



ENERGIEFORSCHUNGSGESPRÄCHE DISENTIS 2022

26.– 28. Januar 2022, Kloster Disentis und online



Foto: Daniel Winkler | kloster-disentis.ch



Energieforschungsgespräche Disentis 2022

Abstracts

Sammelband zu den 7. Energieforschungsgesprächen Disentis
26. – 28. Januar 2022

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

Prof. Dr. Werner Hediger

Fachhochschule Graubünden (FHGR)

Dr. Nadja Germann

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) Aarau

Stiftung Alpines Energieforschungcenter AlpEnForCe

Energieforschungsgespräche Disentis 2022

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

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

© 2022

ISBN 978-3-033-09015-6



INHALTSVERZEICHNIS

1	Vorwort Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe	- 7 -
1.1	Stiftungsrat Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe	- 8 -
2	Abstracts der Vorträge	- 9 -
2.1	Connecting the puzzle pieces: The potential of scaling up social innovation in energy	- 9 -
2.2	Value of co-benefits from energy efficient ventilation – insights from a contingent valuation on swiss home owners	- 10 -
2.3	Expansion um jeden Preis? Technokratische Narrative des Wasserbaus in den Alpen, 1945 – 1963	- 13 -
2.4	Die Bedeutung von Ammoniak für die CO₂-freie Schweiz	- 14 -
2.5	Mission innovation policy for the energy transition	- 16 -
2.6	When the chips are down: an incentivized analysis of preferences for green electricity in Switzerland	- 19 -
2.7	Umsetzung von Dekarbonisierungsmassnahmen in der Industrie: eine Unternehmensperspektive	- 22 -
2.8	Natural gas pricing on three continents: A review of gas-oil relationships	- 26 -
2.9	Carbon Pricing and Emissions: Causal Effects of Britain's Carbon Tax	- 28 -
2.10	Pricing Carbon in a Multi-Sector Economy with Social Discounting	- 31 -
2.11	Erneuerbares Gas als zentraler Baustein der Energietransformation in Österreich	- 33 -
2.12	Sweet-Edge: Enabling decentralized renewable generation in the alps	- 37 -
2.13	Die Instrumente der Schweizer Klimapolitik im Industrie- und Dienstleistungssektor: CO₂-Abgabe versus Zielvereinbarungen	- 39 -

2.14	Präferenzen für Tariffansätze für flexible Lasten	- 44 -
2.15	The European Market for Guarantees of Origin for Green Electricity: A Model-Based Evaluation of Future Price Scenarios	- 46 -
2.16	Kompakte thermische Energiespeicher: Schlüsselkomponente zukünftiger Energiesysteme in Gebäuden	- 48 -
2.17	C2PAT – Carbon to Product Austria	- 50 -
2.18	Climate Cleanup Fund – funding and accelerating Swiss Net Zero	- 56 -
2.19	Energieberatung in Deutschland: Marktentwicklung aus Sicht der Anbieter	- 57 -
2.20	Renewable Gasfield – Österreich’s erste Power-to-gas demonstrationsanlage	- 60 -
2.21	The market value of increased solar power production in winter	- 62 -
2.22	Storage reserve for Switzerland: Is it needed and (how) would it work?	- 65 -
2.23	Die Risikoprämie von Strom-Futures	- 68 -
2.24	How dependent is the swiss energy transition on developments in its neighboring countries?	- 69 -
2.25	Kleinst-Biogasanlage auf dem Crap Sogn Gion	- 72 -
2.26	NETZ: Nährstoff- und Energietechnik-Zentrum	- 74 -
2.27	Solarfassaden im alpinen Raum. Einsatz bei Gebäudeerneuerungen	- 77 -
2.28	Optimal Design of Dynamic Grid Tariffs	- 80 -
2.29	A comparison between quantity and price-based adjustment mechanisms for the eu ets market stability reserve	- 82 -
3	Autorenverzeichnis	- 84 -

1 Vorwort Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe

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

Die *Energieforschungsgespräche Disentis* bilden einen Schwerpunkt der Aktivitäten der Stiftung. Vom 26. bis zum 28. Januar 2022 werden sie bereits zum siebten Mal durchgeführt. Nachdem die letztjährige Ausgabe aufgrund der Pandemie als reine Online-Veranstaltung durchgeführt worden ist, erlaubt die Situation in diesem Jahr ein kombiniertes Format. Den Umgang mit digitalen Medien sowie die Teilnahme an Sitzungen, Vorträgen oder Veranstaltungen am Bildschirm sind wir uns ja inzwischen gewohnt. Der Wissenstransfer ist damit unabhängig von geographischen Distanzen einfacher geworden. Nach den guten Erfahrungen von 2021 werden wir dies wiederum nutzen und auch jenen Personen eine Teilnahme an den Energieforschungsgesprächen ermöglichen, die selbst nicht ins Bündner Oberland reisen können oder wollen.

Es freut uns jedoch ganz besonders, dass die Umstände eine Durchführung vor Ort zulassen. Selbstverständlich sind dabei die Regeln des Sicherheitskonzeptes strikte zu befolgen. Der gesellschaftliche Teil wird leider nicht ganz so viel Raum einnehmen können wie dies gewöhnlich der Fall war. Wir sind allerdings überzeugt, dass ein gewinnbringender Austausch auch mit einem gewissen Abstand zwischen den Personen möglich sein wird. Der «Geist von Disentis» wird die anwesenden Teilnehmerinnen und Teilnehmer aus Forschung, Wirtschaft und Politik wiederum erfassen, auch dies ist unsere klare Überzeugung. Die Räumlichkeiten des Benediktinerklosters Disentis bilden einmal mehr den ebenso würdigen wie inspirierenden Rahmen dazu.

Auch wenn uns die weltweite Entwicklung der gesundheitlichen Lage weiterhin in Atem hält, sind dadurch die energie- und klimapolitischen Herausforderungen nicht kleiner geworden. Nebst der Dekarbonisierung, der Dezentralisierung und der Digitalisierung der Energieversorgung hat im vergangenen Jahr der Begriff der Versorgungssicherheit wieder vermehrt Einzug gehalten in den öffentlichen Diskurs. Wir dürfen uns freuen auf den fachlichen Input von hochkarätigen Fachleuten aus insgesamt neun europäischen Ländern. Sie bringen die neusten Erkenntnisse aus ihrer Forschung mit nach Disentis und erlauben dem Publikum damit, den Blick über den eigenen Tellerrand zu erweitern. Vielen Dank für jeden Beitrag aus Forschung und Praxis.

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

Wir freuen uns auf ein Wiedersehen in Disentis, neue Erkenntnisse aus der Energieforschung und vor allem auf einen interessanten und anregenden Austausch anlässlich der «Energieforschungsgespräche Disentis 2022».

Dominik Rohrer

Präsident des Stiftungsrats Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe

1.1 Stiftungsrat Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe

Dominik Rohrer

Stiftungsratspräsident
Projektleiter Energiewirtschaft, Schnyder Ingenieure ZG AG
Kantonsrat Obwalden

Dr. Nadja Germann

Stiftungsratsvizepräsidentin
Bereichsleiterin Weiterbildung Energie
Mitglied der Geschäftsleitung beim Verband Schweizerischer
Elektrizitätsunternehmen (VSE)

Dr. Ivo Schillig

Stiftungsratsvizepräsident
Delegierter des Stiftungsrates und Geschäftsführer

Isidor Baumann

Mitglied des Stiftungsrates
Alt-Ständerat Kanton Uri und Uribotschafter

Clemens Berther

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

Peter Binz

Mitglied des Stiftungsrates

Prof. Dr. Werner Hediger

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

Prof. Dr. Sebastian Heselhaus

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

Dr. Franz Hidber

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

Maurizio Togni

Mitglied des Stiftungsrates
Geschäftsführer TM.RESULTS GmbH

2 Abstracts der Vorträge

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

2.1 Connecting the puzzle pieces: The potential of scaling up social innovation in energy

SONNET – Drivers and barriers to citizen investment in renewable electricity generation projects

Dr. Marie-Charlotte GUETLEIN¹

COMETS – Exploring the Frontiers of collective action initiatives in the energy field

Winston GILCREASE²

NEWCOMERS – EU citizens' perceptions of and willingness to pay for energy community benefits

Prof. Dr. Julia BLASCH³

SocialIRES – A Socio-Economic Examination of Participation in Socially Innovative Energy Projects

Ivan PETROV⁴

Four H2020 sister projects have been investigating social innovation in energy since 2019, and as the projects are coming to a close cross-projects results will be shared in this special session.

Impacts of social innovation at the local levels have been identified for various types of social innovations across over 15 EU countries, such as energy communities and crowd funding renewable energy projects. The scale-up potential has been estimated using choice experiment surveys, and results will be presented for the different contexts.

The session will involve a separate presentation from each project (SONNET, COMETS, NEWCOMERS, SocialIRES) with discussions around implications and policy relevance of the project outcomes.

¹ Grenoble Ecole de Management (GEM)

² University of Turin

³ VU Amsterdam

⁴ Trinity College Dublin

2.2 Value of co-benefits from energy efficient ventilation – insights from a contingent valuation on swiss home owners

Nina BOOGEN⁵, Massimo FILIPPINI⁶, Adan L. MARTINEZ-CRUZ⁷

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

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

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Motivation

The Swiss building sector's contribution to the national greenhouse gas (GHG) emissions is around 25%. Thus, a fast decarbonisation of the building sector is crucial for the net-zero target. In Switzerland therefore the CO₂-emissions from buildings (compared to the 1990 level) should be reduced by 65% in 2030 already (Federal Council, 2021). Since 2008 Switzerland has a CO₂ levy on heating fuels, one third of its revenue is used for the federal and cantonal buildings programme. This programme promotes energy-efficient renovations of building shells as well as renewable heating systems. Further it also promotes highly efficient newly constructed buildings which conform to the so-called Minergie standard. This label was initially branded as «ComfoHome» in its beginnings, making the benefits of comfort the central selling point. However, because of political reasons the label was re-branded to «Minergie», where this new name put the benefits of the reduced energy cost into the centre. Minergie houses have different characteristics (e.g. insulation, fossil-free heating, lighting, ventilation system), while each can be seen as an investment in energy efficiency. Such investments could reduce the total energy consumption and also lower CO₂-emissions.

The majority of the academic studies investigating individuals decision for energy efficiency investments highlight the saved energy and its associated cost savings and thus miss to highlight that there are other benefits associated (so called co-benefits) with investments in energy efficiency such as effects on health. Furthermore, Asensio and Delmas (2016) find that a health-based framing, in which households consider the human health effects of their marginal electricity use, induced persistent energy savings behaviour compared to a conventional energy-cost based framing.

In this paper, we use one attribute of Minergie buildings, the comfort ventilation system, as a case study. The ventilation system is linked to energy efficiency through heat recovery, but is also linked to better indoor air quality (and thus health), noise reduction and

⁵ Zurich University of Applied Sciences (ZHAW) and ETH Zurich, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, annina.boogen@zhaw.ch.

⁶ ETH Zurich and Università della Svizzera italiana, Via Buffi 13, 6904 Lugano, Switzerland, massimo.filippini@usi.

⁷ Swedish University of Agricultural Sciences (SLU), Skogsmarksgränd 17, 90183 Umeå, Sweden, adan.martinez.cruz@slu.se.

thermal comfort.⁸ We use the concept of the experience good to empirically estimate the value of co-benefits from an energy efficient ventilation system of Swiss home owners by inquiring willingness to accept (WTA) compensation to hold off on using the ventilation system. An experience good is a product where the characteristics of the good, such as its (co-)benefits, are difficult to be appraised in advance, but can be observed after the decision is made (Sunstein, 2019). This may lead to a disparity between «decision utility» and «experience utility» (as described by Kahneman and Thaler (2006)): When making a consumption decision, individuals make a prediction of their gain in utility through the consumption, which does not capture their utility when actually experiencing the good. In our case, the improved indoor air quality for example is a benefit that is not straightforward for an individual to predict her personal utility to be gained from this, except she has experienced such a situation already. Thus, respondents to this WTA question have experienced co-benefits under valuation – they are owners of Minergie homes. A drawback of WTA estimates is the potential for overestimation. Consequently, this paper also reports willingness to pay (WTP) for energy efficient ventilation, estimated on a sample of owners of regular (non-Minergie) dwellings.

Method

In this paper, we use a Contingent Valuation (CV) method. In general, CV is a survey-based method for estimating the value of a non-market goods and services as if it was traded in a market. A CV survey, for instance, may ask how much money people would be willing to pay (or willing to accept) to maintain the existence of (or be compensated for the loss of) an environmental feature, such as biodiversity, or an environmental good such as a national park, a specific landscape or the prevention of an oil spills. These goods are all public goods, while in our case we deal with a private good (a feature of a house) for which currently no market is in place. We implemented a single-bounded CV question within the framework of a household survey that asked the respondents for their WTP for a comfort ventilation system.

Data

In this paper we use data, that was collected using a household survey implemented in 2020 in the Canton of Zurich, Switzerland. The survey was implemented in cooperation with the Statistical Office of the Canton of Zurich. We sent out personalised invitation letters – that included a link to an online survey – by postal mail directly to a random but stratified sample of households. We divided the invitation sample into two groups: Firstly, a letter was sent to all Minergie certified single-family homes in the Canton of Zurich (N=2,071). Out of this, 524 households responded to our survey (WTA sample). Secondly, 14,629 letters were sent to a stratified sample of single family homes. The stratification was implemented according to the following rules: only single-family homes, year of construction prior to 1990, 50% with renovation permits during the last 5 years; large buckets for age and household size. Out of this sample, 2,322 households responded to our survey (WTP sample).

⁸ More specifically, the ventilation system offers an advanced alternative to classic window ventilation: Even with closed windows, the exhaled air is removed as needed and replaced by fresh outside air filtered from fine dust and preheated via a heat exchanger. This ensures good air quality, thermal comfort and reduced noise pollution. In addition, the supplied air is filtered from pollen, thus relieving allergy sufferers.

In order to analyse the representativeness of our sample with the overall population in the canton of Zurich, we compare some characteristics of our sample with census statistics. We can conclude that respondents in our sample are on average older, earn a higher income and occupy larger dwellings than the average person in the canton of Zurich. However, this is expected, as we sampled only owners of single-family homes. However, the employment status in our sample is quite comparable to the census data.

Preliminary results

Respondents report a monthly average WTA of around CHF 140-160 — value attached to all three co-benefits, with indoor air quality dominating most of it. Since WTA estimates potentially overestimate the valuation, we also estimated the WTP: Monthly average WTP is estimated at slightly lower values than WTA — with allergies suffered by household members used as proxy of relevance of indoor air quality, as WTP respondents have not experienced indoor air quality provided by the energy efficient ventilation system. Findings suggest that highlighting co-benefits of the energy efficient ventilation systems — such as improved indoor air quality and associated health effects — may increase residential sector's energy efficiency.

References

- Asensio, O. I. and Delmas, M. A. (2016). The dynamics of behavior change: Evidence from energy conservation. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 126: 196–212.
- Federal Council (2021). Switzerland's Long-Term Climate Strategy.
- Kahneman, D. and Thaler, R. H. (2006). Anomalies: Utility maximization and experienced utility. *Journal of Economic Perspectives*, 20(1): 221–234.
- Sunstein, C. R. (2019). Rear visibility and some unresolved problems for economic analysis (with notes on experience goods). *Journal of Benefit-Cost Analysis*, 10(3): 317–350.

2.3 Expansion um jeden Preis? Technokratische Narrative des Wasserbaus in den Alpen, 1945–1963

Sebastian DE PRETTO⁹

Die Wasserkraft der Alpen ist zwar bereits seit dem ausgehenden 19. Jahrhundert eine wichtige Energiequelle für den europäischen Strombedarf. Speicherseen dienten als leistungsstarke Batterien aber besonders nach 1945 dazu, dem kriegsversehrten Kontinent energiewirtschaftlich wieder auf die Beine zu helfen. Der Ausbau der hydrotechnischen Stromreserven ging dabei mit einer infrastrukturellen Modernisierung des Alpenbogens einher, die sich besonders in den 1950er-Jahren in einer grundlegenden industriellen und verkehrstechnischen Transformation des Hochgebirges zeigte: Strassen, Schienen, Hochspannungsleitungen, Tourismusanlagen sowie allerlei Sende- und Messstationen wurden dabei neben zahlreichen Speicherseen in vormals abgelegenen Bergtäler errichtet. Was dieser industrielle und technische Wandel für die direkt betroffenen Menschen und Ökosysteme bedeutete, danach fragte in dieser wachstumseuphorischen Zeit kaum jemand. Die Folgen davon zeigen sich noch heute etwa im Schweizerischen Nationalpark, wo die Staumauer Punt dal Gall 2016 havarierte und den Spölfluss mit PCB verseuchte. Eine wegweisende Zäsur ereignete sich allerdings bereits 1963 in Norditalien mit dem Dammbruch bei Vajont, bei welchem eine Flutwelle 2000 Todesopfer einforderte.

Das Referat «Expansion um jeden Preis? – Technokratische Narrative des Wasserbaus in den Alpen, 1945 – 1963» wendet sich der vordergründig unpolitischen Ideologie der Technokratie zu, welche diesen Wachstumsprozess der Nachkriegszeit sowohl in der Schweiz als auch in den übrigen Alpenländern beflügelte. In welchen Medien tauschten sich Experten wie beispielsweise Ingenieure und Hydrotechniker über die sich damals im Bau befindenden Staudammprojekte aus? Was für Aspekte hoben sie bei ihren Erzählungen hervor und welche Schattenseiten wurden gleichzeitig ausgelassen? Beinträchtigen Dammbrüche wie denjenigen von Vajont das Selbstbewusstsein solcher Expert*innen oder erhoben sich davon ausgehend vielleicht auch Stimmen, die einem Weiterausbau der Wasserkraft kritisch gegenüberstanden? Schliesslich leistet das Referat einen Beitrag an aktuelle Debatten um die Zukunft der Hydroenergie in den Alpen – ist deren Ausbau ökologisch ratsam oder lernt und die Geschichte stattdessen, dass andere Energiequellen eine sicherere und nachhaltigere Stromversorgung versprechen?

⁹ Sebastian De Pretto, Institut Kulturen der Alpen, Universität Luzern

2.4 Die Bedeutung von Ammoniak für die CO₂-freie Schweiz

Peter FLOHR¹⁰, Thomas SCHÜTTE¹¹

Themenzuordnung: Dekarbonisierung, Energiespeicher, Sektorkopplung

Zusätzliche Stichworte: Wasserstoff, Landwirtschaft, Überschussenergie

Bezug zu Gebirgsregion: Nein, nicht direkt

Grüner Wasserstoff – ja, und wofür?

Grüner Wasserstoff als CO₂-freier Energieträger hat mögliche Anwendungen in Industrie, Stromerzeugung, Mobilität und Wärme. Technische Lösungen sind vorhanden oder werden aktiv vorangetrieben.

Die Grundannahme für diese Anwendungen ist dabei meist, dass grosse Mengen an Überschussenergie aus erneuerbaren Energiequellen (primär Photovoltaik und Windkraft) vorhanden sind. Davon sind wir in der Realität allerdings weit entfernt. Wasserstoff wird heute aus Kostengründen grösstenteils aus fossilen Brennstoffen gewonnen, der sogenannte „graue Wasserstoff“. Es stellt sich damit die zentrale Frage, für welche Anwendungen grüner Wasserstoff, der bis auf weiteres eine knappe Ressource bleiben wird, nicht nur machbar, sondern auch sinnvoll ist.

Ein Nebenaspekt ist der Aufwand für Lagerung und Transport von Wasserstoff. Durch den damit verbundenen Aufwand ist jede Nutzung kritisch zu hinterfragen, bei der grosse Distanzen bzw. Zeitspannen zwischen Produktion und Nutzung des Wasserstoffs liegen.

Wasserstoff und Ammoniak

Eine der wesentlichen Anwendungen der heutigen Wasserstoffproduktion ist Ammoniak. Das heisst, Überlegungen zu grünem Wasserstoff sollten genau hier ansetzen. Ammoniak findet heute vor allem im Bereich der Landwirtschaft Verwendung als Düngemittel sowie als Grundstoff für weitere Anwendungen in der Chemieindustrie. Aber obwohl der Wasserstoff selbst heute sehr viel Aufmerksamkeit im Zusammenhang mit dem Übergang zu einer CO₂-neutralen Gesellschaft gewinnt, widmen sich bisher nur relativ wenige Forscher und Anwender dem Ammoniak als Wasserstoffträger selbst.

Wir untersuchen in diesem Beitrag die Rolle von Ammoniak im Zusammenhang mit dem Übergang zu einer CO₂-neutralen Gesellschaft unter ökonomischen, energetischen und technischen Gesichtspunkten, auch mit Blick auf die Energiestrategie 2050 der Schweiz.

¹⁰ VZHAW School of Engineering, Technikumstrasse 9, CH-8401 Winterthur, Tel. +41 79 570 17 59, floh@zhaw.ch, www.zhaw.ch/engineering

¹¹ Mitglied Greenhouse Gas Strategy Group (VDMA/CIMAC), Tel. +41 79 592 96 55, t.schuette.ch@gmail.com

Ammoniak – ein Dünger mit Potential

Neben der Anwendung in der Düngemittelherstellung und der Chemieindustrie wird Ammoniak in der Hochseeschifffahrt als alternativer Brennstoff zu Schwerölen mit ersten Pilotprojekten untersucht. Es wird aber weniger bzw. gar nicht im Kontext der erfolgreichen Transformation unseres Energiesystems genannt, und insbesondere in der Schweiz ist die Aufmerksamkeit für Ammoniak ausserhalb der Schifffahrt gering. Dabei ist Ammoniak zum Beispiel auch als Energiespeicher verwendbar, und die Energie kann direkt in Brennstoffzellen oder durch Rückumwandlung zu Wasserstoff genutzt werden. Durch die weltweite Produktion mit kompletter Lieferkette für jährlich etwa 180 Millionen Tonnen Ammoniak gibt es im Vergleich zu Wasserstoff auch Vorteile bezüglich Lagerung und Transport.

