachen Zahlenbeispielen illustriert.

Ergebnisse

Die bestehenden Instrumente zur Förderung der erneuerbaren Stromproduktion, namentlich die Einspeisevergütung mit flexibler Prämie und die Investitionsbeihilfen, können allgemein als effizient beurteilt werden. Allerdings ist ökonomisch nicht ohne Weiteres nachzuvollziehen, warum welche Technologie mit welchem der beiden Instrumente gefördert wird. Zudem besteht durch die Deckelung des Netzzuschlags sowie wegen der zeitlichen Limitierung der Förderung keine Garantie, dass die im Energiegesetz für das Jahr 2035 festgeschriebenen Ausbauziele erreicht werden können. Als Alternative schlagen wir einen technologieutralen Investitionsbeitrag vor, dessen Beitragssatz mit den Vollaststunden der jeweiligen Technologie gewichtet wird. Zudem soll die absolute Höhe der Beiträge automatisch an die Zielerreichung, deren Überprüfung periodisch vorgenommen wird, gekoppelt werden.

⁵³ ZHAW School of Management and Law, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, winc@zhaw.ch

⁵⁴ ZHAW School of Management and Law, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, shie@zhaw.ch

Die Wirksamkeit und die Effizienz der seitens des BFE vorgeschlagenen Einführung einer strategischen Reserve hängt stark von deren Ausgestaltung ab. Um eine spürbare Verbesserung der Versorgungssicherheit und der Investitionsanreize zu erreichen, ist es wichtig, dass der Preis für Ausgleichsenergie während Reserveabrufen mindestens in Höhe der Preisobergrenze angesetzt wird. Zur Vermeidung eines ineffizienten Beschaffungsvolumens sollte darüber hinaus eine Obergrenze für die Beschaffungskosten der strategischen Reserve in Höhe der dadurch vermiedenen Kosten für Stromausfälle eingeführt werden. Noch effizienter wäre es, ergänzend oder anstelle der Einführung einer zentralen strategischen Reserve einen dezentralen, marktbasieren Ansatz für Versorgungssicherheit zu wählen. Hierfür sollte eine standardisierte Entschädigung für Versorgungseinschränkungen eingeführt werden. In einem zweiten Schritt sollten Verbraucher mit intelligenten Mess- und Steuergeräten davon abweichende höhere oder tiefere Entschädigungen wählen können und einen entsprechend höheren oder tieferen Anteil der Kosten und Risiken tragen. Da es sich hierbei um einen neuartigen Ansatz handelt, sollte die konkrete Ausgestaltung zunächst in Pilotregionen getestet werden.

Zwischen den drei politischen Zielen, also dem Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion, der Gewährleistung von Versorgungssicherheit und der Minderung von CO₂-Emissionen, bestehen verschiedene Interdependenzen. Höhere CO₂-Preise steigern die Attraktivität von Erneuerbaren, während die Wahl der Mechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Schweiz und den benachbarten Ländern das Marktrisiko und damit die Attraktivität von Investitionszahlungen im Vergleich zu Einspeiseprämien beeinflusst. Die in diesem Bericht vorgeschlagene Einführung von verbindlichen Ausbaupfaden für Erneuerbare könnte die Investitionssicherheit erhöhen und damit auch die Versorgungssicherheit verbessern. Die Erreichung der Klimaziele ihrerseits wird durch nationale Politiken zur Förderung Erneuerbarer und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit jedoch kaum beeinflusst.

9.31 Die Energiewende im bayerischen Oberland – Im Spannungsfeld zwischen Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit und Ressourcenknappheit

Markus ZIMMER⁵⁵

Zuordnung zu Themen:

1) Erneuerbare Energien, 2) Energie- und Raumnutzung, 3) Klima- und Energiepolitik

Überblick

Motivation: Die bayerische Region «Oberland» will bis 2035 zu 100% erneuerbar sein. Dieser Prozess ist von regionalen Präferenzen der Bevölkerung getrieben.

Problem: Identifizieren und bewerten möglicher Energiewendepfade

Lösung: Inter- und transdisziplinäre Bewertung einschließlich ökonomischer Bewertung

Ergebnis: Die Übergangskosten sind in dem Sinne moderat, dass sie nicht viel über das aktuelle Niveau hinausgehen müssen. Hauptlimitierende Faktoren sind die langsame Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen und Fachkräftemangel.

Bezug zu Gebirgsregionen:

Eher ja. Insbesondere in der Akzeptanz spielt in der betrachteten Voralpenregion der Tourismus, sowie die kulturelle Identität eine besondere Rolle für die Ausgestaltung der Energiewende.

Abstract

Die Region Oberland im bayerischen Voralpenland südlich Münchens hat es sich zum Ziel gesetzt den Energiebedarf bis zum Jahr 2035 vollständig aus erneuerbaren Energien zu decken. Dieses ambitionierte Vorhaben, welches die politischen Vertreter der drei Landkreise in der Region bereits 2006 im Rahmen einer Bürgerstiftung formalisiert haben, wird seit 2014 wissenschaftlich durch das interdisziplinäre INOLA-Projekt begleitet. Dabei ist die Zielsetzung mögliche Umsetzungspfade zu spezifizieren, wobei die Akzeptanz durch die Bevölkerung und die Knappheit der verfügbaren Ressourcen, die sich insbesondere auch in Landnutzungskonflikten widerspiegelt, berücksichtigt werden müssen. Es zeigt sich, dass, trotz des unerwartet hohen Potentials an Photovoltaik in der Region, dieses Ziel nur durch hohe Zuwächse bei den Sanierungsraten erreicht werden kann. Diese Sanierungen erzeugen jedoch einen zusätzlichen Fachkräftebedarf, der, gegeben des Fachkräftemangels, derzeit nicht bedient werden kann. Die klare Botschaft an die Politik lautet, dass der größte Engpass für die Energiewende das fehlende Personal zu deren Umsetzung ist. Es besteht daher ein dringender Handlungsbedarf zur zügigen Nachwuchsförderung und zur Steigerung der Attraktivität der benötigten Berufsgruppen.

⁵⁵ Zentrum für Energie, Klima und Ressourcen, ifo Institut – Leibniz Institut für Wirtschaftsforschung.
E-Mail: zimmer@ifo.de. Mobil: +49-160-9783-8013. Homepage zum Thema des Vortrages:
www.inola-region.de. Homepage des Instituts: www.ifo.de.

10 Autorenverzeichnis

Prof. Dr. Reza S. Abhari

*Laboratory of Energy Conversion, ETH Zürich
Email: abhari@lec.mavt.ethz.ch*

Dr. Jan Abrell

*Center for Energy and the Environment (CEE),
School of Management and Law (SML),
Zurich University of Applied Sciences (ZHAW)
Email: jan.abrell@zhaw.ch*

Fabian Annaheim

*Institut für Verwaltungs-Management IVM,
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW
Email: fabian.annaheim@zhaw.ch*

Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

*Institute of Electricity Economics and Energy Innovation,
Graz University of Technology
E-Mail: bach-hiesl@tugraz.at*

Maria Balmer

Email: mariaanna.balmer@gmail.com

Stuart Bartlett

*Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL),
School of Architecture, Civil and Environmental Engineering (ENAC)
Email: sjb@gps.caltech.edu*

Dr. Mathias Bavay

*Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL),
School of Architecture, Civil and Environmental Engineering (ENAC)
WSL Institute for snow and avalanche research SLF
Email: bavay@slf.ch*

Prof. Dr. Regina Betz

*Leiterin Center for Energy and the Environment (CEE),
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)
Email: betz@zhaw.ch*

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Anke Bockreis

*Arbeitsbereich Umwelttechnik, Institut für Infrastruktur,
Universität Innsbruck
Email: anke.bockreis@uibk.ac.at*

Dr. Gian Carle

Email: g@carle.ch

Dr. Ndaona Chokani

*Laboratory of Energy Conversion, ETH Zürich
Email: chokani@lec.mavt.ethz.ch*

Jérôme Dujardin

*Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL),
School of Architecture, Civil and Environmental Engineering (ENAC)
Email: jerome.dujardin@epfl.ch*

Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.mont. Markus Ellersdorfer

*Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes,
Department Umwelt- und Energieverfahrenstechnik,
Montanuniversität Leoben
Email: markus.ellersdorfer@unileoben.ac.at*

Dr. Dario Fauceglia

*Deputy Head of Center for Economic Policy,
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)
Email: dario.fauceglia@zhaw.ch*