Analyse

Wir untersuchen einerseits die Produktion von Ammoniak und zum anderen sinnvolle Anwendungen von Ammoniak, mit Fokus auf die Schweiz. In der Produktion ergeben sich im Wesentlichen drei Möglichkeiten: Import von grauem Ammoniak (Stand heute), Import von grünem Ammoniak, sowie die Produktion mit Überschussenergie in der Schweiz. Wir analysieren, welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit eine Produktion in der Schweiz sinnvoll sein kann. Im Bereich der Nutzung ergibt sich ebenfalls eine Hierarchie von Möglichkeiten: die direkte Nutzung in Industrie oder als Düngemittel wie bereits heute, die Nutzung für Wasserstoffherstellung zum Beispiel in der Stahlherstellung oder zum Heizen, sowie der Einsatz als saisonaler Energiespeicher für Wärme- oder Stromerzeugung bei Energieknappheit. Wir untersuchen hier, welche Nutzung voraussichtlich den grössten Klimabeitrag liefern könnte. Als Teilaspekt wird dabei auch ein Vergleich zwischen der direkten Nutzung von Wasserstoff und dem Umweg über den Energieträger Ammoniak durch eine Capex/Opex-Betrachtung gemacht.

In diesen Szenarien ist auch von Bedeutung, wie sich der Strommix insgesamt im europäischen Stromnetz entwickeln wird. Dies liegt zum einen an der Einbindung der Schweiz in den europäischen Strommarkt, und zum anderen daran, dass im betrachteten Übergangszeitraum bis zur angestrebten Klimaneutralität CO₂-freie Überschussproduktion in ausreichender Menge nicht absehbar ist. Diese Einschränkung spielt in der CO₂-Bilanz und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung jeder Nutzung von grünem Wasserstoff und Ammoniak eine zentrale Rolle.

2.5 Mission innovation policy for the energy transition

Dominique FORAY¹²

As an innovation economist, having worked extensively on the topic of mission-oriented innovation policy, I will provide an extensive update review of the innovation policy problems that need to be addressed in order to accelerate innovation in the energy sector. I assume that most of these problems are not very well known by the community of scholars working in the field of energy research; this is why this paper can represent a useful contribution to the Conference. The paper will involve the following five points.

Mission-oriented innovation policies – a problem of design

The first point is on framing the policy issues. A relevant and effective innovation policy aiming at promoting innovation within a certain domain (i.e. energy) is a policy which will not only address the rate of innovation but the rate and the direction of innovation or more precisely the rate in a certain direction. Such emphasis on the directionality of innovation has certain implications about designing policies. Indeed, such a policy should be on the one hand marked by a high level of intentionality and strategic focus – the Government set certain targets in terms of energy innovations. On the other hand, it needs to support what is the main and unique engine of innovation – the freedom to experiment and the entrepreneurial initiatives by the actors of the innovation process. It is this combination of two policy logics – a planning logic and an entrepreneurial discovery logic, frequently opposed in the literature and in practice – that constitutes the trademark of the new generation of policies which address both the rate and the direction of innovation! Such policies are neither totally top down nor purely bottom up. It is about designing an intermediate process aiming to enhance entrepreneurial efforts and coordination within a framework (strategic priorities) structured by the government.

What do we have in the innovation policy tool box ?

The second point will analyse and present a typology of tools which aim at promoting innovation towards certain directions and priorities. The rationale of such innovation policies is the presence of massive market failures or externalities which create incentives for potential innovators to pass up socially important R&D and innovation plans. The main sources of market failure are R&D and market spillovers.

We can identify two broad families of innovation policy tools which can be deployed to fix market failures: the so-called push programs (including R&D subsidies and R&D tax credit) to lower the costs of innovation – and the so-called pull programs (ex ante prizes, public procurement for innovation) to create rewards for the development of specific solutions. I will offer an assessment of each tool according to a set of policy criteria: to what extent does the tool influence the direction of innovation; to what extent it helps

¹² Dominique Foray, Station 5 – ODY 3 03.2
CH-1015 Lausanne, dominique.foray@epfl.ch

to manage the principal-agent monitoring problems; to what extent it minimize informational requirement; what kind of balance does it create between reward and access (or diffusion), to what extent does it maintain/promote competition, etc..?

Beyond this analysis of the innovation policy tools, three further points will be made.

The imperative of social costs internalization

As it is well known – the deployment of the innovation policy tools will be only effective if companies are internalizing the full costs of their activities (including emission and other environmental costs). This is the goal of policy instruments such as tax or other instruments to price emissions.

Because perfect internalisation does not happen easily, the co-deployment of policies addressing on the one hand the negative environmental externalities and on the other hand the positive R&D externalities of R&D is an imperative.

Demand side policy and the key problem of adoption

Because of the double-externality problem, we need green growth policy, which combines environmental and innovation policies. However, what has been described so far is the supply side version of a green growth policy (Rodrik, 2013): a trajectory of economic development that fully internalizes environmental costs, including most critically those related to climate change, and that is based on sustainable use of non-renewable resources. Green growth requires therefore green energy technologies: production techniques that economize on exhaustible resources and emit fewer greenhouse gases. Indeed, the availability of green technologies both lower social costs in the transition and helps achieve a satisfactory rate of material progress under that path. A critical task facing policy makers is ensuring investments in green energy technologies take place on an appropriate scale.

However such a supply side focus might be not enough and such supply-oriented policy actions need to be complemented with demand side policies which address consumption patterns and life style issues. Raising public awareness through various types of public programs (education, information and nudges) is thus a policy imperative.

Addressing the innovation adoption problem is also central. Many innovations in this area can't diffuse as a new smartphone. Climate change technologies must compete with an established 'installed base' in energy, transportation, etc. meaning lock-in effect, switching costs and inertia in patterns of substitution.

While the benefits for society of green innovations in the domain of energy are huge, in most cases they will create losers. The existence of installed base implies significant domestic and international redistributive consequences of any 'success' in giving one or another technology significant advantages. This is very difficult to manage for democratic governments

Another source of difficulty in the diffusion of new technologies is adoption externalities. In Acemoglu et al.'s (2009) famous paper on energy and innovation policies, the authors rightly highlight the need for coupling R&D subsidies with carbon prices; however, they simply forget the other problems and externalities that are likely to impede innovation within the targeted domain. In particular, they do not recognize the existence of adoption externalities that need to be fixed if we do not want to see public resources allocated to research – turning into some knowledge that will never be used in the industry.

Tinbergen assignment theorem

Henderson and Newell (2010) build a framework of policy instruments to accelerate innovation in energy, which includes a long list of to-do items from a policy point-of-view. Yet, how can we be sure that supporting the development of all these capacities will not result in many useless instruments that are poorly coordinated and ultimately costly? Taking care of everything is likely to produce an over-elaborate policy. However, omitting some important policy actions can be detrimental, given that the final performance of the system is likely to be determined by the 'weakest link'.

A design principle is essential here, known as the Tinbergen assignment theorem (Tinbergen, 1967), which provides at least first-order guidance on the «number» of instruments or programs that need to be deployed, according to the goals or targets. The number of externalities or market failures should determine the number of instruments (Jaffe et al., 2004). If we take the case of energy innovation policy, there is a need for instruments to support R&D and start-ups (because of the knowledge externalities, as well as capital market imperfections) and instruments to support technology adoption and training programs in various sectors (because of adoption and network externalities, as well as training externalities). Coordination failures can happen at the interface between technology producers and potential users, which would also need to be fixed through other instruments (for example, a platform of specialized services to support the transfer of technologies and the provision of complementary capabilities). Last, but not least, the environmental externality needs to be addressed through some kind of carbon tax or other instrument to price emissions. All in all, such a policy should therefore involve approximately five or six instruments to implement in a coordinated way. Moreover, because the sceptical argument of Matsuyama is always pertinent – «how can the government manage such complexity?» – the latter must choose and determine a small number of structural objectives to be supported. «Doomed to choose», Hausmann and Rodrik (2006) tell us so!

2.6 When the chips are down: an incentivized analysis of preferences for green electricity in Switzerland

Regina BETZ¹³, Manuel GRIEDER¹⁴, Andreas NICKLISCH¹⁵

Themenzuordnung: Produktion, Speicher, Verteilung: Wasserkraft, PV, Windkraft, Biomasse: neue Technologien

Zusätzliche Stichworte: Neue Erneuerbare Energien, Zahlungsbereitschaft, Regionalität

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Short Abstract

Even though there is a considerable literature on people's preferences for green electricity (i.e., electricity produced by renewable sources), almost all existing studies rely on stated-choice responses or provide only qualitative approximations. That is, evidence regarding people's willingness to pay for sustainable energy is largely non-incentivized and potentially biased. In contrast, our study reports on incentivized preferences for different forms of green electricity among 6,482 Swiss households from the German and French speaking language regions. Participants revealed their willingness to pay by choosing between electricity packages based on different renewable and non-renewable sources in a repeated choice list experiment. We payed special attention to the production location of the green electricity (e.g., whether the national or even regional origin of the energy source matter for the willingness to pay). We find that overall Swiss hydro power is the most popular energy source triggering the highest willingness to pay. There exists a customer segment with pronounced pro-environmental preferences that is willing to pay more for solar power (compared to hydro), but there is no such additional positive willingness to pay for wind power also in this segment. In general, any kind of electricity generated by European sources is associated with a much lower willingness to pay than energy from Swiss sources. Whereas the national origin of the generated electricity thus seems to be important, further local differentiation, i.e., electricity from regional power plants, does not lead to a higher willingness to pay.

Extended Abstract

Increased reliance on renewable energies is an important cornerstone of Switzerland's Energy Strategy 2050. However, the required fundamental change in the power supply does not come for free and, in the long run, sustainable change can only be achieved if it is broadly in line with consumer preferences, especially if the household electricity market

¹³ ZHAW, Zentrum für Energie und Umwelt (CEE), Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, regina.betz@zhaw.ch

¹⁴ ZHAW, Zentrum für Energie und Umwelt (CEE), Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, manuel.grieder@zhaw.ch

¹⁵ Fachhochschule Graubünden, Departement Entwicklung im alpinen Raum, Zentrum für wirtschaftspolitische Forschung (ZWF), Comercialstrasse 20, 7000 Chur, andreas.nicklisch@fhgr.ch

is indeed going to be liberalized in the near future. In recent years, consumers seem to have become more willing to bear some of the additional costs of a sustainable energy supply. Nevertheless, relatively little is known about consumers' exact willingness to pay for renewable energy. For the most part, studies investigating consumer preferences for different forms of renewable energy are based on unincentivized stated preferences (using either choice experiments or contingent valuation techniques) or provide only qualitative approximations (e.g., Spreng et al., 2001; Borchers et al., 2007; Burkhalter et al., 2009; Scarpa et al., 2010; Kaenzig et al., 2013). However, in order to ensure an efficient electricity mix oriented towards true customer preferences, it is essential to obtain accurate knowledge in this regard. For this reason, this paper aims to provide a more precise, quantitative estimate of household consumers' willingness to pay for different renewable energy sources than previous studies.

To do so, we invited existing household customers of a large Swiss electricity utility to take part in a decision experiment in which participants could win 500 kWh of electricity and could choose between different sources of production for this electricity package. The experiment is based on a modified, two-stage Holt-Laury mechanism (Holt & Laury, 2002) to determine participants' willingness to pay for electricity from different forms of production (hydro, solar, wind, and nuclear) and with different attributes (regional, national, and foreign). The preference elicitation mechanism applied in the experiment is incentive compatible, i.e. the participants had an incentive to disclose their true willingness to pay for the electricity in question in the experiment and could not gain an advantage by giving a distorted or deliberately false price (see also Marcin & Nicklisch, 2017). Importantly, our methodology limits the impact of socially desirable answers, which may be problematic in the context of pro-environmental behavior or attitudes such as the willingness to pay for renewable electricity (e.g., Vesely & Klöckner, 2020).

Our results based on responses from 6,482 participating households indicate that, on average, our participants had the highest willingness to pay for hydro and solar power. Wind power was associated with a substantially lower willingness to pay. As expected, the lowest willingness to pay exists for nuclear power. While there is a certain segment of pro-environmentally minded consumers that is willing to pay a price premium for solar compared to hydro power, this is not the case for wind. In terms of origin of the produced electricity, for all renewable production technologies included in the study (hydro, solar, and wind) we observe a markedly lower willingness to pay for electricity stemming from foreign (European) sources compared to domestic Swiss sources. In contrast, we do not find meaningful differences in participants' willingness to pay for different production locations within Switzerland, i.e., there is no additional positive willingness to pay for a regional origin of the energy production compared to national origin. In terms of individual-level predictors of the willingness to pay for renewable energy, we find that political attitudes are one of the most important variables.

In sum, our results show that there are significant differences in household consumers' willingness to pay for different forms of renewable energy. These results can potentially inform investment and pricing decisions in the electricity market and provide relevant information for the design of a more sustainable electricity mix that is in line with customer preferences.

References

Borchers, A. M., Duke, J. M., & Parsons, G. R. (2007). Does willingness to pay for green energy differ by source?.

Energy Policy, 35(6), 3327–3334.

Burkhalter, A., Kaenzig, J., & Wüstenhagen, R. (2009). Kundenpräferenzen für leistungsrelevante Attribute von Stromprodukten. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 33(2), 161–172.

Holt, C. A., & Laury, S. K. (2002). Risk aversion and incentive effects. American Economic Review, 92(5), 1644–1655.

Kaenzig, J., Heinzle, S. L., & Wüstenhagen, R. (2013). Whatever the customer wants, the customer gets? Exploring the gap between consumer preferences and default electricity products in Germany. Energy Policy, 53, 311–322.

Marcin, I. & Nicklisch, A. (2017). Testing the endowment effect for default rules. Review of Law and Economics 13(2), 2017, 1–27.

Spreng, D., Wüstenhagen, R., & Truffer, B. (2001). Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz: Die Chancen des Ökostrommarktes. Studie im Auftrag des Forschungsprogramms Energiewirtschaftliche Grundlagen des Bundesamtes für Energie, Bundesamt für Wasser und Geologie und Interessengruppe Wasserkraft.

Scarpa, R., & Willis, K. (2010). Willingness-to-pay for renewable energy: Primary and discretionary choice of British households' for micro-generation technologies. Energy Economics, 32(1), 129–136.

Vesely, S., & Klöckner, C. A. (2020). Social desirability in environmental psychology research: three meta-analyses.

Frontiers in Psychology, 11, 1395.

2.7 Umsetzung von Dekarbonisierungsmassnahmen in der Industrie: eine Unternehmensperspektive

Hindernisse und Treiber zur Dekarbonisierung von industriellen Prozessen

Sarah HAFNER¹⁶, Dr. Matthias SPEICH¹⁷, Dr. Silvia ULLI-BEER¹⁸ & Pablo BISCHOFBERGER¹⁹

Themenzuordnung: Energie und Klima

Zusätzliche Stichworte: Industrie, Produktionsprozesse, Dekarbonisierung

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Nachwuchsautor*innen: Sarah Hafner, Matthias Speich

Hintergrund

Die Schweiz hat es sich zum Ziel gemacht, ab 2050 unter dem Strich keine Treibhausgasemissionen mehr auszustossen. In der Schweiz werden 24 Prozent davon durch die Industrie verursacht (BAFU, 2020a). Die Erhöhung der Energieeffizienz und Verwendung von erneuerbarer Energie in Industrieprozessen sind zudem auch ein wichtiger Bestandteil der Energiestrategie 2050 (BFE, 2020). Um die Schweizer Energie- und Klimaziele erreichen zu können, spielt die Industrie daher eine entscheidende Rolle.

Energieeffizienzmassnahmen zählen zu den bekanntesten und beliebtesten Dekarbonisierungsmassnahmen in der Industrie. Diese wurden in der Schweiz (und auch weltweit) bereits erfolgreich eingesetzt, um kosteneffizient den Energieverbrauch und Treibhausgasausstoss von Unternehmen zu senken (Zuberi et al., 2020). Dagegen spielt die Umstellung von Prozessen bei der Dekarbonisierung der Industrie bisher nur eine Nebenrolle. Dies obwohl in der Industrie die Prozesswärme der dominierende Verwendungszweck von Brennstoffen darstellt, Effizienzmassnahmen zur Reduktion von Prozessenergie die grössten Energiesparpotentiale im Vergleich zu anderen Effizienzmassnahmen aufweisen und die Dekarbonisierung von Industrieprozessen für die Erreichung des Netto-Null Emissionsziels notwendig ist (Wessling, 2017; Zuberi et al., 2020).

Bisher haben nur wenige Studien die Ursachen für den geringen Fortschritt der Industrieprozess-dekarbonisierung beleuchtet. Die Gründe für den zögernden Fortschritt der Umsetzung von Dekarbonisierungsmassnahmen in der Industrie sind laut Studien auf folgende Gründe bzw. Barrieren zurückzuführen: Langlebigkeit von Prozesstechnologien, mangelnde Information, Pfadabhängigkeit von Prozessen im Unternehmen, hohe

¹⁶ Institut für Nachhaltige Entwicklung, ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Technoparkstrasse 2, 8400 Winterthur, +41 58 934 42 54, <https://www.zhaw.ch/de/ueber-uns/person/hafs/>

¹⁷ Institut für Nachhaltige Entwicklung, ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Technoparkstrasse 2, 8400 Winterthur, +41 58 934 77 14, matthias.speich@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/ueber-uns/person/spei/>

¹⁸ Institut für Nachhaltige Entwicklung, ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Technoparkstrasse 2, 8400 Winterthur, +41 58 934 47 34, silvia.ulli-beer@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/ueber-uns/person/ullb/>

¹⁹ Institut für Nachhaltige Entwicklung, ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Technoparkstrasse 2, 8400 Winterthur, pablo.bischofberger@zhaw.ch

Kapitalkosten, fehlende Berücksichtigung von Klimaveränderungen oder Klimapolitik im Risikomanagement des Unternehmens, operatives Risiko (z.B. negative Auswirkungen auf Produkte), Bedenken bezgl. der Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens (Damert & Baumgartner, 2018, Littlewood et al., 2018, Cooremans, & Schönenberger, 2019; Bataille et al., 2018; Wessling, 2017). Eine wichtige Rolle als Treiber oder Barriere zur Umsetzung von Dekarbonisierungsmassnahmen in der langen Frist wird zudem dem Stellenwert von Dekarbonisierung und Nachhaltigkeit in der Unternehmensstrategie zugesprochen (Cooremans, 2011; Engert & Baumgartner, 2016; Caviezel, 2018).

Fragestellung und Forschungsziele

Weitere Forschung zur Identifikation der wichtigsten branchenspezifischen Gründe bzw. Barrieren für die geringe Umsetzung von Prozess-Dekarbonisierungsmassnahmen ist zur Umsetzung der Schweizer Energiestrategie nun benötigt (Zuberi et al., 2020; Littlewood et al., 2018). Unsere Studie zielt darauf ab, diese Lücke zu schliessen. Sie schafft damit eine relevante Informationsgrundlage für a) politische Entscheidungsträger, um geeignete Massnahmen und Rahmenbedingungen (z.B. monetäre Anreize) zu bestimmen sowie für b) Energieberatungsfirmen, um ein auf Unternehmensbedürfnisse abgestimmtes Beratungsangebot zur Prozessdekarbonisierung anzubieten. Unsere Studie untersucht mittels einer Literaturanalyse und Unternehmensbefragung folgende Frage:

Welches sind die wichtigsten Hindernisse und Treiber bezüglich der Umsetzung von Dekarbonisierungsmassnahmen in der Industrie?

Unsere Studie fokussiert sich auf die Hindernisse und Treiber zur Umsetzung von bereits kommerzialisierten Technologien. Unsere damit einhergehende Unternehmensbefragung nimmt eine holistische Betrachtungsweise ein. Daher ist die Unternehmensbefragung darauf ausgerichtet, interne und externe Barrieren und Treiber von Dekarbonisierungsmassnahmen gemäss dem St. Galler Management Modell (SGMM) zu evaluieren. Das SGMM unterscheidet unternehmensinterne Faktoren nach Vision, Kernkompetenzen, Struktur, Prozesse, Strategie und Führung. Zudem unterteilt es die externen Einflussfaktoren nach verschiedenen Umweltsphären: z.B. Wirtschaft, Wissenschaft oder Technologie sowie Anspruchsgruppen: z.B. Kunden, Mitarbeitende oder Konkurrenz. Ein weiterer Fokus unserer Umfrage liegt zudem auf der Erforschung des Links zwischen der Unternehmensstrategie (z.B. sind Emissionsziele darin enthalten) und der Umsetzung von Dekarbonisierungsmassnahmen.

Methodik

Das Vorgehen dieser Studie stützt sich auf den Ansatz der Grounded Theory (Corbin & Strauss, 1990). Unter Anwedung dieses qualitativen Ansatzes und basierend auf Fallstudien zielt unsere Studie darauf ab, den gegenwärtigen Wissensstand zu erweitern. Die Schweizer CO₂-Abgabe-befreiten Unternehmen²⁰ werden als Grundgesamtheit verwendet. Aus dieser Grundgesamtheit heraus werden anschliessend Unternehmen aus folgenden Branchen ausgewählt: 'Herstellung von Metallerzeugnissen', 'Metallerzeugung und -bearbeitung', 'Herstellung von Glas und Glaswaren', 'Keramik, Verarbeitung von

²⁰ Diese ca. 900 CO₂-befreiten Unternehmen sind in einer Liste auf der BAFU-Homepage aufgeführt (s. BAFU, 2020b).

Steinen und Erden', 'Maschinenbau', 'Herstellung von chemischen und pharmazeutischen Erzeugnissen' und 'Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln'. Diese Sektoren wurden ausgewählt, da sie einerseits zu den emissionsreichsten Sektoren zählen und andererseits eine Vielzahl an Unternehmen beinhalten²¹. Letzteres Kriterium wurde angewendet, um sicherzustellen, dass unsere Ergebnisse für eine Vielzahl von Unternehmen relevant sind.

Das Vorgehen zur Auswahl der Unternehmen innerhalb dieser Sektoren erfolgt nach dem 'theoretical sampling' der Grounded Theory (Corbin & Strauss, 1990). Eine Anfangsauswahl von Unternehmen innerhalb dieser Sektoren wurde aufgrund ihrer hohen Emissionen getroffen. Basierend auf den Erkenntnissen der bereits geführten Interviews, werden nun laufend weitere Interviewpartner identifiziert, bis eine theoretische Sättigung erreicht ist. Die geführten Interviews mit den Unternehmen werden laufend transkribiert und anhand den Themengruppen des St. Galler Management Modells (SGMM) codiert, um damit die Zusammenhänge zwischen Treibern und Barrieren aus Unternehmenssicht besser verstehen zu können. Der Unternehmensfragebogen stützt sich auf die neusten wissenschaftlichen Erkenntnisse aus der Literatur zu Hindernissen und Treibern für die Implementierung von Dekarbonisierungsmassnahmen in der Industrie.

Ergebnisse

Wir führen derzeit die Unternehmensbefragungen durch und daher liegen noch keine Ergebnisse vor. Unsere Studie wird jedoch im November 2021 abgeschlossen sein, so dass wir im Januar 2022 unsere Ergebnisse präsentationsbereit haben werden. Unsere Studienresultate sind zudem relevant für die Erarbeitung von praktikablen Lösungsansätzen für eine emissionsarme Wärme- und Kälteversorgung im Rahmen des SWEET Projekts DecarbCH.

Referenzen

- BAFU (2020a). Klima: Das Wichtigste in Kürze. Verfügbar: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/inkuerze.html> (10.11.2020).
- BAFU (2020b). Befreiung von der CO₂-Abgabe. Verfügbar: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/klimapolitik/co2-abgabe/befreiung-von-der-co2-abgabe-fuer-unternehmen.html> (10.11.2020).
- BFE (2020). Energiestrategie 2050. Verfügbar: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050.html> (10.11.2020).
- Bataille, C., Åhman, M., Neuhoﬀ, K., Nilsson, L. J., Fishedick, M., Lechtenböhmer, S., ... & Sartor, O. (2018). A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris Agreement. *Journal of Cleaner Production*, 187, 960–973.

²¹ Die Zementindustrie wurde aus dem Grund, dass sich nur wenige Unternehmen in diesem Sektor befinden nicht ausgewählt.

Caviezel (2018). Effektive unternehmerische Nachhaltigkeit-Entwicklung eines praktischen Anwendungsmodells zur Verbesserung der Wirkung des unternehmerischen Nachhaltigkeitsengagements (Doctoral dissertation, Universität St.Gallen).

Corbin, J. M., & Strauss, A. (1990). Grounded theory research: Procedures, canons, and evaluative criteria. *Qualitative sociology*, 13(1), 3–21.

Cooremans, C. (2011). Make it strategic! Financial investment logic is not enough. *Energy Efficiency*, 4(4), 473–492.

Cooremans, C., & Schönenberger, A. (2019). Energy management: A key driver of energy-efficiency investment?. *Journal of Cleaner Production*, 230, 264–275.

Damert, M., & Baumgartner, R. J. (2018). External Pressures or Internal Governance – What Determines the Extent of Corporate Responses to Climate Change?. *Corporate social responsibility and environmental management*, 25(4), 473–488.

ENAW (2020). Zukunft Planen, Prozesswärme anpacken. Verfügbar: <https://enaw.ch/zukunft-planen-prozesswaerme-anpacken/> (17.11.2020).

Engert, S., & Baumgartner, R. J. (2016). Corporate sustainability strategy – bridging the gap between formulation and implementation. *Journal of cleaner production*, 113, 822–834.

Jakob, M., & Häberli, A. (2012). Stromeffizienz der Schweizer Wirtschaft-Auswertung und Szenarien aus der Erfahrung der EnAW. TEP Energy, Zürich.

Littlewood, D., Decelis, R., Hillenbrand, C., & Holt, D. (2018). Examining the drivers and outcomes of corporate commitment to climate change action in European high emitting industry. *Business Strategy and the Environment*, 27(8), 1437–1449.

Wesseling, J. H., Lechtenböhmer, S., Åhman, M., Nilsson, L. J., Worrell, E., & Coenen, L. (2017). The transition of energy intensive processing industries towards deep decarbonization: Characteristics and implications for future research. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 1303–1313.

2.8 Natural gas pricing on three continents: A review of gas-oil relationships

Christoph HALSER²², Florentina PARASCHIV²³, Marianna RUSSO²⁴

Themenzuordnung: Märkte, Marktdesign; Rohstoffe und Kreislaufwirtschaft in Zeiten der Energie- und Klimawende

Zusätzliche Stichworte: Natural gas, crude oil, cointegration, Long memory

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Nachwuchsautor: Christoph Halser

Extended Abstract

Natural gas is considered to play a vital role in the global energy transition, due to its flexible use in power generation and relative emissions scarcity compared to other fossil fuels. In many parts of the world the import price for natural gas has historically been linked to the price development of refined oil products, because of the occurrence of natural gas as a by-product in oil extraction and the possibility of switching from oil products to gas in heating. In absence of a discrete natural gas market, the liquidity of the oil market and the transparency of its prices granted protection against oligopolistic control and regional price bubbles. From today's perspective however, the disadvantage of oil indexation lies in a decrease in market efficiency, as oil prices do not reflect the supply and demand characteristics of an emancipated natural gas commodity. Stern (2014) and Zhang et al. (2018) thereby suggest that independent natural gas hub prices are associated with less extreme price movements compared to oil prices.

A gradual transition towards hub gas pricing in Europe and an increase in gas spot trade in Japan question a largely stable oil-gas price relationship in both markets (Zhang & Ji, 2018). Wang et al. (2019) document a declining impact of oil prices also for North American natural gas prices and a growing importance of fundamentals, a consequence of the emergence of shale gas. However, Bianchi et al. (2020) outline a strengthening co-movement between equity and energy commodity markets because of the permanent and increasing financialization of commodity futures, while speculation in the oil market increases the oil-gas price correlation (Bunn et al., 2017).

In this context, this paper analyses three natural gas markets for their integration with crude oil prices. We revisit traditional pricing formulas to establish the relationships between natural gas and crude oil prices in Europe, the United States and Japan between 2009 and 2021. The methodology includes tests for cointegration and long memory by application of the two-step feasible exact local Whittle estimator. We perform sub-sample analysis and present results of a rolling windows estimation to determine changes in shock persistence of oil-gas price equilibria.

²² NTNU Business School, Norwegian University of Science and Technology, Klæbuveien 72, 7030 Trondheim, Norway, +4795361993, christoph.halser@ntnu.no, <https://www.ntnu.edu/hhs>

²³ Department of Finance, Zeppelin University, Friedrichshafen, Germany

²⁴ NEOMA Business School, Paris, France

The results indicate long memory and nonstationary equilibria between natural and oil prices in all three regions from 2015 to 2021 with quicker mean reversion than from 2009 to 2014. The rolling windows estimation confirms a temporary stationary regime between Henry Hub and crude oil prices between 2019 and 2021 and yields a time-varying relationship between TTF and crude oil prices. We further present that the integration of Japanese LNG import prices increases with regards to monthly oil prices, while cointegration with long-term oil prices decreases. Our results contradict the decoupling hypothesis of natural gas prices from oil price developments in North America and reflect a declining relevance of oil-indexation in Europe as well as a shift towards short-term pricing in Japan. Although we present historically distinct oil-gas price relationships for three regions, market convergence through the growth of global LNG imports but also an increase in energy commodity financialization may lead to a more unified global market with a rather common oil-gas price relationship. We discuss these findings in a context of economic market developments.

References

- Bianchi, R. J., Fan, J. H., & Todorova, N. (2020). Financialization and de-financialization of commodity futures: A quantile regression approach. *International Review of Financial Analysis*, 68, 101451.
- Bunn, D., Chevallier, J., Le Pen, Y., & Sevi, B. (2017). Fundamental and financial influences on the co-movement of oil and gas prices. *The Energy Journal*, 38 (2).
- Stern, J. (2014). International gas pricing in Europe and Asia: A crisis of fundamentals. *Energy Policy*, 64, 43–48.
- Wang, T., Zhang, D., & Broadstock, D. C. (2019). Financialization, fundamentals, and the time-varying determinants of us natural gas prices. *Energy Economics*, 80, 707–719.
- Zhang, D., & Ji, Q. (2018). Further evidence on the debate of oil-gas price decoupling: A long memory approach. *Energy Policy*, 113, 68–75.
- Zhang, D., Wang, T., Shi, X., & Liu, J. (2018). Is hub-based pricing a better choice than oil indexation for natural gas? evidence from a multiple bubble test. *Energy Economics*, 76, 495–503.

2.9 Carbon Pricing and Emissions: Causal Effects of Britain's Carbon Tax

Klaus GUGLER²⁵, Adhurim HAXHIMUSA²⁶, Mario LIEBENSTEINER²⁷

Themenzuordnung: Märkte, Handel und Finanzierung; Energie und Klima

Zusätzliche Stichworte: carbon pricing, decarbonization, climate change policy

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Introduction

Most economists tend to agree that putting a price on emissions, either in the form of a carbon tax or through tradeable emission permits, reduces carbon emissions most efficiently via market-based incentives (e.g. Borenstein, 2012), and that the carbon price should be coordinated internationally (Nordhaus, 2018) to avoid carbon leakage. Yet, some scholars argue that there are severe political obstacles against high-enough carbon prices, as to induce significant abatement at an accelerated speed necessary to avoid the potentially disastrous consequences of global warming (e.g. Patt and Lilliestam, 2018). So far, the political implementation of effective carbon pricing has been cumbersome, a globally coordinated carbon price has turned out illusive, and taxes are generally unpopular, which threatens the political feasibility of a meaningful carbon price.

The goal of this study is thus to assess the causal effect of a carbon tax on emissions in a key emissions-contributing industry, the power sector, for the case of Britain. Britain undertook a major policy experiment introducing a national carbon tax, the «carbon price support» (CPS) for its power sector on top of the EU emission allowances (EUA) price in 2013, followed by two significant increments in the subsequent years. The main motivation for the CPS was a largely ineffectively low EUA price. The British case is extremely relevant, because it is the first European country to implement a significantly high carbon tax for its power sector, whereas most EU member states mainly rely on a (so far) low EUA price as well as on national support payments for renewable energies yet fail their climate targets.

Our study analyses the energy sector as the major source of carbon emissions, not only in Britain, before the carbon tax was introduced (i.e. 40% in 2012), but also at the global level (i.e. 29.3% in 2014). Hence, assessing the effects of a carbon tax may be most relevant for this sector, as it bears the greatest emissions savings potential. The British case has demonstrated that emissions particularly from the power sector may be replaced in a relatively short period of only a few years, as long as idle gas plants can replace «dirty» coal plants. In other sectors of the economy, such as transportation, carbon taxes may only lead to a moderate reduction in emissions, because of relatively inelastic reactions to changes in the transport fuel price.

²⁵ Vienna University of Economics and Business (WU), Austria, klaus.gugler@wu.ac.at

²⁶ University of Applied Sciences of the Grisons (FHGR), Switzerland, adhurim.haxhimusa@fhgr.ch

²⁷ Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), Germany, mario.liebensteiner@fau.de

Methodology

The CPS hikes on April 1 of 2013, 2014, and 2015 changed the marginal costs of fossil-fueled power plants immediately and permanently. Our identification of the tax effects thus relies on a regression-discontinuity-in-time (RDiT) approach to estimate causal effects of the discontinuous carbon tax adjustments («jumps») on carbon emissions. We do this by using hourly data of all British fossil-fueled (coal and gas) power plants. The idea of RDiT is that we can estimate the causal effect of the carbon tax, as emissions (or electricity generation) of fossil-fueled power plants would have changed smoothly around the date of the policy change in the absence of treatment (Chen and Whalley, 2012). Hence, we assume that around the arbitrary threshold, treated and untreated units (i.e. thermal power plants before and after the tax jump) are identical in their observable and unobservable characteristics, so that the introduction of the carbon tax represents a «local randomized experiment». RDiT thus allows for disentangling the causal effect of the tax jump from other confounding effects, such as variations in electricity demand or infeed from renewable energies, which should have changed smoothly around the dates of the policy changes. We also adjust our estimates for a large set of seasonal fixed effects. Moreover, RDiT circumvents many problems of other regression designs, such as endogeneity concerns or omitted control variables, obviates the need for finding suitable instruments, which are often not available, and places «minimal assumptions» on the identification strategy (Hahn et al., 2001, p. 207). Our reliance on RDiT also enables estimation of causal effects in the absence of a control group. This is relevant, because the CPS affects all British thermal power plants, so that there is no cross-sectional variation in the policy implementation. A proper control group of non-treated thermal power plants may thus only be found outside Britain, triggering problems of potentially unobserved confounding shocks (e.g., different business cycles in other countries, different and changing national climate change policies, etc.).

Results

We estimate that Britain's introduction of the carbon tax and its two subsequent increments reduced emissions from the power sector by 38.6 MtCO₂ within three years, which accords to a cumulative abatement of 26.2% relative to pre-treatment emissions. While emissions from coal decreased dramatically by 43.6 MtCO₂ (-40.1%), emissions from gas increased moderately by 5.0 MtCO₂ (20.6%), because gas plants filled a large part of the electricity production gap from coal. A battery of robustness test confirms these results. Moreover, since we use plant-specific data, we can show that old, and thus relatively inefficient, coal plants react most significantly to the carbon tax, which we explain by changes in the relative marginal costs of individual power plants. Similarly, we find that less efficient gas plants reduce their output, whereas most gas plants are relatively efficient and thus increase their output.

Our findings contribute to the growing literature on the empirical effects of environmental policies in the electricity sector and enriches it by several important aspects. Recent studies looked at the questions of how renewable energies (e.g. Abrell et al. 2019) or natural gas prices (Cullen and Mansur, 2017) affect emissions. In line with theory, Gugler et al.

(2021) estimate that a carbon price is significantly more cost effective than the direct subsidization of renewable energies. While their assessment is on how different carbon prices abate emissions, our study estimates the causal effect of the British carbon tax, which applies on top of the EU ETS price, to draw inference about the potential success of such a unilateral policy.

Literatur

- Abrell, J., Kosch, M., Rausch, S. (2019a) Carbon abatement with renewables: Evaluating wind and solar subsidies in Germany and Spain. *Journal of Public Economics* 169, 172–202.
- Borenstein, S. (2012) The private and public economics of renewable electricity generation. *Journal of Economic Perspectives* 26 (1), 67–92.
- Chen, Y., Whalley, A. (2012) Green Infrastructure: The Effects of Urban Rail Transit on Air Quality. *American Economic Journal: Economic Policy*, 4(1), 58–97.
- Cullen, J., Mansur, E.T. (2017) Inferring Carbon Abatement Costs in Electricity Markets: A Revealed Preference Approach Using the Shale Revolution. *American Economic Journal: Economic Policy*, 9(3): 106–133.
- Gugler, K., Haxhimusa, A., Liebensteiner, M. (2021) Effectiveness of climate policies: Carbon pricing vs. subsidizing renewables. *Journal of Environmental Economics and Management*, 106, 102405.
- Hahn, J., Todd, P., Van der Klaauw, W. (2001) Identification and Estimation of Treatment Effects with a Regression-Discontinuity Design. *Econometrica*, 69(1), 201–209.
- Nordhaus, W. (2018) Projections and uncertainties about climate change in an era of minimal climate policies. *American Economic Journal: Economic Policy*, 10(3), 333–360.
- Patt, A., Lilliestam, J. (2018) The case against carbon prices. *Joule* 2, 2494–2498.

2.10 Pricing Carbon in a Multi-Sector Economy with Social Discounting

Oliver KALSBACH²⁸, Sebastian RAUSCH²⁹

Themenzuordnung: Märkte, Handel und Finanzierung; Energie und Klima

Zusätzliche Stichworte: Sectoral Carbon Pricing, Climate Policy, Social Discounting

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Nachwuchsauteur: Oliver Kalsbach

Economists tend to view a uniform price on carbon dioxide (CO₂) emissions as a cost-effective approach to mitigating climate change. This paper questions the generality of this established view. Our analysis expounds the implicit assumptions behind this result. We show that a uniform carbon price is optimal only when the social and private «market» discount rates are equal. When discount rates differ, strong assumptions are required: it must be possible to subsidize aggregate capital income or the various sectors in an economy must be identical in terms of their substitutability of «dirty» fossil energy with „clean“ capital. Otherwise, the result only survives if it is assumed that a carbon price has no effect on investments and capital accumulation. These assumptions are not plausible.

When these assumptions are not met, this paper shows that technology heterogeneity causes optimal CO₂ prices to differ across sectors. The intuition is that non-uniform carbon prices trigger capital accumulation which has been too low because economic agents discount the future too much and fail to invest sufficiently in the economy's capital stocks. Non-uniform carbon prices thus direct capital to where it is socially most valuable, increasing capital accumulation and benefiting future generations. Sectors in which CO₂ emissions are not easily substitutable with «clean» capital should receive a lower carbon price than sectors where these two inputs are better substitutes. When capital in a given sector is a «poor» substitute for emissions, pricing carbon destroys more capital as compared to reducing the same amount of CO₂ emissions in a sector with a higher substitutability. In other words, non-uniform carbon prices make use of heterogeneous sectoral technologies to spur capital accumulation (which has been too low due to differential social discounting) from which future generations will benefit.

We apply theoretical and numerical methods to derive at this result. For example, for a 40% economy-wide emissions reduction in the European economy, optimal sectoral prices range from 42.3€-116.9€ per ton of CO₂, with an emissions-weighted mean CO₂ price of 74.4€ per ton CO₂. By comparison, achieving the same emissions target would require a price of 91.3€/ton.

We argue that our findings have important implications. First, model-based evaluations of climate policy which assume that social and private discount rates are equal and ignore technology heterogeneity amount to assuming that a uniform carbon price is optimal. To the extent that these assumptions are not warranted, they overlook better carbon pricing policies and overstate the costs of climate policies.

²⁸ Department of Management, Technology and Economics, ETH Zurich, Switzerland

²⁹ ZEW Leibniz Centre for European Economic Research, Mannheim, Germany, Department of Economics

Second, partitioned emissions regulation through separate emission trading systems (ETSs) within one jurisdiction, as is expected for EU (or Swiss) climate policy, does not necessarily lead to higher costs. We show that two separate ETSs may be superior to a single, comprehensive ETS if sectors are assigned to each ETS such that sectors with relatively low and high capital-energy substitutability are clustered separately.

As economies around the world pursue increasingly ambitious decarbonization goals, the question of how to price CO₂ emissions in different economic sectors is of great importance. It is all the more surprising that the economic discipline has so far overlooked the idea that optimal carbon pricing in a multi-sector economy is intricately linked to how private and public decisionmakers value the costs and benefits of climate policy over time. We thus believe that our paper makes an important contribution.

2.11 Erneuerbares Gas als zentraler Baustein der Energietransformation in Österreich

**Thomas KIENBERGER³⁰, Roberta, CVETKOVSKA³⁰,
Peter NAGOVNAK³⁰, Christoph SEJKORA³⁰**

Mit dem Regierungsprogramm „Aus Verantwortung für Österreich“ bekennt sich die österreichische Bundesregierung zur Klimaneutralität im Jahr 2040 [1]. Da die Primärenergieversorgung Österreichs heute noch zu rund 65% auf fossilen Energieträgern beruht, ist jedoch zur Zielerreichung ein rascher und großflächiger Umbau des Energiesystems vorzusehen. Dabei ist zudem zu berücksichtigen, dass die technischen Potentiale der erneuerbaren Energieträger in Österreich beschränkt sind: Bei einem Primärenergieeinsatz von ca. 400 TWh/a [2] können aus technischen Potentialen maximal nur ca. 266 TWh/a [3] aus lokalen erneuerbaren Energiequellen abgedeckt werden. Während aus Potentialsicht im Bereich des erneuerbaren Stroms, über das Jahr betrachtet, ein bilanzieller Bedarfsausgleich möglich ist, erscheint dies bei den erneuerbaren Gasen nicht als nicht darstellbar. Die Energiequellen, die eine Produktion von erneuerbaren Gasen wie Biomethan, Bio-SNG oder grünen Wasserstoff erlauben, sind derart beschränkt, dass auf Basis des zukünftigen Gasbedarfs eine signifikante Deckungslücke verbleibt. Zu dessen Aufbringung aus möglichst regionalen Quellen, ist es daher maßgeblich:

- Die genauen, räumlich und zeitlich verorteten Potentiale der genannten Gasarten zu kennen.
- Den zeitlich aufgelösten Gasbedarf der Sektoren Industrie, Privat, Verkehr sowie des Sektors Energie, anhand unterschiedlicher Bedarfsentwicklungsszenarien abschätzen und bewerten zu können.
- Über eine Abschätzung der Preisentwicklung der genannten Gasarten im Zusammenspiel mit der Preisentwicklung beim Erdgas, mögliche Hochlaufkurven für erneuerbares Gas abzuleiten.