Prof. Dr. Martin Föhse

*Institut für Finanzwissenschaft,
Finanzrecht und Law and Economics (IFF HSG)
Universität St.Gallen (HSG),
Email: martin.foehse@unisg.ch*

Dr. Thomas Geissmann

*Center for Energy and the Environment (CEE),
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)
Email: thomas.geissmann@aim.uzh.ch*

Dr. Claus Ghesla

*Institut für Umweltentscheidungen,
Lehrstuhl für Nationalökonomie, ETH Zürich
Institut für Höhere Studien, Insight Austria
Email: ghesla@ihs.ac.at*

Prof. Dr. Adrienne Grêt-Regamey

*Institut für Raum- und Landschaftsentwicklung, ETH Zürich
Email: gret@ethz.ch*

Dr. Manuel Grieder

*Institut für Umweltentscheidungen,
Lehrstuhl für Nationalökonomie, ETH Zürich
Center for Energy and the Environment (CEE),
School of Management and Law (SML),
Zurich University of Applied Sciences (ZHAW)
Email: manuel.grieder@econ.gess.ethz.ch*

Dr. Michel Haller

*SPF Institut für Solartechnik, Hochschule für Technik Rapperswil HSR
Email: michel.haller@hsr.ch*

Dr. Ulrike Wissen Hayek

*Institut für Raum- und Landschaftsentwicklung, ETH Zürich
Email: wissen@nsl.ethz.ch*

Prof. Dr. Werner Hediger

*Leiter Zentrum für wirtschaftspolitische Forschung ZWF
an der Hochschule für Wirtschaft und Technik HTW Chur,
Professor für Volkswirtschaftslehre
Email: werner.hediger@htwchur.ch*

Marc Herter

*Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Zentrum für
wirtschaftspolitische Forschung ZWF an der Hochschule
für Wirtschaft und Technik HTW Chur
Email: marc.herter@htwchur.ch*

Wolfgang Hofer

*OMV Refining & Marketing GmbH,
Mannswörther Str. 28, 2320 Schwechat, Österreich
Email: wolfgang.hofer@omv.com*

Dr. Annelen Kahl

*Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL),
School of Architecture, Civil and Environmental Engineering (ENAC)
Email: annelen.kahl@epfl.ch*

Dr. Dogan Kelles

*Institute of Industrial Production,
Karlsruhe Institute of Technology KIT,
Email: dogan.keles@kit.edu*

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger

*Inhaber des Lehrstuhls für Energieverbundtechnik,
Montanuniversität Leoben, Österreich
Email: thomas.kienberger@unileoben.ac.at*

Prof. Dr. Rüdiger Kiesel

*Lehrstuhl für Energiehandel und Finanzdienstleistungen,
Universität Duisburg-Essen
Email: ruediger.kiesel@uni-due.de*

Werner König

*Energiewirtschaft und Energiemärkte,
Reutlinger Energiezentrum für Dezentrale
Energiesysteme & Energieeffizienz, Hochschule Reutlingen
Email: werner.koenig@reutlingen-university.de*

Dipl.-Ing. Wolfgang Korosec

*Head of IT / CIO, St. Galler Stadtwerke,
Leonhard Strasse 15, 9001 St. Gallen
Email: wolfgang.korosec@sgsw.ch*

Dr. Mirjam Kosch

*Center for Energy and the Environment (CEE),
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)
Email: mirjam.kosch@zhaw.ch*

Raphaela Kotsch

*Center for Energy and the Environment (CEE),
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)
Email: kots@zhaw.ch*

Bert Kruyt

*Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL),
School of Architecture, Civil and Environmental Engineering (ENAC)
WSL Institute for snow and avalanche research SLF
Email: bert.kruyt@epfl.ch*

Stephan Laske

*Head R&D, Saubermacher Dienstleistungs AG,
Hans-Roth-Straße 1, 8073 Feldkirchen bei Graz,
Österreich
Email: s.laske@saubermacher.at*

Prof. Dr. Michael Lehning

*Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL),
School of Architecture, Civil and Environmental Engineering (ENAC)
WSL Institute for snow and avalanche research SLF
Email: lehning@slf.ch*

Thomas Leu

*Fachstelle für Wirtschaftspolitik,
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)
Email: thomas.leu@zhaw.ch*