In der gegenständlichen Arbeit stellen in diesem Zusammenhang Ergebnisse aktueller Arbeiten des Lehrstuhls vor.

Potentiale an erneuerbaren Gasen:

Zunächst zeigen wir eine österreichweit gemeindeaufgelöste Landkarte der Potentiale der jeweiligen Aufbringungsfraktionen für biomassebasierte erneuerbare Gase (Biomethan und Bio-SNG), die auf Basis von Literaturwerten (z.B. Methanertrag unterschiedlicher Fraktionen, Flächensegmentierungsfaktoren, etc.) abgeleitet wurden. Daraus leiten wir das technische Gaspotential ab: In Summe liegt in Österreich ein technisches Potential von rund 88 TWh an biogenen Gasen vor, wobei der größte Anteil aus der holzartigen Biomasse (BioSNG) stammt und in Nutzungskonkurrenz zu einer direkten thermischen Verwertung steht [4]. Daneben zeigen wir technische Potentiale zur nationalen Erzeugung von grünem Wasserstoff auf. Diese sind vom Ausbaugrad der erneuerbaren Energiequellen zur Stromerzeugung (Wind, Wasser, PV) sowie vom Strombedarf abhängig und betragen je nach betrachtetem Stromaufbringungs- und Bedarfsszenario zwischen 0- und 11 TWh im Jahr 2030, bzw. zwischen 7- und 30 TWh im Jahr 2040 [5].

³⁰ Lehrstuhl für Energieverbundtechnik – Montanuniversität Leoben, Parkstraße 31, 8700 Leoben, Österreich, +43 3842 402 5400, thomas.kienberger@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

Gasbedarf in Industrie, Verkehr und im privaten Bereich

Um die zuvor ermittelten Potentiale einem zukünftigen Gasbedarf gegenüberstellen zu können, muss dieser zunächst ermittelt werden. Dazu gehen wir mit einem exergiebasierten Ansatzes vor [6]. Ziel ist es, aus der Bedarfsermittlung ableiten zu können:

- in welchen Sektoren erneuerbare Gase zukünftig eingesetzt werden sollen,
- welchen Beitrag erneuerbare Gase zum Ausgleich der volatilen Stromerzeugung aus PV, Wind und Wasser liefern müssen, und
- welche Energiemengen an erneuerbaren Gasen zukünftig importiert werden müssen.

Im verwendeten, exergiebasierten Ansatz wird dazu für die Betrachtungsjahre 2030 und 2040 jeweils mittels linearer Optimierung der nationale Primärenergieeinsatz zur Deckung der Exergiebedarfe der Nutzenergien (Kategorien: Raumwärme, Nieder- und Hochtemperaturwärme, Traktion, Standmotoren, etc.), minimiert. Aufgrund einer zeitlich fein aufgelösten Betrachtungsweise können wir damit aufzeigen, wie zukünftige Energiesysteme mit hohen Anteilen an volatilen Erneuerbaren in Bezug auf energieeffiziente Endanwendungs- sowie Umwandlungs- und Speichertechnologien grundsätzlich ausgestaltet sind. Die gewählte Vorgehensweise führt zu Energiesystemen mit minimalen Primärenergieeinsatz und damit zu Systemen mit sehr effizienten Endanwendungs- und Umwandlungstechnologien. Im Vergleich zu Szenarien mit weniger effizienten Technologien, weisen die Ergebnisse i.d.R. höhere Elektrizitäts- und niedrigere Gasbedarfe aus. In Hinblick auf erneuerbare Gasimporte ist damit festzuhalten, dass diese in weniger effizienzbetonten Szenarien, höher sind.

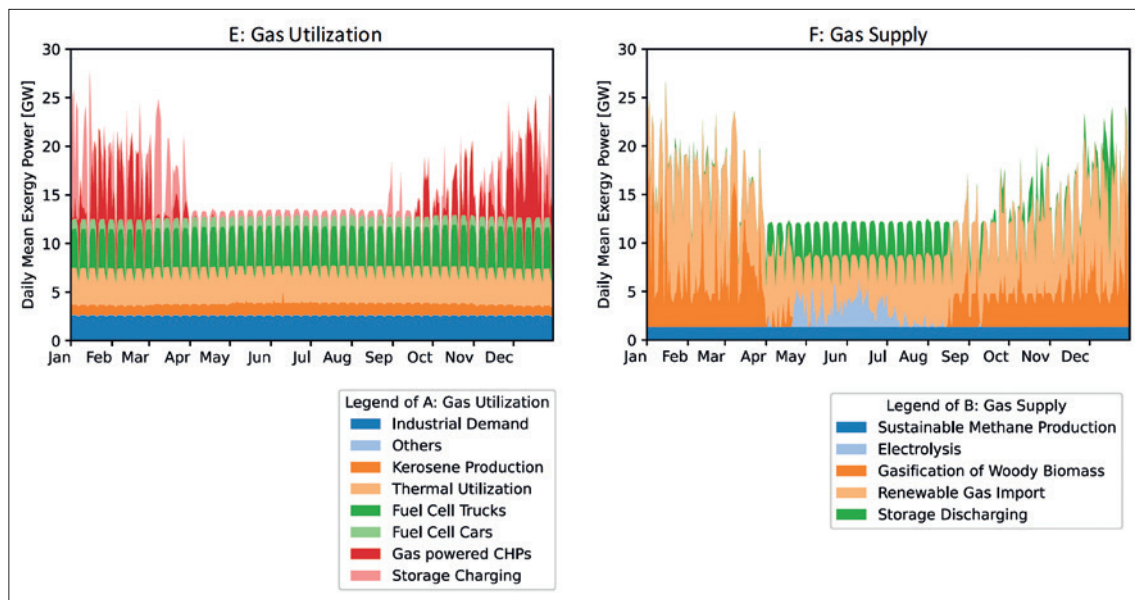


Abbildung 1: Gasbedarf und -aufbringung 2040, exergieoptimiert

In oben angeführter Abbildung 1 ist der Gasbedarf (links) sowie die Gasaufbringung (rechts) für ein exergieoptimiertes Szenario des Jahres 2040 dargestellt. Man erkennt, dass sich der Gasbedarf aus Bandlasten der Industrie und gewisser Teile des Verkehrs (größtenteils Güterschwerverkehr) ergibt. Zudem sind saisonal schwankende Bedarfe

des Sektors Energie festzustellen. Diese ergeben sich maßgeblich aus dem Betrieb von KWK-Einheiten zum Ausgleich von Unterdeckungen der erneuerbaren Stromaufbringung in den Wintermonaten. Auf der Seite der Gasaufbringung erkennt man Folgendes: Überdeckungen der erneuerbaren Stromaufbringung erlauben die nationale Produktion von grünem Wasserstoff vor allem in den Sommermonaten. Bio-SNG (Gasification of Wood Biomass) wird zum Lastausgleich bedarfsgerecht eingesetzt. National aufgebrachtes Biomethan (Sustainable Methan Production) liefert zudem einen geringen Bandlastanteil. In Summe reichen die national aufgebrachten erneuerbaren Gase nicht aus um den Bedarf zu decken. Man erkennt, selbst in diesem Szenario mit geringem Gasverbräuchen³¹, den einleitend erwähnten Bedarf an Importen.

Zukünftige Entwicklung Preise erneuerbarer Gase

Die Entwicklung der Gestehungskosten zur Aufbringung erneuerbarer Gase ist maßgeblich, besonders im Hinblick auf den zukünftigen Importbedarf: Während die nationale Aufbringung durch Investitionsunterstützungen oder Einspeisetarife unterstützt bzw. verstärkt werden kann, ist dies beim Importbedarf nicht der Fall. Hier sind Großhandelspreise entscheidend, die sich aus den Kosten für Aufbringung und Transport ableiten. Im Rahmen einer umfassenden Analyse aktueller wissenschaftlicher Literatur sowie aktueller Papiere zu nationalen und europäischen Energiepolitiken, haben wir die Entwicklung des Erdgas-Großhandelspreis sowie die Gestehungskostenentwicklung von grünem Wasserstoff verglichen. Wasserstoff wurde deshalb gewählt, weil im Vergleich zu anderen erneuerbaren Gasen, insbesondere diesem Energieträger hohe Import-Potentiale eingeräumt werden [7].

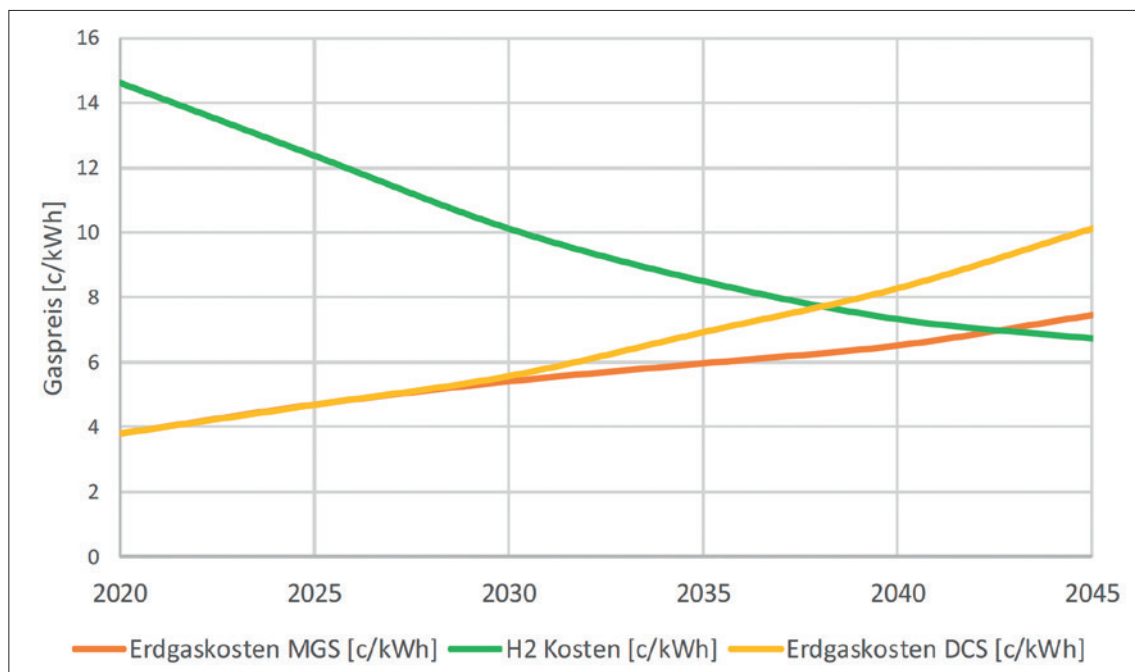


Abbildung 2: mögliche Entwicklungsfade für Erdgas und grünem Wasserstoff

³¹ Exergieoptimiertes Systemdesign führt wie erwähnt zum Einsatz von effizienten Umwandlungs-, Speicher- und Endanwendungstechnologien und damit zu geringen Gasbedarfen.

Abbildung 2 zeigt eine mögliche Entwicklung des Erdgaspreises im Vergleich zum Kosten von grünem Wasserstoff. Aufgrund von Technologieentwicklungs- und Skalierungseffekten wird davon ausgegangen, dass in den nächsten Jahren eine signifikante Reduktion der Gesteungskosten von grünem Wasserstoff feststellbar sein wird. Im Vergleich dazu werden die Kosten für Erdgas steigen: Selbst, wenn von einem konstanten Energiekostenanteil ausgegangen wird, führen die absehbar steigenden CO₂-Zertifikatspreise zu höheren Großhandelspreisen. Je nach dem welches CO₂-Preisentwicklungsszenario (vgl. Abbildung 2: MGS und DGS) angenommen wird, ergibt sich Preisparität zum grünen Wasserstoff zwischen 2035 und 2045. Die Jahre bis dahin sollten genutzt werden, um durch nationale Incentivierung von BioSNG, Biomethan und national erzeugtem grünen Wasserstoff, volkswirtschaftlich sinnvolle Hochlaufkurven für erneuerbare Gase zu verwirklichen.

Literatur

- [1] Bundeskanzleramt Österreich: Aus Verantwortung für Österreich: Regierungsprogramm 2020-2024. Wien, 2020
- [2] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie: Energie in Österreich: Zahlen, Daten, Fakten. Wien, 2021
- [3] Sejkora, Christoph, Kühberger, Lisa; Radner, Fabian; Trattner, Alexander; Kienberger, Thomas: Exergy as Criteria for Efficient Energy Systems – A Spatially Resolved Comparison of the Current Exergy Consumption, the Current Useful Exergy Demand and Renewable Exergy Potential. In: *Energies* 13 (2020), Nr. 4, S. 843
- [4] Baumann, M, Fazeni-Fraisl, K, Kienberger, T, Nagovnak, P, Pauritsch, G, Rosenfeld, D, Sejkora, C & Tichler, R 2021, Erneuerbares Gas in Österreich 2040: Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot. <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/erneuerbares-gas-2040.html>
- [5] Sejkora, Christoph; Lindorfer, Johannes; Kühberger, Lisa; Kienberger, Thomas: Interlinking the Renewable Electricity and Gas Sectors: A Techno-Economic Case Study for Austria. In: *Energies* 14 (2021), Nr. 19, S. 6289
- [6] Sejkora, Christoph; Kühberger, Lisa; Radner, Fabian; Trattner, Alexander; Kienberger, Thomas: Exergy as criteria for efficient energy systems – Maximising energy efficiency from resource to energy service, an Austrian case study. In: *Energy* 239 (2022), S. 122173
- [7] Kienberger T., Cvetkovska R., Nagovnak P., Sejkora C: Transformation der Energiesysteme – Die Rolle der klimaneutralen Gase, ÖEGEW/DGMK Jahrestagung 2021, <https://www.wko.at/site/oegew/veranstaltungen/oegew-herbstveranstaltung.html>

2.12 SWEET-EDGE: Enabling decentralized renewable generation in the alps

Michael LEHNING³², Jérôme DUJARDIN³², Annelen KAHL³²,
Evelina TRUTNEVYTE³³

Themenzuordnung: Dezentrale Produktion (in alpinen Regionen) von erneuerbaren Energien, PV, Windkraft

Zusätzliche Stichworte: Alpine demonstration projects, Optimal siting of new installations, Context of existing infrastructures

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Nachwuchsautor: Jérôme Dujardin

Summary and Objectives of the EDGE project

The overall EDGE objective is to fast-track the growth of locally-sourced decentralized renewable energy in Switzerland and to ensure that by 2035 and 2050, when ambitious shares of renewable energy are reached, the Swiss energy system is designed and operated in a technically and economically optimal as well as secure way, and that it is well positioned in the European markets. Specifically, the EDGE consortium aims to move beyond generic designs of decentralized renewable systems and markets to a regionalized analysis that is tailored to the Swiss cities, midlands, and the Alps. The pathways towards largely electrified and multi-carrier energy systems will be examined by analyzing **electricity, mobility, and heating** sectors. The consortium seeks to combine research with innovation from three Pilot and Demonstration project clusters (P&Ds) to ensure feedback loops between theory and practice, and to use the outcomes for delineating national-level pathways for successful implementation of nearly or fully renewable Switzerland by 2050. As the energy system is a socio-technical system, the EDGE consortium will deliver the essential interdisciplinary and transdisciplinary expertise, ranging from technology development to systems modeling, political science, management, economics, sustainability science, and energy practice, in order to identify the most efficient measures to unlock the full potential of decentralized renewable energy.

Specific Alpine Demonstration Projects

The role of the Alps in the Swiss energy turn around will be to provide extra energy for cities, agglomerations and industries. The Alps will increase the role they have been playing for decades due to their **hydropower facilities** and will in addition produce **more energy from photovoltaics (PV) and wind energy** than they will consume. However, a variety of factors are in the way of a rapid development, which is required if Switzerland does not want to depend too much on import of winter electricity. The factors include economic risks because of currently low electricity prices, resistance against PV and wind

³² WSL Institute for Snow and Avalanche Research, SLF Davos and EPFL, lehning@slf.ch, cryos.epfl.ch

³³ University of Geneva

installations on mountains from landscape and wildlife protection groups, challenges with local logistics and infrastructures and an **incomplete understanding of the true potential of wind energy and PV in high mountains**. The understanding is incomplete because near- surface wind fields are very complex in the mountains and because PV yield is both boosted by snow on ground and low temperatures but also decreased by potential snow accumulations on the panels.

SWEET-EDGE sets out to develop Alpine demonstration projects, which are both **economically viable and acceptable for the society**. To achieve these goals, it is important to find the best locations for such installations but also to embed the developments in the local context. The project will bring the theoretical analysis of [Dujardin et al., 2021] to practice in pushing real development projects. Our Alpine demonstration projects will try to work with resort towns such as Davos or Verbier and existing infrastructures from reservoirs and dams to avalanche defense structures. We present plans for wind and solar resource exploitation combined with snow production in ski areas. We further present a wind test site at the Lukmanier site with small turbines and how the Muttsee PV installations are used to investigate the interaction with the snow cover on the ground and with potential snow build-up on the panels. These examples clearly demonstrate that a careful integration with local conditions opens up a wide potential for high-Alpine PV and wind installations, which overall increases the share of de- centralized renewable generation in the Swiss energy mix and helps to close the winter electricity gap.

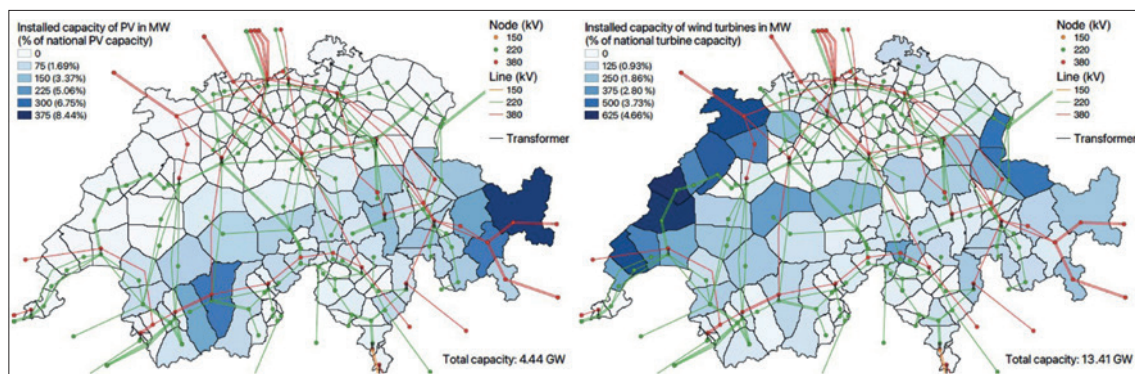


Abbildung 3: Installed capacity in MW of PV panels (left) and wind turbines (right) in each geographical cluster of Switzerland for the optimal scenario, which minimizes import of electricity and replaces nuclear generation by wind and PV only. From Dujardin et al.

Reference

Dujardin, J., A. Kahl, and M. Lehning (2021), Synergistic optimization of renewable energy installations through evolution strategy, *Environ Res Lett*, 16(6), doi: ARTN 064016, 10.1088/1748-9326/abfc75.

2.13 Die Instrumente der Schweizer Klimapolitik im Industrie- und Dienstleistungssektor: CO₂-Abgabe versus Zielvereinbarungen

Eine vergleichende ökonomische Wirkungsanalyse

Thomas LEU³⁴

Themenzuordnung: Märkte, Handel und Finanzierung, Energie und Klima

Zusätzliche Stichworte: CO₂-Abgabe, Zielvereinbarungen, Wirkungsanalyse

Bezug zu Gebirgsregion: Teilweise

Abstract

Das revidierte CO₂-Gesetz der Schweiz, welches am 13. Juni 2021 an der Volksabstimmung abgelehnt wurde, sieht eine Erhöhung der CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen von zurzeit CHF 96 / Tonne CO₂eq auf maximal CHF 210 / Tonne CO₂eq, abhängig vom Rückgang der Emissionen in den betroffenen Branchen, vor. Im Gegensatz zum alten CO₂-Gesetz dürfen sich alle Firmen von der CO₂-Abgabe befreien lassen, falls Sie sich verpflichten den CO₂-Ausstoss zu reduzieren. Anhand der jährlichen Energieverbrauchsdaten einer repräsentativen Stichprobe aus dem Industrie- und Dienstleistungssektor wird ein ex-post-Wirkungsvergleich von Betrieben unter Zielvereinbarung mit solchen die die CO₂-Abgabe bezahlt haben geschätzt. Anhand des Vergleiches wird eine ökonomische Abschätzung der Wirksamkeit in Bezug auf die Treibhausgasemissionen von Zielvereinbarungen im Vergleich zur CO₂-Abgabe geschätzt.

Das Thema bleibt auch nach der negativen Volksabstimmung relevant weil (i) die CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen per 1. Januar 2022 von 96 auf 120 Franken pro Tonne CO₂ steigt³⁵ und (ii) die Diskussionen in die Richtung laufen, das CO₂-Gesetz in kleineren Teilschritten zu revidieren. Von Wirtschaftsverbänden steht die Forderung im Raum, die Möglichkeit der Befreiung von der CO₂-Abgabe bei gleichzeitiger Eingehung einer verbindlichen Zielvereinbarung, nicht mehr branchenabhängig gemäss Anhang 7 der geltenden CO₂-Verordnung zu machen, sondern für sämtliche Firmen zu öffnen.

Ausgangslage

Das Ziel des revidierten CO₂-Gesetzes, das am 13. Juni 2021 an der eidgenössischen Volksabstimmung abgelehnt wurde, ist eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um insgesamt 50% gegenüber 1990 (Art. 3, Abs 1, CO₂-Gesetz). Mindestens dreiviertel dieser Reduktionen sollen im Inland erfolgen (Art. 3, Abs 2, CO₂-Gesetz). Die Reduktionsziele sind nach Sektoren differenziert (Art. 3, Abs 1, CO₂-Verordnung).

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen der Schweiz seit Beginn der systematischen Messungen im Jahr 1990 bis ins Jahr 2019. Ebenfalls

³⁴ ZHAW School of Management and Law, Fachstelle für Wirtschaftspolitik, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, Tel. +41 58 934 71 04, thomas.leu@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/fwp>

³⁵ Siehe Medienmitteilung des UVEK vom 7. Juli 2021: <https://www.uvek.admin.ch/uvek/de/home/uvek/medien/medienmitteilungen.msg-id-84335.html>

eingezeichnet sind das Kyoto I- und das Kyoto II-Ziel, das Pariser Ziel und das Netto-Null-Emissionsziel, das sich die Schweiz für das Jahr 2050 gesetzt hat. Man erkennt grafisch, dass die Emissionen in allen Sektoren, ausser dem Verkehr (Transport), im Zeitablauf abnehmen.

Evolution of Switzerland's Greenhouse Gas Emissions subdivided by Sector, 1990-2019
(Kyoto Targets for 2012 and 2020, Paris Target for 2030, Federal Target for 2050)

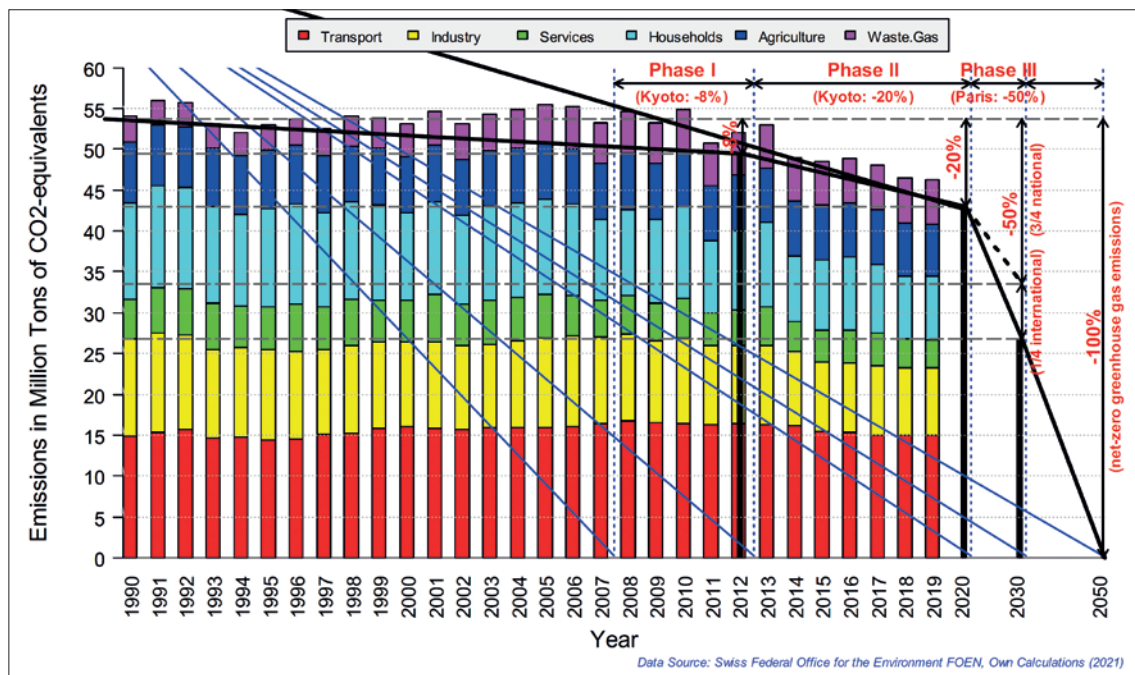


Abbildung 4: Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Schweiz nach Sektoren (1990-2019), Stand: 12.04.2021.

Die Analyse befasst sich mit den Treibhausgasmissionen im Industrie- und Dienstleistungssektor, der zusätzlich in die Subbranchen, welche das Bundesamt für Energie (BFE) für die Datenerhebung verwendet, differenziert wird. Der Anteil des Industrie- und Dienstleistungssektor (ohne Abfallverbrennung) an den gesamten Treibhausgasemissionen der Schweiz, beträgt ca. 30%. In diesen beiden Sektoren werden u.a. fossile Brennstoffe (z.B. Heizöl, Erdgas) zur Gebäudeheizung und für industrielle Prozesse verwendet. Seit 2008 wird die CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen erhoben. 2008 betrug die Abgabe Fr. 12.– pro Tonne Treibhausgase. Sie wurde seit da in 4 Schritten erhöht. Seit 2018 beträgt sie Fr. 96.– pro Tonne Treibhausgase. Gemäss revidiertem CO₂-Gesetz hätte der Bundesrat die Abgabe, falls vordefinierte Zwischenziele nicht erreicht werden, auf maximal Fr. 210.– pro Tonne Treibhausgase erhöhen können (Art. 34, Abs. 2 CO₂-Gesetz). Dies Möglichkeit entfällt zurzeit wegen der Nicht-Ratifizierung durch die Schweizer Bevölkerung, so dass ab 1. Januar 2022 lediglich der gemäss bestehendem CO₂-Gesetz mögliche Maximalsatz von 120 Franken pro Tonne CO₂ erhoben wird.

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der Treibhausgase im Industrie- und Dienstleistungssektor. Ebenfalls eingezeichnet ist das sektorielle Zwischenziel von maximal 65% des Niveaus von 1990 gemäss revidierter CO₂-Verordnung (Art. 3, Abs 1, CO₂-Verordnung).

Auf der rechten Skala ist die Höhe der CO₂-Abgabe der schwarzen Säulen ersichtlich. Der Industrie- und Dienstleistungssektor befindet sich auf einem realistischen Absenkungspfad, mit dem das sektorielle Ziel der CO₂-Verordnung voraussichtlich erreicht wird.

Evolution of Switzerland's Greenhouse Gas Emissions in the Industry & Service Sector,
Left Scale: GHG Emissions in Tons (2000-2020), Right Scale: CO₂ Levy in CHF (2008-2020)
(Paris Target for 2030 is indicated)

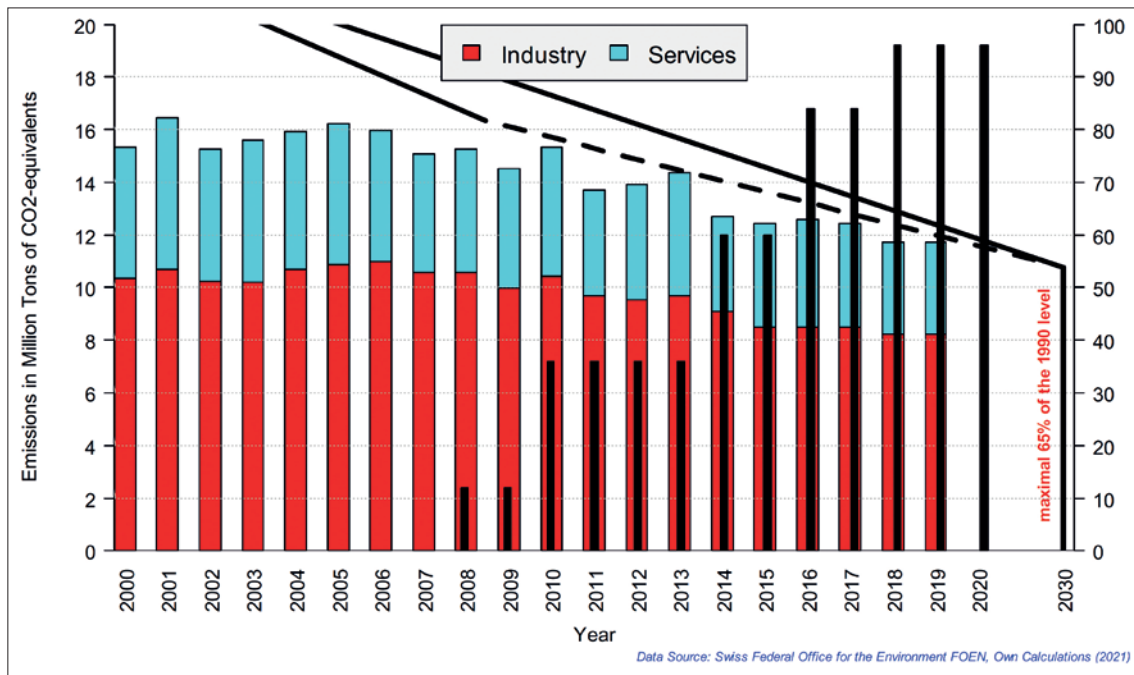


Abbildung 5: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Industrie- und Dienstleistungssektor (2000.2019), Stand: 12.04.2021.

Es stehen eine Reihe von Instrumenten und Förderungsmassnahmen, welche nach Sektoren differenzieren, zur Verfügung. Da der Industrie- und Dienstleistungssektor einen Teil der Wärme und Prozessenergie aus fossilen Brennstoffen bezieht, ist er grundsätzlich der CO₂-Abgabe unterstellt.

Grosse Emittenten aus Branchen wie der Zement-, Chemie- oder Stahlindustrie, der Papier- und Kartonindustrie oder Ölraffinerien bezahlen keine CO₂-Abgabe. Stattdessen müssen sie obligatorisch am Emissionshandelssystem der Europäischen Union teilnehmen. Gemäss revidiertem Gesetz CO₂-Gesetz wäre es ab 2021 allen Firmen offen gestanden, sich von der CO₂-Abgabe zu befreien, wenn sie sich stattdessen auf ein verbindliches Reduktionsziel verpflichteten. Diese Möglichkeit wäre für Firmen attraktiv, da sie sich dadurch die Abgaben sparen könnten. Abbildung 6 zeigt grafisch die Auswirkungen der Erhöhung der CO₂-Abgabe von Fr. 12.–/Tonne auf Fr. 36.–/Tonne wie sie im Jahre 2010 stattfand. Die blau schraffierte Fläche entspricht den gesamten Reduktionskosten der Firma. Für diejenigen Emissionen, bei denen die Grenzvermeidungskosten pro Tonne Reduktion die Höhe CO₂-Abgabe übersteigt, lohnt sich eine Reduktion finanziell nicht, denn es ist günstiger die CO₂-Abgabe (rot schraffiert) zu bezahlen. Wenn eine

Firma hingegen mit dem Bund eine mit der Reduktionsmenge durch die CO₂-Abgabe identische Zielvereinbarung in der Menge unter der blauen Fläche eingeht, dann wird sie von der CO₂-Abgabe befreit und spart sich die Bezahlung der Abgabe.

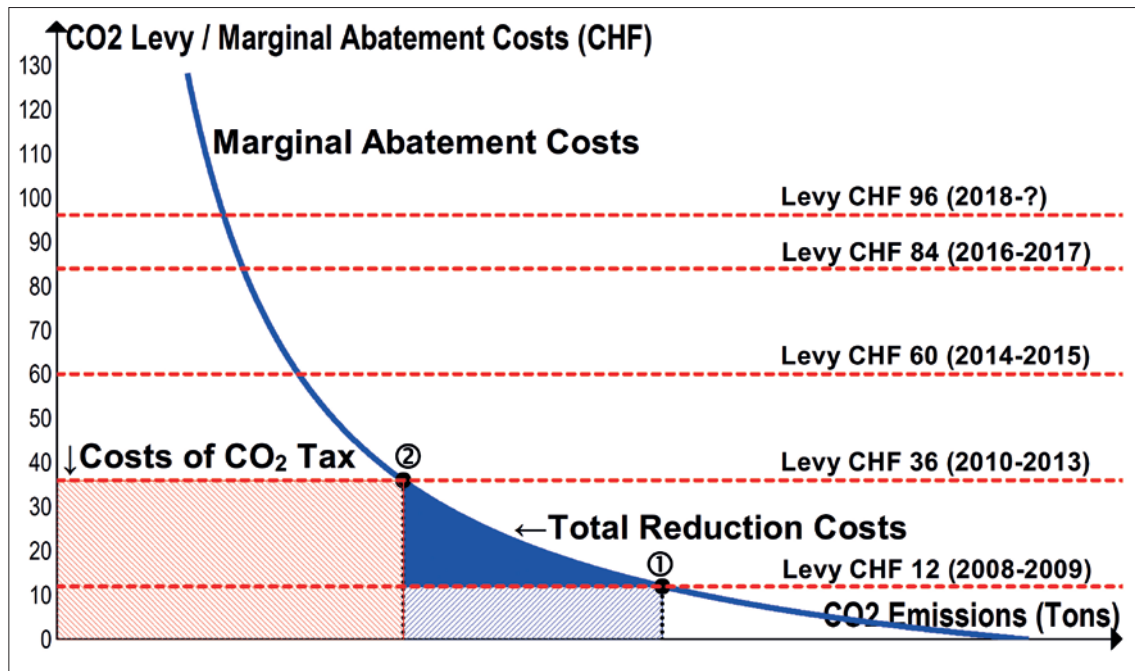


Abbildung 6: Ökonomische Anreize zur Reduktion von Treibhausgasemissionen.

Aus dieser speziellen Konstellation entpuppt sich die Forschungsfrage, wie die Treibhausgasreduktionen der von der CO₂-Abgabe befreiten Firmen mit den Treibhausgasreduktionen von vergleichbaren Firmen, welche nicht befreit sind, sondern die CO₂-Abgabe bezahlen, empirisch analysiert werden können. Da die Befreiung wie oben genannt möglicherweise zukünftig für alle Firmen offensteht, ist davon auszugehen, dass viel mehr Firmen als heute davon Gebrauch machen werden.

Methodik

Für die Ex post-Analyse werden die Mikrodaten aus der jährlichen repräsentativen Stichprobe des Bundesamtes für Energie (BFE) «Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor» von 2000 – 2019 verwendet³⁶. Die Stichprobe des BFE beinhaltet Daten auf Betriebsebene über den Energieverbrauch aufgeschlüsselt nach Energieträgern. Der Energieverbrauch wird in CO₂-Äquivalente umgerechnet. Preisveränderungen für Energie können über Substitutionseffekte Veränderungen im Energiemix der Firmen bewirken. Zusätzlich werden wichtige Kontrolldaten über die Unternehmensgrösse, Fläche, Anzahl Beschäftigte, Branchenzugehörigkeit erhoben. Diese Kontrollvariablen sind wichtig für die Vergleichbarkeit der Effekte auf die Treibhausgasemissionen. Über die BUR-Nr. kann zusätzlich darauf geschlossen werden, ob der Betrieb einer Zielvereinbarung angeschlossen ist. Zielvereinbarungen können bereits unter dem aktuellen CO₂-Gesetz mit dem Bundesamt für Umwelt (BAFU) seit 2012 verbindlich abgeschlossen

³⁶ Siehe BFE: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.html>

werden. Allerdings stehen sie nicht allen Unternehmen, sondern nur Unternehmen bestimmter Wirtschaftszweige gemäss Anhang 7 der geltenden CO₂-Verordnung mit einer bestimmten Mindestemissionsmenge, offen.

Die Panel-Daten der BFE-Stichprobe auf Jahresbasis werden verwendet, um mit fixed effects Regressionsmodellen den Impact verschiedener Einflussfaktoren auf die abhängige Variable, den Energieverbrauch bzw. die Treibhausgasemissionen, zu schätzen und dadurch den Policy-Effekt ökonometrisch zu isolieren.

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

y_{it} ist der Indikator für den Energieverbrauch bzw. die Treibhausgasemissionen und D'_{it} ist die Policy-Variable, die besagt, ob die Firma unter eine Zielvereinbarung fällt oder der CO₂-Abgabe unterliegt. Die restlichen Variablen werden im Referat/Paper erläutert.

Schlussbemerkung

Obwohl das Thema für die Revision der CO₂- und Klimastrategie der Schweiz sehr relevant ist, ist die Fachliteratur zu dieser Frage sehr übersichtlich. Das BAFU hält ein paar wenige, inzwischen veraltete, Berichte bereit, die sich jedoch nur mit der CO₂-Abgabe befassen (<https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/verminderungsmassnahmen/co2-abgabe.html>).

Es existieren zudem zwei empirische Papiere über den Effekt der Schweizer CO₂-Abgabe im Industrie- und Dienstleistungssektor:

<https://energy-evaluation.org/wp-content/uploads/2019/06/2018-leu-paper-vienna.pdf>

https://www.sccer-crest.ch/fileadmin/user_upload/WP3_02_2020_How_Do_Firms_Respond_to_a_Rising_Carbon_Tax.pdf

Der wissenschaftliche Beitrag dieser empirischen Analyse ist es, die Wirkung der CO₂-Abgabe und der Zielvereinbarungen, welche Firmen mit Unterstützung der Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW) mit dem BAFU eingehen, auf die Treibhausgasemissionen zusätzlich zu qualitativen Überlegungen³⁷, durch eine quantitative Abschätzung zu erweitern.

³⁷ Als Beispiel einer qualitativen Analyse sei das Papier von Fehradvice genannt:
<https://enaw.ch/wp-content/uploads/2018/02/Anreize-CO2-Regulierungen.pdf>

2.14 Präferenzen für Tariffansätze für flexible Lasten

Ergebnisse einer schweizweiten Erhebung

Patrick LUDWIG³⁸, Christian WINZER³⁹

Themenzuordnung: Netze

Zusätzliche Stichworte: Demand Response, Choice Experiment, Load control

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Die zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und die voranschreitende Elektrifizierung von Wärme und Transport führen in vielen Stromnetzen zu einem wachsenden Ausbaubedarf. Der Bedarf an zusätzlicher Netzkapazität ist vor allem von der installierten Erzeugungskapazität und dem Nutzungsverhalten der Stromkunden abhängig. Mit zunehmender Digitalisierung und der grösser werdenden Gruppe an «Prosumern» entstehen neue Möglichkeiten zur Nutzung dezentraler Flexibilität. Demand Response (DR) wird bisher als Möglichkeit zur Flexibilisierung der Stromnutzung in der Netzauslegung von Netzbetreibern wenig berücksichtigt. Gründe dafür sind unter anderem unbekannte Kosten und Präferenzen hinsichtlich flexibler Stromtarife und das dadurch unklare wirtschaftliche Potential von DR.

Um die theoretischen Vorteile von DR zu nutzen, ist eine hohe Marktdurchdringung von DR-Programmen notwendig. In diesem Zusammenhang ist es entscheidend, die Präferenzen der Verbraucher gegenüber flexiblen Tarifmodellen zu verstehen. Ziel dieser Untersuchung ist daher empirisch fundierte Erkenntnisse über Faktoren zu gewinnen, die die Entscheidungen von Verbraucher in Bezug auf DR-Tarife beeinflussen.

Methodik

Diese Arbeit untersucht die Präferenzen von Haushalten für flexible Stromtarife, die sich durch dynamische Preisschemata, Lastautomatisierung und verschiedene Rechnungs-garantie-Level beschreiben lassen. Die Analyse basiert auf einem Discrete-Choice-Experiment (DCE), das mit einer repräsentativen Stichprobe von 776 Schweizer Haushalten durchgeführt wurde. DCE simulieren reale Kaufentscheidungen, indem sie den Befragten mehrere Auswahloptionen bieten, aus denen die bevorzugte Option ausgewählt werden soll. Wir verwenden ein Mixed-Logit-Modell um Präferenzen sowie Zahlungsbereitschaft der Verbraucher für verschiedene Tarifeigenschaften zu quantifizieren.

Frühere Untersuchungen deuten darauf hin, dass es erhebliche Unterschiede in den Präferenzen für DR-Programme gibt (Parrish et al., 2020). Daher identifizieren wir in einer anschliessenden Analyse mittels des k-means Clustering Ansatzes verschiedene Kundengruppen und mögliche Quellen der Präferenzheterogenität.

³⁸ Patrick Ludwig, Center for Energy and the Environment (CEE), Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW), Bahnhofplatz 12 8400 Winterthur, patrick.ludwig@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/cee/>

³⁹ Christian Winzer, Center for Energy and the Environment (CEE), Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW), Bahnhofplatz 12 8400 Winterthur, christian.winzer@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/cee/>

Ergebnisse

Unsere Ergebnisse zeigen, dass Verbraucher generell bereit sind DR-Tarife zu akzeptieren, dafür allerdings erhebliche Kompensationen verlangen. In Übereinstimmung mit weiteren Studien (Richter and Pollitt, 2018) in diesem Bereich stellen wir fest, dass Verbraucher risikoavers handeln und eine klare Präferenz für weniger dynamische Preismodelle haben. Im Durchschnitt verlangen die Befragten eine monatliche Kompensation von 7 CHF bzw. 13 CHF, um einen TOU bzw. CPP Tarif gegenüber einem Tarif mit festem Strompreis zu wählen. Es zeigt sich zudem, dass ein Energiemanagementsystem (EMS) sowie Rechnungsgarantie die Akzeptanz von DR-Tarifen leicht erhöht (vgl. Abbildung 7).