Prof. Dr. Ing. Imad Lifa

*Institut für Bauen im alpinen Raum IBAR,
Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Chur
Email: imad.lifa@htwchur.ch*

Jan Lipton

*HyWin GmbH, Sihleggstrasse 23, 8832 Wollerau
Email: jan.lipton@hywin.ch*

Prof. Dr. Sabine Löbbe

*Energiewirtschaft und Energiemärkte,
Reutlinger Energiezentrum für Dezentrale
Energiesysteme & Energieeffizienz, Hochschule Reutlingen
Email: sabine.loebbe@reutlingen-university.de*

Dr. Christoph Marty

*WSL Institute for snow and avalanche research SLF
Email: marty@slf.ch*

Claudio Meisser

*HyWin GmbH, Moosstrasse 1,4 6330 Cham,
www.hywin.ch
Email: claudio.meisser@hywin.ch*

Prof. Dr. Dominik Möst

*Fakultät Wirtschaftswissenschaften,
Professur für Energiewirtschaft,
Technische Universität Dresden
Email: dominik.moest@tu-dresden.de*

Dr. Tobias Müller

*Center for Energy and the Environment (CEE),
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)
Email: tobias.mueller@zhaw.ch*

Marco Pagani

*Laboratory of Energy Conversion,
ETH Zürich
Email: pagani@lec.mavt.ethz.ch*

Florian Ruesch

*SPF Institut für Solartechnik,
Hochschule für Technik Rapperswil HSR
Email: florian.ruesch@spf.ch*

Prof. DI Rudolf Sams

*Inst. für Thermoprozesstechnik, MUL Leoben
Höhere Technische Bundeslehr- und Versuchsanstalt Dornbirn
Email: rudolf.sams@htldornbirn.at*

Dr. Ivo Schillig

*Vizepräsident, Delegierter und Geschäftsführer
der Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe
Email: ivo.schillig@alpenforce.ch*

Moritz Schillinger

*Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung,
Universität Basel
Email: moritz.schillinger@unibas.ch*

Dipl. Bauing. ETH/SIA Franco Schlegel

*Institut für Bauen im alpinen Raum IBAR,
Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Chur
Email: franco.schlegel@htwchur.ch*

Prof. Dr. Reto Schleiniger

*Center for Energy and the Environment (CEE),
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)
Email: reto.schleiniger@zhaw.ch*

Dr. Jan Schmitz

*Institut für Umweltentscheidungen,
Lehrstuhl für Nationalökonomie,
ETH Zürich
Email: jan.schmitz@econ.gess.ethz.ch*

Christoph Schuler

*Institut für Verwaltungs-Management IVM,
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW
Email: christoph.schuler@zhaw.ch*

Reto Spielhofer

*IRL – PLUS, ETH Zürich
Email: spreto@ethz.ch*

Dr. Marcel Stadelmann

*Institut für Umweltentscheidungen,
Lehrstuhl für Nationalökonomie, ETH Zürich
Email: mar.stadelmann@gmx.ch*

Dipl. Ing. Maurizio Togni

*Mitglied des Stiftungsrates Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe
Geschäftsführer TM.RESULTS GmbH, Poststrasse 14, 6301 Zug
Email: maurizio.togni@tmresults.ch*

Dr.-Ing. Olga Ulanova

*National Research Irkutsk State Technical University, Russland
DHZ AG, Schweiz
Email: olga.ulanova@dhz.ch*

Prof. Dr. Hannes Weigt

*Head of Research Center for Sustainable Energy and Water Management,
Universität Basel
Email: hannes.weigt@unibas.ch*

Dr.-Ing. habil. Claudia Werner

*Wissenschaftliche Mitarbeiterin – Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.,
Hamburg
Email: cwerner.ingenieur@gmx.de*

Dr. Christian Winzer

*Center for Energy and the Environment (CEE),
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)
Email: christian.winzer@zhaw.ch*

Dr. Markus Zimmer

*ifo-Institut - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
an der Universität München e.V. (Ifo)
Email: zimmer@ifo.de*

Stiftung Alpines Energieforschungcenter AlpEnForCe
c/o Benediktinerkloster Disentis
Via Claustra 1
7180 Disentis/Mustér
Tel. 081 947 40 60
info@alpenforce.ch
www.alpenforce.ch