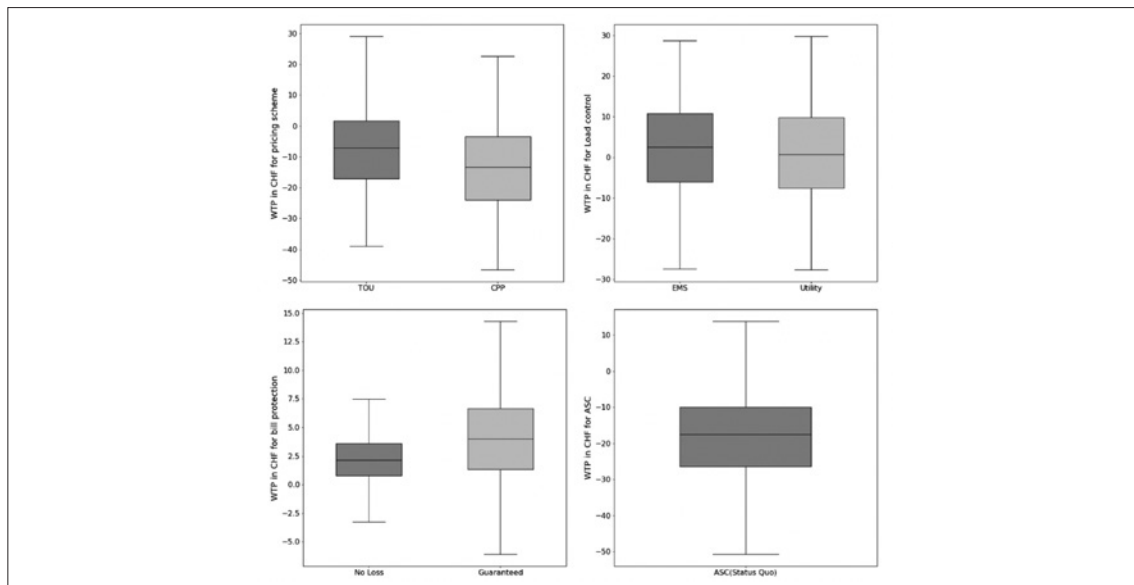


Abbildung 7: Zahlungsbereitschaft für verschiedene Tarifmerkmale

Wir finden eine signifikante Präsenzheterogenität innerhalb mehrerer Tarifmerkmale, die wir weiter in Kundensegmente aufschlüsseln. Es lassen sich drei verschiedene Kundensegmente identifizieren, die sich hinsichtlich ihrer Präferenzen für DR-Verträge unterscheiden. Während eine kleine Gruppe (15%) jegliche Form von DR-Tarifen ablehnt, identifizieren wir eine große Gruppe (57%), die bereit ist ihre Last automatisiert anpassen zu lassen. Eine weitere Gruppe (28%) zeigt klare Präferenzen für dynamische Strompreise lehnt eine automatische Anpassung der Last allerdings ab. Von besonderem Interesse für Energieversorger ist, wie sich diese Gruppen anhand ihrer soziodemografischen Variablen beschreiben lassen. Wir finden Tendenzen, dass jüngere und berufstätige Haushalte mit einem durchschnittlich höheren Einkommen in unserer Studie aufgeschlossener gegenüber DR-Verträge reagieren.

Referenzen

Parrish, B., Heptonstall, P., Gross, R., Sovacool, B.K., 2020. A systematic review of motivations, enablers and barriers for consumer engagement with residential demand response. *Energy Policy* 138, 111221. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111221>

Richter, L.-L., Pollitt, M.G., 2018. Which smart electricity service contracts will consumers accept? The demand for compensation in a platform market. *Energy Economics* 72, 436–450. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.04.004>

2.15 The European Market for Guarantees of Origin for Green Electricity: A Model-Based Evaluation of Future Price Scenarios

Alexander WIMMERS⁴⁰, Reinhard MADLENER⁴¹

Themenzuordnung: Märkte, Handel und Finanzierung; Produktion, Speicher, Verteilung; Internationales

Zusätzliche Stichworte: Grünstrom, Zahlungsbereitschaft, Bezugsverträge

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Nachwuchsautor: Alexander Wimmers

Abstract

Because electricity is a homogeneous commodity, the origin of a specific MWh of delivered green electricity cannot be determined. Thus, Guarantees of Origin (GoO) were introduced in order to provide more transparency on the production of green electricity in Europe. The separation of electricity and GoO trade has resulted in a prosperous GoO market that is, however, still characterized by non-transparency and speculative behavior. Historical price movements seem to have occurred rather arbitrarily and thus cannot be employed straightforwardly for GoO price predictions.

The aim of this paper is to first provide a review of the development of the European GoO market and an analysis of the historical GoO price development. Second, we introduce a new model that is based on an average company's ability to pay (ATP) for green electricity in a specific sector of the economy, computed as the ratio of profit and electricity costs, and a measure of environmental concern. This enables to determine future price developments of European GoOs for different renewable energy technologies in different countries up to 2040.

The proposed model seems beneficial for various reasons. For instance, it may be used by regulators for determining whether the European GoO system is in need of reform. Other stakeholders, such as project developers or investors in renewable electricity production plants, can make use of the price predictions in order to calculate the profitability of their investments.

Four different scenarios are considered, basing the ATP assumptions on structural data from Eurostat, and those on environmental concern on different NACE sectors' exposure to environmentally concerned consumers (private and commercial).

We find that GoO prices, on average, can be expected to increase in the next years, at levels ranging from 1.77 to 3.36 €/MWh in 2040.

⁴⁰ RWTH Aachen University, Templergraben 55, 52056 Aachen, Germany,
E-Mail: alexander.wimmers@rwth-aachen.de, Webauftritt: www.rwth-aachen.de

⁴¹ Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN), School of Business and Economics / E.ON Energy Research Center, RWTH Aachen University, Mathieustraße 10, 52074 Aachen, Germany, Telefonnr.: +49 241 80 49 820, E-Mail: RMadlener@eonerc.rwth-aachen.de, Webauftritt: www.fcneonerc.rwth-aachen.de

Coupled with a rising demand for green electricity and further standardization of issuance procedures as well as the projected price developments, GoO trading might indeed become a useful additional instrument for the promotion of green electricity production in the EU.

Keywords: renewable energy; green electricity; policy; willingness to pay; power purchase agreement; Europe; guarantees of origin

JEL Classification Nos.: O33, O52, Q42, Q48.

2.16 Kompakte Thermische Energiespeicher: Schlüssel-komponente zukünftiger Energiesysteme in Gebäuden

Simon MARANDA⁴², Prof. Dr. Jörg WORLITSCHKE⁴³, Remo WASER⁴⁴

Themenzuordnung: Produktion, Speicher, Verteilung; Energie und Klima;
Raum und Region

Zusätzliche Stichworte: Erneuerbare Heiz- und Kühlsysteme,
Phasenwechselmaterialien (PCM)

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Der Gebäudesektor verursacht 45% des schweizerischen Energieverbrauchs. Um die Ziele der Schweizer Energiestrategie 2050 erreichen zu können, ist die Dekarbonisierung des Gebäudeparks ein zentrales Thema. Zukünftige Energiesysteme im Gebäude müssen erneuerbare Energiequellen wie Photovoltaik und Solarthermie beinhalten. In solchen Systemen ist die dezentrale Speicherung von Energie eine Schlüsselkomponente, um die fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen effizient und effektiv nutzen zu können. Dezentrale, kompakte thermische Energiespeicher werden auch in Gebirgsregionen zukünftig eine wichtige Rolle spielen. Das Kompetenzzentrum Thermische Energiespeicher (CC TES) der Hochschule Luzern zählt zu den führenden Forschungsinstitutionen im Bereich von Latentspeichersystemen für Anwendungen im Gebäude.

Latentspeicher nutzen den Phasenübergang eines Phasenwechselmaterials (PCM), meist von fest zu flüssig und umgekehrt, um thermische Energie kompakt und in einem engen Temperaturintervall zu speichern. Eine zentrale technische und ökonomische Herausforderung in Latentspeichersystemen ist die Wärmeübertragung. Ein mögliches Konzept besteht darin, das PCM zu verkapseln und diese in Form eines Haufwerkes in einem Behälter zu platzieren. Das Kapselbett wird vom Wärmetransferfluid umströmt, um dem PCM Wärme zu- oder abzuführen. Dieser Ansatz der Wärmeübertragung, sog. Macroverkapselung, ist sehr vielversprechend, da kostengünstig grosse Austauschflächen erzielt werden können [1][2]. In dieser Arbeit wird ein Simulationsmodell zur Auslegung von Latentspeicher mit makroverkapseltem PCM vorgestellt. Bis anhin fokussieren Studien in diesem Bereich vor allem auf die Beschreibung des Phasenüberganges des PCM innerhalb einer einzelnen Kapsel [3][4]. Es hat sich herausgestellt, dass die «Enthalpie-Methode» sehr geeignet ist um Phasenübergänge detailliert zu beschreiben [6][7]. Nachteilig ist der hohe Rechenaufwand, was Simulationen eines ganzen Latentspeichers mit hoher Auflösung verunmöglicht. Die Modellierung eines kompletten Latentspeichers auf Basis makroverkapselter PCM ist eine Herausforderung, welche bisher weitgehend ungelöst ist. Deshalb wird in dieser Studie ein neuer Modellansatz vorge-

⁴² CC TES, Hochschule Luzern – Technik & Architektur, Technikumstrasse 21 6048 Horw, Tel. 041 349 33 70, simon.maranda@hslu.ch, www.hslu.ch/tes

⁴³ CC TES, Hochschule Luzern – Technik & Architektur, Technikumstrasse 21 6048 Horw, Tel. 041 349 33 70, joerg.worlitschek@hslu.ch, www.hslu.ch/tes

⁴⁴ Cowa Thermal Solutions AG, Technopark Luzern Platz 4, Tel. 076 463 00 97, remo.waser@cowa-ts.com, www.cowa-ts.com

stellt, welches hohe physikalische Validität und geringen Rechenaufwand kombiniert. Mit dem Modell können Be- und Entladeprozesse eines kompletten Latentspeicher mit geringem Berechnungsaufwand realitätsnah beschrieben werden. Der Aufbau des Modells und die experimentelle Validierung werden in dieser Arbeit vorgestellt.

Literatur

- [1] Y. E. Milián, A. Gutiérrez, M. Grágeda, and S. Ushak,
«A review on encapsulation techniques for inorganic phase change materials and the influence on their thermophysical properties,»
Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 73, no. December 2016, pp. 983–999, 2017.
- [2] A. R. Archibold, J. Gonzalez-Aguilar, M. M. Rahman, D. Yogi Goswami, M. Romero, and E. K. Stefanakos,
«The melting process of storage materials with relatively high phase change temperatures in partially filled spherical shells,»
Appl. Energy, vol. 116, pp. 243–252, 2014.
- [3] R. Fukahori, T. Nomura, C. Zhu, N. Sheng, N. Okinaka, and T. Akiyama,
«Macro-encapsulation of metallic phase change material using cylindrical-type ceramic containers for high-temperature thermal energy storage,»
Appl. Energy, vol. 170, pp. 324–328, 2016.
- [4] J. M. Khodadadi and Y. Zhang,
«Effects of buoyancy-driven convection on melting within spherical containers,»
Int. J. Heat Mass Transf., vol. 44, no. 8, pp. 1605–1618, 2001.
- [5] F. L. Tan,
«Constrained and unconstrained melting inside a sphere,»
Int. Commun. Heat Mass Transf., vol. 35, no. 4, pp. 466–475, 2008.
- [6] N. S. Dhaidan and J. M. Khodadadi,
«Melting and convection of phase change materials in different shape containers: A review,»
Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 43, pp. 449–477, 2015.

2.17 C2PAT – Carbon to Product Austria

Dipl.-Ing. Christoph MARKOWITSCH⁴⁵, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus LEHNER⁴⁶, Dr. Joseph KITZWEGER⁴⁷, Ing. Wolfgang HAIDER⁴⁸, Dr. Sorin IVANOVICI⁴⁹, Dipl.-Ing. Michael UNFRIED⁵⁰, Dipl.-Chem. Markus MALY⁵¹

Themenzuordnung: Energiewende in der Industrie: neue, energieeffiziente und flexible Produktionsprozesse und ihre Einbindung in die Versorgungsstruktur der Zukunft, Rohstoffe und Kreislaufwirtschaft in Zeiten der Energie- und Klimawende, Klimathematik, Dekarbonisierung

Zusätzliche Stichworte: Wasserstoff, Sektorkopplung, Dezentrale Produktion von erneuerbaren Energien

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Motivation

Die Motivation für die Durchführung des Projekts «Carbon to Product Austria (C2PAT)» sind die strengen nationalen und europäischen Klimaziele für die Jahre 2030 und 2040. Unternehmen mit einem hohen CO₂-Fußabdruck müssen ihre Emissionen durch Modifikationen an den bestehenden Prozessen und Energieträger vermeiden oder durch innovative neue Verfahren entsprechend minimieren. Das «C2PAT»-Projekt ist eine Industriesektoren übergreifende Partnerschaft aus namhaften österreichischen, international tätigen Großunternehmen: Lafarge Zementwerke GmbH, Verbund AG, OMV AG und Borealis AG.

Prozessbedingt enthalten Zementwerkabgase einen sehr hohen Anteil an CO₂. Etwa ein Drittel des emittierten Kohlenstoffdioxids entsteht durch die Verfeuerung der Brennstoffe um die erforderlich hohe Brenntemperatur von 1.450°C im Drehrohrföhrfen für den Klinkerherstellungsprozess zu erreichen. Im Kalzinierungsprozess werden die weiteren zwei Drittel CO₂ prozessbedingt freigesetzt. Der eingesetzte Brennstoffmix besteht zu mehr als 90% aus Ersatzbrennstoffen, wie Kunststoffe, Reifenflusen, Werkstättenabfälle, uvm.

Im Projekt «C2PAT» sollen diese prozessbedingten, unvermeidbaren Kohlenstoffdioxidemissionen aus einem Zementwerk als Rohstoff für die Produktion erneuerbarer Kunststoffe verwendet werden. Durch den Bau einer PtL-Pilotanlage am Lafarge-Standort

⁴⁵ Montanuniversität Leoben, A-8700 Leoben, Franz-Joseph-Straße 18, +43(0)676/4773442, christoph.markowitsch@unileoben.ac.at, <https://vtiu.unileoben.ac.at>

⁴⁶ Montanuniversität Leoben, A-8700 Leoben, Franz-Joseph-Straße 18, +43(0)3842/402-5000, markus.lehner@unileoben.ac.at, <https://vtiu.unileoben.ac.at>

⁴⁷ Lafarge Perlmooser GmbH, A-1020 Wien, Trabrennstraße 2A, +43(0)664/801301216, joseph.kitzweger@lafargeholcim.com

⁴⁸ Borealis Polyolefine GmbH, A-2320 Schwechat, Danubiastraße 23-25, +43(0)664/2049110, wolfgang.haider@borealisgroup.com

⁴⁹ OMV Downstream GmbH, A-1020 Wien, Trabrennstraße 6-8, +43(0)664/8567788, sorin.ivanovici@omv.com

⁵⁰ VERBUND Energy4Business GmbH, A-1010 Wien, Am Hof 6A, +43(0)664/8287784, michael.unfried@verbund.com

⁵¹ OMV Downstream GmbH, A-1020 Wien, Trabrennstraße 6-8, +43(0)1/40440-22545, markus.maly@omv.com

Mannersdorf am Leithagebirge (Niederösterreich) soll CO_2 aus dem Zementwerkabgas abgeschieden und verwertet werden. Mithilfe eines Elektrolyseurs, der sowohl von einem neu errichteten PV-Park als auch aus dem Netz versorgt wird, wird vor Ort grüner Wasserstoff hergestellt, der über die reverse Wassergas-Shift Reaktion und eine Fischer-Tropsch-Synthese mit dem CO_2 zu Kohlenwasserstoffen reagiert. In einem darauffolgenden Prozess werden die so erzeugten Zwischenprodukte durch weitere katalytische Umwandlung in hochwertige Endprodukte, wie verschiedene Kunststoffe (Polymere auf Olefinbasis), überführt. Neben der CO_2 -Nutzung ist dieses Projekt ein Paradebeispiel für die Kreislaufwirtschaft und die sektorübergreifende Zusammenarbeit, da aus verfeuertem Kunststoff über die Abscheidung und Verwendung von CO_2 im Zementwerkabgas wieder das Produkt Kunststoff zurückgewonnen wird.

Im Bereich des Zementwerks Mannersdorf am Leithagebirge wird eine Power-to-Liquid Pilotanlage geplant, in der etwa 10.000 Tonnen CO_2 pro Jahr aus dem Zementwerkabgas verarbeitet werden können. Diese Anlage dient als Vorprojekt zur Erprobung der PtL-Technologie an der Schnittstelle zwischen Zementindustrie, Netzanbindung mit erneuerbarem Strom und Elektrolyse, chemischer Konversion sowie der Zusammenarbeit von einem derart großen Industriekonsortium. Diese Untersuchungen bereiten eine geplante Großanlage für das Zementwerk Mannersdorf vor, die eine Jahreskapazität von 700.000 Tonnen CO_2 erreichen soll.



Abbildung 8: Schematisches Fließbild der zukünftigen, sektorübergreifenden Power-to-Liquid Anlage (https://www.lafarge.at/fileadmin/Bibliothek/1_Ueber_Uns/Presseaussendungen/C2PAT_Infografik_Dekarbonisierung_062020_DE_cf.pdf)

Methodik

In diesem Vortrag werden verschiedenste Schaltungsvarianten der Fischer-Tropsch PtL – Prozesskette vorgestellt. Dazu wird in ASPEN Plus eine Simulation beginnend mit der Aminwäsche (MEA), über den rWGS- und Fischer-Tropsch-Reaktor bis hin zur Produktaufbereitung erstellt und die Prozessrouten anhand von Kennzahlen analysiert und miteinander verglichen.

In der Simulation wird der Einfluss von Recycleströmen dahingehend verglichen, um einerseits den größtmöglichen Umsatz des Kohlenstoffdioxids über den gesamten Prozess und andererseits die besten Effizienzen (z.B. PtL) zu erreichen. Das Resultat dieses Kennzahlenvergleichs wird im Vortrag präsentiert und daraus eine optimierte PtL-Prozessschaltung abgeleitet.

Der Purgegasstrom wird mit einem Verhältnis von 2 mol-% in allen Simulationen konstant gehalten. Der Recyclestrom 1 vor den Fischer-Tropsch-Reaktor (dargestellt in Abbildung 9) wird in einem Purgegas-Split-Bereich von 0 - 98 mol-% variiert. Ein Split von 0 mol-% bedeutet, dass der Recyclestrom 1 keinen Massenfluss hat, der Recycle erfolgt ausschließlich über den Recyclestrom 2. Die Simulation der PtL-Anlage wird mit einem kompletten Recycle (2) über den rWGS-Reaktor und den Fischer-Tropsch-Reaktor und einem einfachen Recycle (1) über den Fischer-Tropsch-Reaktor sowie die Kombination (1 und 2) aus beiden Schaltungsvarianten ausgeführt. Die wichtigen Kenngrößen beinhalten die PtL-Effizienz, die Umwandlungseffizienzen von Kohlenstoffatomen und Wasserstoffatomen, sowie den spezifischen Energiebedarf je 1 kg flüssigen Produkts.

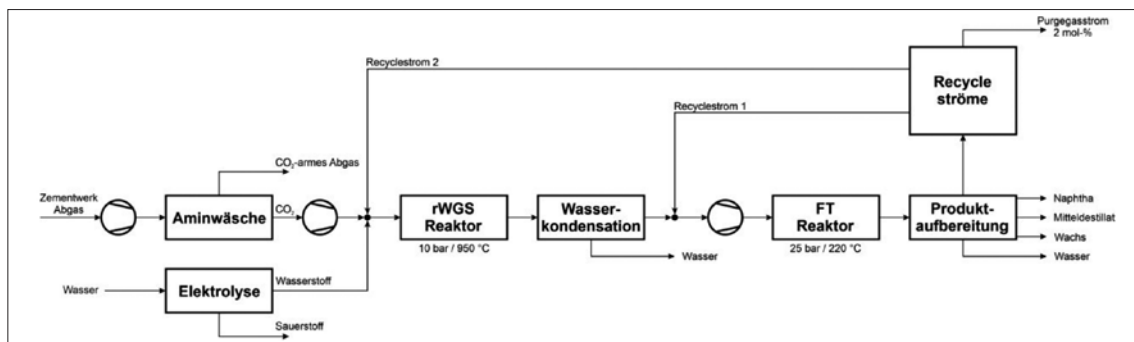


Abbildung 9: Blockfließbild der PtL-Anlage mit den in der Prozesssimulation variierten Recycleströmen 1 und 2

Ein hoher Umsatz von CO_2 und H_2 kann im rWGS-Reaktor thermodynamisch bedingt bei höheren Temperaturen erzielt werden. Die rWGS-Reaktion selbst ist aufgrund des Prinzips nach Le Chatelier druckunabhängig, die Bildung von Kohlenstoff und Methan als Nebenreaktionen nimmt mit steigendem Druck zu. Um die Kohlenstoffbildung zu verringern, bzw. auszuschließen, wird der rWGS-Reaktor mit einem überstöchiometrischen molaren Feedstromverhältnis von $\text{H}_2:\text{CO}_2 = 3$, bei einem Druckniveau von 10 bar und einer Temperatur von 950 °C betrieben. Die Umsätze aus 1 kmol CO_2 und 3 kmol H_2 sind in Abbildung 10 dargestellt.

Nachfolgend wird der Gasstrom abgekühlt, Reaktionswasser auskondensiert, auf 25 bar komprimiert und einer Niedertemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese zugeführt.

Diese wird bei einer Temperatur von 220°C und einem ASF-Verteilungskoeffizient von $\alpha = 0,92^{52}$ betrieben. Der CO-Umsatz beträgt in der Single-Pass Schaltung ca. 40%, bei einer Methanselektivität von $0,16^{53}$. Die Produktaufbereitung besteht aus drei Flash-Stufen, bei der die Fraktionen Wachs, Mitteldestillat und Naphtha bei unterschiedlichen Temperatur- und Druckniveaus separiert werden.

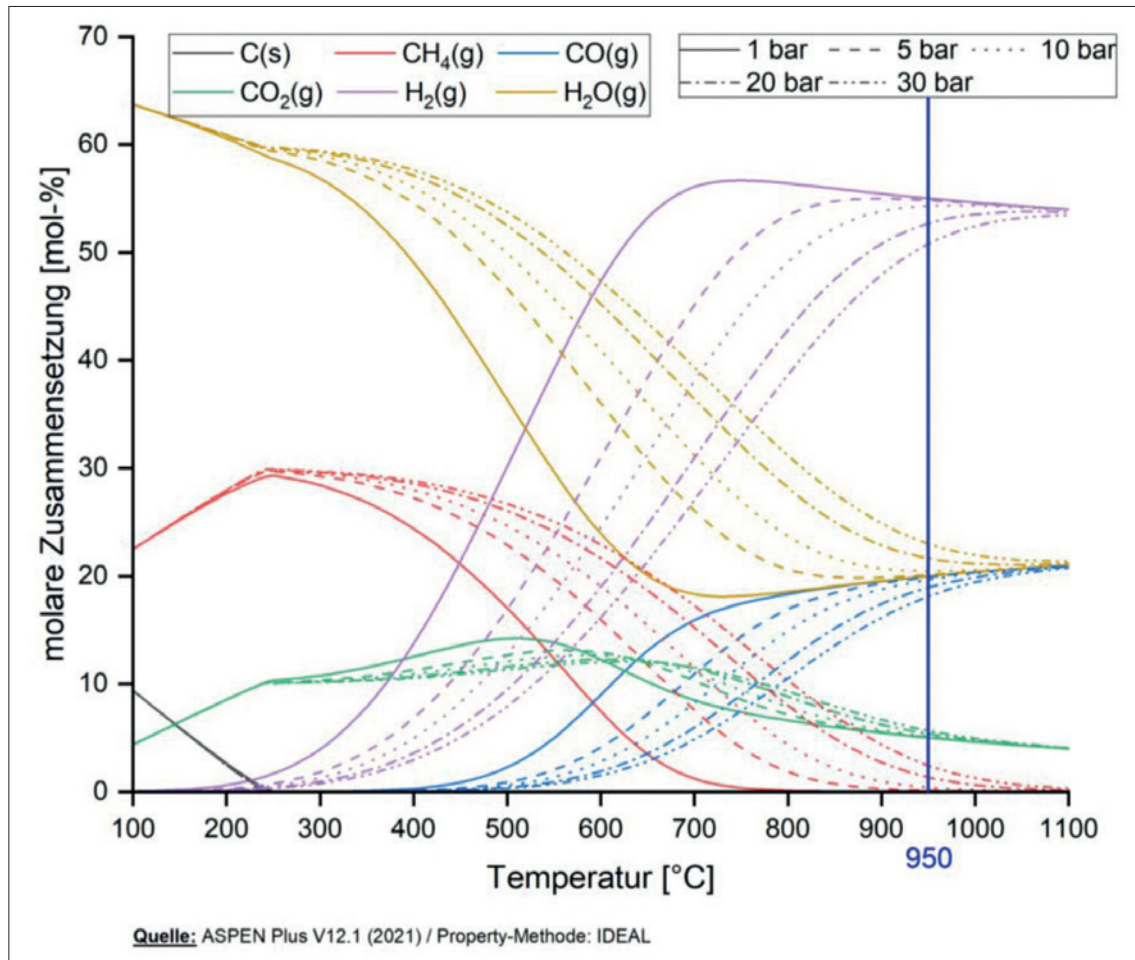


Abbildung 10: Darstellung der molaren Zusammensetzung des Produktgasstromes nach dem rWGS-Reaktor in einem Temperaturbereich von 100 bis 1100 °C und einem Druckbereich von 1 bis 30 bar, sowie Arbeitspunkt bei 950°C. Feedgasstrom setzt sich aus einem molaren Verhältnis von $H_2/CO_2=3$ zusammen.

⁵² Vervloet, David; Kapteijn, Freek; Nijenhuis, John; van Ommen, J. Ruud (2012): Fischer–Tropsch reaction–diffusion in a cobalt catalyst particle: aspects of activity and selectivity for a variable chain growth probability. In: Catal. Sci. Technol. 2 (6), S. 1221. DOI: 10.1039/C2CY20060K.

⁵³ Adelung, Sandra; Maier, Simon; Dietrich, Ralph-Uwe (2021): Impact of the reverse water-gas shift operating conditions on the Power-to-Liquid process efficiency. In: Sustainable Energy Technologies and Assessments 43, S. 100897. DOI: 10.1016/j.seta.2020.100897.

Definition der Effizienzen

Power-to-Liquid Effizienz (PtL):

$$\eta_{PtL} = \frac{\sum(\dot{m}_{Prod,i} * LHV_{Prod,i})}{P_{El} + P_U}$$

Chemischer Umsatz (Chemical conversion):

$$\eta_{CCE} = \frac{\sum(\dot{m}_{Prod,i} * LHV_{Prod,i})}{\dot{m}_{H_2} * LHV_{H_2}}$$

Wasserstoffumsatz (Hydrogen conversion):

$$\eta_{H_2} = 1 - \frac{\dot{n}_{H_2,Purge}}{\dot{n}_{H_2,El}}$$

Kohlenstoffumsatz inklusive der Aminwäsche (Carbon conversion incl. CC):

$$\eta_{C1} = \frac{\sum \dot{n}_{C,Prod,i}}{\dot{n}_{C,Feed}}$$

Kohlenstoffumsatz exklusive der Aminwäsche (Carbon conversion without CC):

$$\eta_{C2} = \frac{\sum \dot{n}_{C,Prod,i}}{\dot{n}_{C,nach CC}}$$

Spezifischer Energieverbrauch (specific energy consumption):

$$\delta = \frac{P_{El} + P_U}{\sum \dot{m}_{Prod,i}}$$

Legende:

$\dot{m}_{Prod,i}$	...Produktmassenfluss i [kg/h]
$\dot{m}_{H_2}$	...Wasserstoffmassenfluss [kg/h]
$\dot{n}_{C,Prod,i}$	...C-Atomfluss i [Atome/h]
$\dot{n}_{H_2}$	...H-Atomfluss - Elektrolyse [Atome/h]
$\dot{n}_{H_2,Purge}$	...H-Atomfluss - Purgegas [Atome/h]
$\dot{n}_{C,Feed}$	...C-Atomfluss Abgas [Atome/h]
$\dot{n}_{C,nach CC}$	...C-Atomfluss nach Aminwä. [Atome/h]
$LHV_{Prod,i}$	...Unterer Heizwert i [kWh/kg]
LHV_{H_2}	...Unterer Heizwert H ₂ [kWh/kg]
P_{El}	...Leistung Elektrolyse [kW]
P_U	...Leistung Betriebsmittel [kW]

Ergebnisse

Die Veränderung des Recyclestroms 1 (Zuspeisung vor die Fischer-Tropsch-Synthese) hat Auswirkungen auf die Kennzahlen und den spezifischen Energieverbrauch kg Produkt. Bei Erhöhung des Recyclestroms 1 über den Fischer-Tropsch-Reaktor ist eine Abnahme der PtL- und Kohlenstoffeffizienz zu verzeichnen. Weiters steigt der spezifische Energieverbrauch an. Als mögliche Ursache wird die sinkende flüssige Produktmenge in Betracht gezogen. Bei einem Split von 0 mol-% werden das in der Fischer-Tropsch Synthese gebildete CH₄ und höherwertige Kohlenwasserstoffe im rWGS-Reaktor durch Bi-Reformierung (Dampf- und Trockenreformierung) zu Synthesegas umgewandelt. Wird der Recyclestrom 1 erhöht (Split > 0 mol-%), dann verhalten sich das CH₄ und höherwertige Kohlenwasserstoffe (C1 - C₄) wie Inertgase und belasten das Fischer-Tropsch-System unnötig, wodurch keine weitere Umwandlung zu den gewünschten Endprodukten (C₅+) erfolgt. Das im rWGS-Reaktor nicht umgesetzte CO₂ verhält sich ebenfalls wie ein Inertgas und wird im Fall eines wegfallenden Recyclestrom 1 im rWGS-Reaktor umgesetzt, und nicht gänzlich über den Purgegasstrom abgegeben.

Das Szenario mit keinem Recyclestrom 1 stellt sich technisch als beste Variante heraus, da die PtL- Effizienz mit 44 % sehr hoch und der spezifische Energiebedarf mit ca. 26 kWh/kgProdukt gering ist. Mit zunehmenden Recyclegasmassenstrom 1 nehmen die

PtL- und alle weiteren Effizienzen ab und der spezifische Energiebedarf zu. Wirtschaftlich betrachtet ist ebenfalls das Szenario mit keinem Recyclestrom 1 am günstigsten, da bei gleichbleibenden Effizienzen (Split Ratio > 0 bis 0,9 mol-%) die Errichtung des Recyclestroms 1 entfällt und der Volumenstrom im Fischer-Tropsch-Reaktor nicht zunimmt. Damit bleibt auch die Baugröße des Reaktors unverändert. Lediglich die Größe des rWGS- Reaktors nimmt mit zunehmenden Split Ratio (> 0 mol-%) ab und resultiert in einer kompakteren, kleineren Bauweise. Nachteilig ist hier anzumerken, dass die gesamte flüssige Produktmenge ebenfalls abnimmt. Dies ist in der Kohlenstoffeffizienz erkennbar.

Zusammenfassend kann die Prozessführung ohne Recyclestrom 1 als beste Variante ausgewählt werden, da die Effizienzen und die Produktmenge hoch, der spezifische Energiebedarf vergleichsweise gering und die Investitionskosten verglichen zu den anderen Schaltungsvarianten niedrig sind.

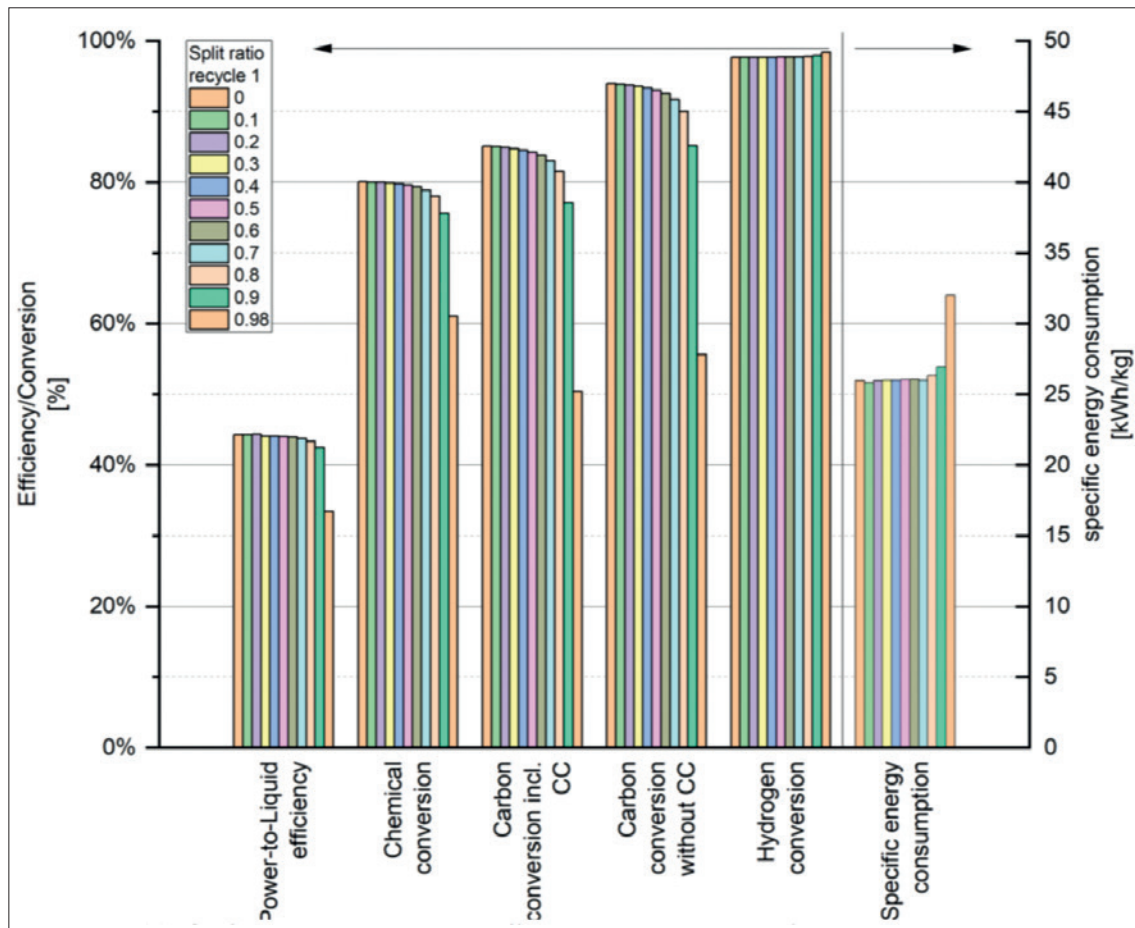


Abbildung 11: Grafische Darstellung der Effizienzen und des spezifischen Energieverbrauchs bei unterschiedlichen Split-Ratios.

2.18 Climate Cleanup Fund – funding and accelerating Swiss Net Zero

Sascha NICK⁵⁴, Philippe THALMANN⁵⁵

Topics: Funding Swiss Net Zero, Hard-to-abate emissions, Creating a Swiss market for negative emissions

Key words: Carbon Budget, NET Governance, Climate Cleanup Fund pilot project

Relevant for mountainous regions: YES

Abstract

The June 2021 rejection of the Swiss CO₂ law leaves the Swiss Net Zero strategy highly uncertain. We develop and analyze a new approach based on fully funding future required CO₂ removal, using biological and geological means. 100% of Swiss territorial emissions would be removed in Switzerland, and all embodied emissions of imports in the region where they were emitted, to ensure compatibility with the future European carbon border adjustment mechanism. The project covers (1) Establishing new responsibilities and principles of Swiss climate action once the global 1.5°C budget is exhausted, likely by end 2027, (2) Preparing the creation of a Climate Cleanup Fund to effectively finance removal of CO₂ in excess of the remaining carbon budget, for these emissions replacing all current instruments (ETS, CO₂ levy, KliK), and (3) Setting up a pilot project, at the scale of 0.1% to 1% of the Climate Cleanup Fund depending on number of participating organizations, to test and refine all aspects of funding, project selection, accounting, governance, and communication.

Connection to Swiss mountain regions

Mountain regions are both more exposed to climate change (warming twice the global average) and are home to particularly fragile ecosystems. Due to the territorial prevalence and cultural significance of its mountain regions, Switzerland has a moral and pragmatic imperative to be at the forefront of climate action, well beyond what was achieved since 1990. In this project, the specific link to Swiss mountain regions is the biological component of CO₂ removal, based on afforestation and restoring ecosystems.

Methodology

To define principles of Swiss climate action towards Net Zero, the IPCC SR15 scenarios are adapted to Switzerland, using various moral principles and establishing a likely emissions overshoot, i.e. CO₂ emitted beyond the 1.5°C pathway for two scenarios: (1) reaching net zero in 2050, (2) missing both the 2030 and 2050 targets. Then an economic analysis is performed to establish funding options to remove this “excess” emissions, and the proposed Climate Cleanup Fund evaluated. Finally, specific implementation challenges are identified and an EPFL-led pilot project proposed, to ensure all critical aspects can be properly tested and credibility established for the future full-scale fund.

⁵⁴ EPFL, sascha.nick@epfl.ch, Tel. +41 21 693 4217

⁵⁵ EPFL, philippe.thalmann@epfl.ch, Tel. +41 21 693 7321

EPFL ENAC IA LEURE, BP 2140, Station 16, CH-1015 Lausanne, epfl.ch/labs/leure

2.19 Energieberatung in Deutschland: Marktentwicklung aus Sicht der Anbieter

Marc RINGEL⁵⁶, Saranda MJEKIC⁵⁷

Themenzuordnung: Märkte, Energie & Klima (Energieeffizienz und Gebäude)

Zusätzliche Stichworte: Energieberatung, Marktstudie, Energieeffizienzbarrieren

Bezug zu Gebirgsregion: Indirekt

Inhalt

Die deutsche Bundespolitik strebt aktuell Klimaneutralität bis 2045 an. Hierzu ist die umfassende Sanierung des Gebäudebestands erforderlich (BMW 2015; BMW 2017), der für rund 36% des Endenergieverbrauchs und in etwa gleich viele CO₂-Emissionen verantwortlich ist (dena 2018). Die ambitionierten Zielvorgaben stehen in deutlichem Gegensatz zur stabil niedrigen Sanierungsrate und der Verfehlung des CO₂-Sektorziels für Gebäude im Jahr 2020. Die durch EU und Bundesregierung angestrebten «tiefen» Sanierungen von Bestandsgebäuden erfordern hohe Investitionskosten und sind technisch komplex. Neben Ordnungsrecht und finanzieller Unterstützung der Sanierung fördert die Bundesregierung daher seit den frühen 1990er Jahren das Angebot an Energieberatung. Dieses Angebot kann als Teilbereich umfassenderen Energiedienstleistungsmarktes gesehen werden (Ringel 2018; Ringel 2021; Ringel und Dopfer 2018).

Die beratende Begleitung von Sanierungsprojekten wird mit zunehmender Komplexität an Bedeutung gewinnen. Damit stellt sich die Frage nach der Entwicklung dieses Marktsegments: Welche Geschäftsmodelle existieren aktuell? Welche Barrieren existieren weiterhin gegen Sanierung bzw. die Inanspruchnahme der Beratung? Mit welcher künftigen Marktdynamik ist künftig zu rechnen? Die Beantwortung dieser Fragen lässt Rückschlüsse zu, inwieweit Energieberatung zu einer Umsetzung des Ziels «klimaneutraler Gebäudebestand» in Deutschland beitragen kann.

Im Gegensatz zu zahlreichen Studien, unter anderem den regelmäßigen Marktstudien der deutschen Bundesstelle Energieeffizienz (BfEE 2021; BfEE 2020; Kantar Emnid et al. 2018), sind Marktanalysen aus der Sicht der Energieberater bislang rar (Ringel 2018). Die vorliegende Analyse schließt diese Lücke durch eine Befragung von über 500 Marktakteuren. Die Studie ist Teil des BMBF-finanzierten Kopernikus-Energiewendeprojekts ARIADNE (2021).

⁵⁶ Brussels School of Governance, Vrije Universiteit Brussel, Pleinlaan 5, 1050 Bruxelles, Belgien, Tel. +49 176 47 27 48 67, marc.ringel@vub.be, [linkedin.com/in/marc-ringel/](https://www.linkedin.com/in/marc-ringel/)

⁵⁷ Institute for International Research on Sustainable Management and Renewable Energy (ISR), Hochschule für Wirtschaft und Umwelt, Hechinger Str. 12, 72622 Nürtingen, Deutschland, Tel. +49 7022 201 278, saranda.mjekic@hfwu.de, <https://www.hfwu.de/hfwu-scout/saranda-mjekic/>

Methodik

Die Studie folgte einer zweistufigen Methodik. In einem ersten Schritt wurden die relevanten Marktstudien gesichtet und hinsichtlich der Fragestellungen ausgewertet. Dies führte zu der Ableitung offener Punkte, die mittels einer Umfrage erhoben wurden. Befragt wurden die Mitglieder des größten deutschen Verbands der Energieberater, dem GIH e.V. mit 2500 Mitgliedern. Die Online-Umfrage lief vom 15.12.2020 bis zum 22.01.2021. Zur Sicherung der Ergebnisse wurden die Fragen randomisiert bzw. um Validierungsfragen ergänzt (Test-Retest-Ansatz). Von den 526 Rückläufen mussten 12 wegen Ungültigkeit ausgeschlossen werden. Die verbleibenden 514 Antworten stellen die aktuell umfassendste Marktbefragung der Energieberater dar. Eine Auswertung der deskriptiven Statistik erfolgte mittels SPSS. Zur Validierung bzw. Diskussion der Ergebnisse wurde die Auswertung zwei Expertenpanels (insgesamt 14 Personen; Energieberater, Wissenschaft, Deutsche Energieagentur, Bundesstelle Energieeffizienz, Branchenverbände) vorgestellt und diskutiert.

Ergebnisse

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse der Studie stichpunktartig zusammengefasst.

- Aus Sicht der Berater ist der Zugang zu staatlichen Förderprogrammen zentrale Motivation für Gebäudebesitzer, eine Energieberatung überhaupt in Anspruch zu nehmen.
- Die Berater sehen in den Geschäftsfeldern «Wohngebäudeberatung» bzw. «Nichtwohngebäudeberatung» speziell in den Bereichen «altersgerechter Umbau» sowie «Ertüchtigung zur Integration von E-Mobilität» ein wachsendes Potenzial. Eine Vielzahl der Berater plant, sich speziell auf den Bereich E-Mobilität zu fokussieren.
- Die bereits bekannten Hemmnisstrukturen gegen energetische Sanierung bestehen aus Sicht der Berater trotz regulatorischer Eingriffe weiterhin. Insbesondere stechen hierbei die politisch zu verantwortenden Barrieren «Informationsflut», «Komplexität der gesetzlichen Vorgaben» und «Komplexität der Beantragung staatlicher Förderung» heraus.
- Allgemeine Effizienzbarrieren wirken aus Sicht der Befragten auch als deutliche Hürde, Energieberater einzuschalten. Die Berater sehen sich unter Druck durch billige Online-Beratungsangebote auf der einen Seite und den formell hohen Ansprüchen für die Beantragung von Förderprogrammen auf der anderen Seite.

Zusammengefasst zeigen die Befragungsergebnisse die Notwendigkeit, den Zugang zu staatlicher Förderung zu vereinfachen und dies stärker mit Beratung zu verzahnen (Fell 2017). Es wird deutlich, dass die Komponente «Beratung» deutlich hinter ihrem Potenzial zurückbleibt. Für die kommende Bundesregierung stellt sich damit insbesondere die Aufgabe, die gestiegenen regulatorischen Sanierungsbarrieren abzubauen und eine Qualitätssicherung der Beratung über Mindeststandards bzw. ein einheitliches Berufsbild des Beratungsangebots sicherzustellen.

Referenzen

ARIADNE (2021). Projektdarstellung. Der rote Faden durch die Energiewende.
Online einsehbar unter: www.ariadneprojekt.de.

BfEE – Bundesstelle für Energieeffizienz (2021). Empirische Untersuchung des Marktes für Energiedienstleistungen, Energieaudits und andere Energieeffizienzmaßnahmen im Jahr 2020. Endbericht BfEE 2021. Eschborn.

Online verfügbar unter https://www.bfee-online.de/SharedDocs/Downloads/BfEE/DE/Energiedienstleistungen/edl20_endbericht_v03.pdf;jsessionid=EF230C292AEC-39FEEEC5EDBBC22EA689.1_cid381?__blob=publicationFile&v=2.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015). Energieeffizienzstrategie Gebäude. Wege zu einem klimaneutralen Gebäudebestand.

Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-gebäude.html> (abgerufen am 19.12.2021).

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017). Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) 2017 der Bundesrepublik Deutschland. Berlin, BMWi.

dena (2018). Gebäudereport 2018.

Online verfügbar unter https://www.zukunft-haus.info/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9254_Gebaedereport_dena_kompakt_2018.pdf (abgerufen am 29.05.2021).

Fell, Michael James (2017). Energy services. A conceptual review.

Energy Research & Social Science 27, 129 – 140. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.02.010>.

Kantar Emnid/ifeu/Prognos (2018). Einfluss staatlicher Instrumente auf den Markt für Energiedienstleistungen. Kurzanalyse im Rahmen von Studie BfEE 04/2017. Eschborn.

Online verfügbar unter https://www.bfee-online.de/SharedDocs/Downloads/BfEE/DE/Energiedienstleistungen/kurzanalyse_6_instrumente.pdf;jsessionid=80F7C8DBDC81F2DCCE0160793151D0E1.2_cid378?__blob=publicationFile&v=2.

Ringel, Marc (2021). Energy service markets: status quo and development.

In: David Borge-Diez/Enrique Rosales-Asensio (Hg.). Energy Services Fundamentals and Financing. Elsevier, 251 – 275.

Ringel, Marc (2018). Energy advice in Germany: a market actors' perspective.

International Journal of Energy Sector Management 12 (4), 656–674. <https://doi.org/10.1108/IJESM-04-2018-0002>.

Ringel, Marc/Dopfer, E. (2018). Incentivising the Use of Renewable Energy in Existing Buildings: A Market Review of a Frontrunner Instrument in Germany's Baden-Wuerttemberg Region. Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht 2, 161 – 184.

2.20 Renewable Gasfield – Österreich's erste Power-to-gas Demonstrationsanlage

Katrin SALBRECHTER⁵⁸, Markus LEHNER⁵⁸, Klaus NEUMANNKIC⁵⁹

Themenzuordnung: Klimathematik, Dekarbonisierung

Zusätzliche Stichworte: Power-to-Gas, Elektrolyse, katalytische Methanisierung

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Nachwuchsautorin: Katrin Salbrechter

Inhalt

Österreich plant im Zuge der Klimamission #2030 100% des nationalen Stromverbrauches aus erneuerbaren Energien zu generieren. Die Umstellung auf erneuerbare Energiequellen soll durch den starken Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen erreicht werden. Auf Grund des fluktuierenden Charakters erneuerbarer Energiequellen wird eine Möglichkeit zur Langezeitspeicherung der gewonnenen Energie benötigt. Dazu eignen sich speziell Wasserstoff (H₂) und synthetisch hergestelltes Erdgas (engl. synthetic natural gas, SNG). Grüne Energie aus Wind- und Photovoltaikanlagen erzeugt in einer Elektrolyse Wasserstoff, der wiederum mit kohlenstoffreichen Abgasen zu Methan umgewandelt wird.

Das Projekt Renewable Gasfield vereinigt die Herstellung von grünem Wasserstoff mittels PEM-Elektrolyse und einer Methanisierungsanlage im großen Maßstab und produziert für das österreichische Gasnetz kompatibles, einspeisefähiges Methan. Die Errichtung dieser Demonstrationsanlage in Gabersdorf (Südsteiermark) ist Teil der «Vorzeigeregion Energie Wiva P&G» und wird unter der Konsortialführung der Energie Steiermark Technik GmbH errichtet. Am gewählten Projektstandort wird eine existierende 1 MWel Biogasanlage derzeit mit halber Auslastung betrieben und eignet sich somit ideal für die Kopplung mit einer lastflexiblen Methanisierungsanlage. Der Fokus des Gesamtprojektes liegt auf dem direkten Einsatz des Wasserstoffes in den Sektoren Industrie und Mobilität als Rohstoff. Die Kombination von Wasserstoffproduktion und katalytischer Methanisierung ermöglicht einen flexiblen Einsatz des wertvollen Wasserstoffes je nach Produktionsmenge und erhöht dadurch die Lastflexibilität und Auslastung der Gesamtanlage.

Dieses ganzheitliche Power-to-Gas-Konzept betrachtet die Verteilung und Speicherung von erneuerbarem Wasserstoff oder synthetisch erzeugtem Erdgas, welches auf die regionalen Gegebenheiten abgestimmt ist (siehe Abbildung 12). Zusätzlich wird vor Ort in einer Bypassschaltung eine Methanisierungs-Forschungsanlage der Montanuniversität Leoben errichtet, in welcher eigens beschichtete Wabenkatalysatoren für die katalytische Methanisierung von Rohbiogas eingesetzt werden sollen. Dieser keramische Wabenkatalysator ermöglicht durch gute Wärmespeicherfähigkeiten und schnelles Standby-Reaktionsverhalten eine lastflexible Nutzung des produzierten grünen Wasserstoffes.

⁵⁸ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes, Franz Josef Straße 18, A-8700 Leoben, +43 3842/402-5023, katrin.salbrechter@unileoben.ac.at, vtiu-unileoben.at

⁵⁹ Energie Steiermark Technik GmbH, Leonhardgürtel 10, A-8010 Graz, +43 316/9000-58870, klaus.neumann@e-steiermark.com, www.e-steiermark.com

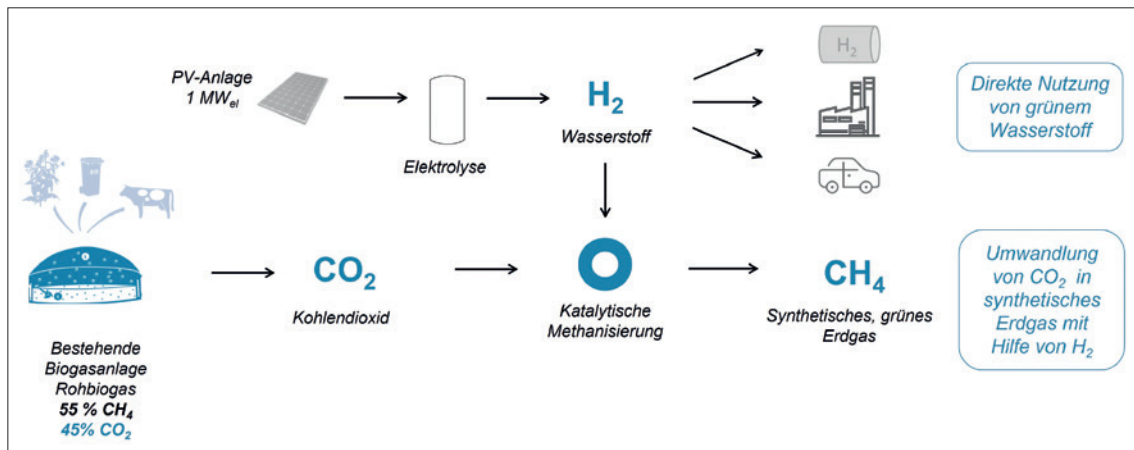


Abbildung 12: Gesamtkonzept der Power-to-Gas Anlage in Gabersdorf (Südsteiermark) mit möglichen Nutzungspfaden der grünen Gase

Methodik

Im Technikum des Lehrstuhles für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes werden in einer Pilotanlage Untersuchungen zu den optimalen Betriebsbedingungen der katalytischen Methanisierung für den größtmöglichen CO₂-Umsatz durchgeführt. Drei in Serie geschaltete Festbettreaktoren können sowohl mit kommerziellem Schüttkatalysator oder eigens hergestellten Wabenkatalysatoren betrieben werden. Für den Versuchsbetrieb können die Zusammensetzung des Inputgases, das Druckniveau, die Durchflussrate und der Wasserstoffüberschuss geändert werden. Ein Multithermoelement mit sieben Messstellen detektiert während der Versuchsreihen das axiale Temperaturprofil in der Reaktionszone.

Für die geplante Methanisierungsanlage werden in der Pilotanlage Versuchsreihen bei einem Druck von 7 bar, mit einem Wasserstoffüberschuss von 4% und verschiedenen Gasdurchflussmengen durchgeführt. Für alle Testläufe unter den oben genannten Bedingungen soll die Performance von sowohl kommerziellem Schüttkatalysator als auch der Wabenkatalysatoren untersucht werden.

Ergebnisse

Erste Ergebnisse von vergleichbaren Testreihen mit kommerziellem Schüttkatalysator und Wabenkatalysatoren wurden unter den oben genannten Parametern generiert. Der CO₂-Umsatz nach der zweiten Methanisierungsstufe lag unter Einsatz des Schüttkatalysators bei 98,4 %, der Wabenkatalysator erreichte nach zwei Methanisierungsstufen einen Umsatz von 95,2 %. Die Performance der unterschiedlichen Katalysatoren ergab zufriedenstellende Ergebnisse und ist annähernd vergleichbar.

Geplante Testreihen für die nächsten Monate sollen die Methanisierungsperformance in Abhängigkeit weiterer Betriebsparameter untersuchen, sodass gegebenenfalls Adaptierungen bei der Wabenkatalysatorherstellung miteinbezogen werden können. Nach den Versuchsreihen in der Pilotanlage wird diese Technologie im großen Maßstab an der Demonstrationsanlage und in der Bypass-Forschungsanlage unter der Verwendung von Rohbiogas in Gabersdorf getestet werden.

2.21 The market value of increased solar power production in winter

**Jonas SAVELSBURG⁶⁰, Jérôme DUJARDIN⁶¹, Moritz SCHILLINGER⁶²,
Annellen KAHL⁶³, Ingmar SCHLECHT⁶⁴, Rebecca LORDAN-PERRET⁶⁵**

Topics: Production, storage, distribution, Markets, trade and finance

Key words: Alpine placement, Market value, Winter Production

Relevant for mountainous regions: yes

Junior author: Jérôme Dujardin

Overview

Global and regional climate commitments such as the Paris agreement call for a decarbonization of the energy system by 2050. The electricity sector will play a leading role in these decarbonization efforts. First through the expansion of renewable generation capacities within the electricity sector and second through the electrification of other sectors. Solar PV generation is expected to be one of the major drivers of the global expansion of renewable capacities in the coming decades (IAE 2020). This is the case because investment costs for solar PV panels have been falling rapidly and are expected to decrease further (Xiao et al. 2021). In fact, solar power is now cheaper than coal and gas in most major countries (IAE 2020).

However, at high levels of solar penetration, there is a mismatch between electricity demand and production, within the day and between seasons. Within days, solar generation is highest during the middle of the day, whereas demand peaks are often observed in the afternoon. Such daily variations can easily be addressed by short-term storage options such as battery storage. Seasonal mismatches between high demand in the colder and darker winter months, and high solar generation in summer would require seasonal storage options, grid expansions or additional wind power capacity to increase production during winter months when wind speeds are higher. However, the technical potential for seasonal storage or wind energy might be low or the social acceptability of extending grid or generation capacities might be a problem in some countries. Kahl et al. (2018) have suggested a different approach. They put forward the idea of placing solar PV in locations that have a different seasonal profile with a much higher level of winter production.

Kahl et al. (2018) show that PV panels placed at higher elevations can take advantage of higher winter irradiance, ground-reflected radiation from snow, and greater tilt angles to improve winter yield, all resulting in more electricity generation during the peak winter

⁶⁰ Swiss Federal Institute of Technology in Zurich (ETHZ), 8092 Zürich, jsavelsberg@ethz.ch

⁶¹ Swiss Federal Institute of Technology in Lausanne (EPFL), 1015 Lausanne

⁶² University of Basel, 4002 Basel

⁶³ Swiss Federal Institute for Forest, Snow and Landscape Research (WSL), 7260 Davos

⁶⁴ University of Basel, 4002 Basel

⁶⁵ University of Basel, 4002 Basel

demand season in Switzerland. At these optimal placements and geometries, more winter demand can be met, thus reducing dependence on imports and nuclear power. These results are exciting for mid-latitude regions; but, it remains to be seen whether there is an economic case for such placements. In this study, we now want to assess the market value of such innovative solar placements and geometries. To this end, we take Switzerland as a case study.

Methods

To calculate the market value of PV placement strategies, we couple two models: OREES (Optimized Renewable Energy by Evolution Strategy), the optimization scheme for PV deployment described in (Dujardin et al. 2021) using at its core the DC power flow model from (Bartlett et al. 2018); and Swissmod (Abrell et al. 2019), an economic dispatch model of the Swiss electricity market taking into account interactions with neighboring countries and within Europe. We couple the models to leverage the strengths of each and iterate one with the other until the prices and placements converge to an equilibrium (Fig. 1).

We organize our analysis by comparing two main optimization scenarios: restricted placement and mountain placement optimizing for winter production. Both scenarios begin with the same initial conditions (step 1 in Fig.1): time series of observed market prices. Those time series are fed into the objective function of OREES that explores the feasible space of PV locations in Switzerland and identifies the placements that generates the most revenue while complying with the grid infrastructure (step 2),. This optimization is either including or excluding mountain locations, to create the two scenarios. For each scenario, when the optimal PV placements are found, the corresponding power generation time series are used by Swissmod to compute resulting electricity prices as well as other market related indicators while considering the European market framework (step 3). The new market prices are then used by OREES to optimize the PV placements. We repeat this process until the models converge: The PV placement and corresponding revenues reach an equilibrium and do not change anymore between iterations. We run the process with the electricity system expected for 2025, with the load profiles and weather conditions of the years 2013 to 2015. We also use 2 different CO₂ price scenarios for sensitivity analysis (not shown in results of abstract).

Results

We find that, in comparison to a Business-as-usual scenario (BAU) with traditional solar panel placements, the mountain scenario results in a significant increase in market value. Due to a better alignment of solar power generation with daily and seasonal demand patterns, the market value of energy produced by solar PV panels increases by between 2 and 5 % when allowing for alpine placements. Furthermore, market value of panel capacity increases by 15 to 26% due to a higher yield of the panels located in alpine areas. In comparison, the generation of the targeted 25 TWh in 2015 requires 120.21 km² of PV panel area (considering an efficiency of 15 %) or 18.03 GW_{peak} under the BAU scenario and 103.83 km² or 15.57 GW_{peak} under the Mountain scenario.

Average monthly electricity prices in Switzerland also change substantially. Winter prices are decreased in the mountain placement scenario compared to BAU and the no-mountain scenario. This reflects the change in generation pattern induced by mountainous placement, with higher winter production and lower summer production. This corresponds to a better fit to demand and thereby a production pattern that produces more at times when electricity is relatively scarcer. The magnitude of price changes is surprisingly large, given that Switzerland is embedded in the European electricity system (and thereby also its electricity prices are heavily dominated by European patterns) and accounts for only a small share of central European production.

Conclusion

Our study analyses the market value of innovative solar panel placement in mountain areas to better align demand and supply in mid-latitude countries. Even though we have not considered the added installation cost of such panel placement, our estimates of their revenues give an approximation of the range of added costs for which such placements would be profitable.

References

- Abrell, Jan, Patrick Eser, Jared B. Garrison, Jonas Savelsberg, and Hannes Weigt. Integrating economic and engineering models for future electricity market evaluation: A swiss case study. *Energy Strategy Reviews*, 25:86 – 106, 2019.
- Bartlett, Stuart, Jerome Dujardin Annelen Kahl, Bert Kruyt, Pedro Manso, and Michael Lehning. Charting the course: A possible route to a fully renewable Swiss power system. *Energy*, 163:942 – 955, 2018.
- Dujardin, Jerome, Annelen Kahl and Michael Lehning. Synergistic optimization of renewable energy installations through evolution strategy, 2021. Under Review.
- IEA. World Energy Outlook 2020 -Summary. Report, 2020.
- Kahl, Annelen, Jerome Dujardin, and Michael Lehning. The bright side of PV production in snow-covered mountains. *PNAS*, 2018.
- Xiao, Mengzhu, Tobias Junne, Jannik Haas, and Martin Klein. Plummeting costs of renewables – Are energy scenarios lagging? *Energy Strategy Reviews*, 35:100636, 2021.

2.22 Storage reserve for Switzerland: Is it needed and (how) would it work?

Ingmar SCHLECHT⁶⁶, Jonas SAVELSBERG⁶⁷,
Moritz SCHILLINGER⁶⁸, Hannes WEIGT⁶⁸

Themenzuordnung: Versorgungssicherheit, Wasserkraft, Energiespeicher

Zusätzliche Stichworte: Speicherreserve, Kapazitätsmärkte, Winterstrom

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Introduction

Several European countries are in the process of introducing or have introduced capacity mechanisms to ensure long-term generation adequacy (Cepeda, 2018). These mechanisms are mainly used to increase firmly available generation capacity. In Switzerland, however, generation capacity is not an issue with about 20 GW of generation capacity facing 10 GW peak demand (SFOE, 2021). Therefore, conventional capacity mechanisms are not intensively discussed in Switzerland. However, policy makers are worried about whether capacity is available at the time when needed. A large part of Swiss generation capacity (more than 10 GW) is based on storage or pumped-storage hydropower – which is only able to produce when reservoirs are not empty. Therefore, the Swiss Federal Office of Energy has proposed a storage reserve that would pay storage operators to keep a minimum level of water in their reservoirs and thereby leave a part of their stored energy unused throughout the winter, unless specifically called up in a defined contingency situation (SFOE, 2018).

In the paper, we first outline the theory behind storage reserves and explain the economic fundamentals of storage reserve pricing. Second, we employ Swissmod, a DC load-flow electricity market model for Switzerland with a high degree of detail in hydropower, to model an electricity market with a storage reserve. We endogenously derive least cost competitive storage reserve procurement and then test the reserves in several shock scenarios, where we impose autarkies at varying lengths.

Economics of storage reserves

We define storage reserves as follows. Policy makers set a target amount of energy for the overall reserve and launch a procurement auction where storage operators bid to participate in the reserve. In addition to the energy requirement, there can also be a capacity requirement, which ensures that the water is reserved in reservoirs which have a sufficient electrical capacity to deliver the reserved energy in a maximum amount of time. This does not imply withholding of capacity during normal times, but only asks for the capacity to be existing.

⁶⁶ Zentrum für Energie und Umwelt, ZHAW, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, Tel. +41 58 934 44 03, ingmar.schlecht@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/cee/>

⁶⁷ ETH Zürich, Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), CH-8092 Zurich, <https://cepe.ethz.ch/>

⁶⁸ Universität Basel, CH-4002 Basel, <https://fonew.unibas.ch/de/>

Such a storage reserve reduces the useable volume of reservoirs but leaves the amount of water that can be turbinated over the year unchanged. It thereby reduces the value of stored water, because the limited amount of useable storage capacity for normal times reduces the ability to capture the highest prices of the year.

Due to the structure of opportunity costs across storage plants, it is cheaper for those with large reservoirs relative to electrical capacity to reserve energy. In a competitive auction they would bid lowest and be chosen. However, as Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. shows, they might not be helpful to increase supply security in critical time periods, highlighting the need for additional capacity requirements.

To derive costs and effectiveness of storage reserves, we then run the Swissmod DC load flow model extended with a storage reserve. The details of the numerical modelling will be in the full paper.

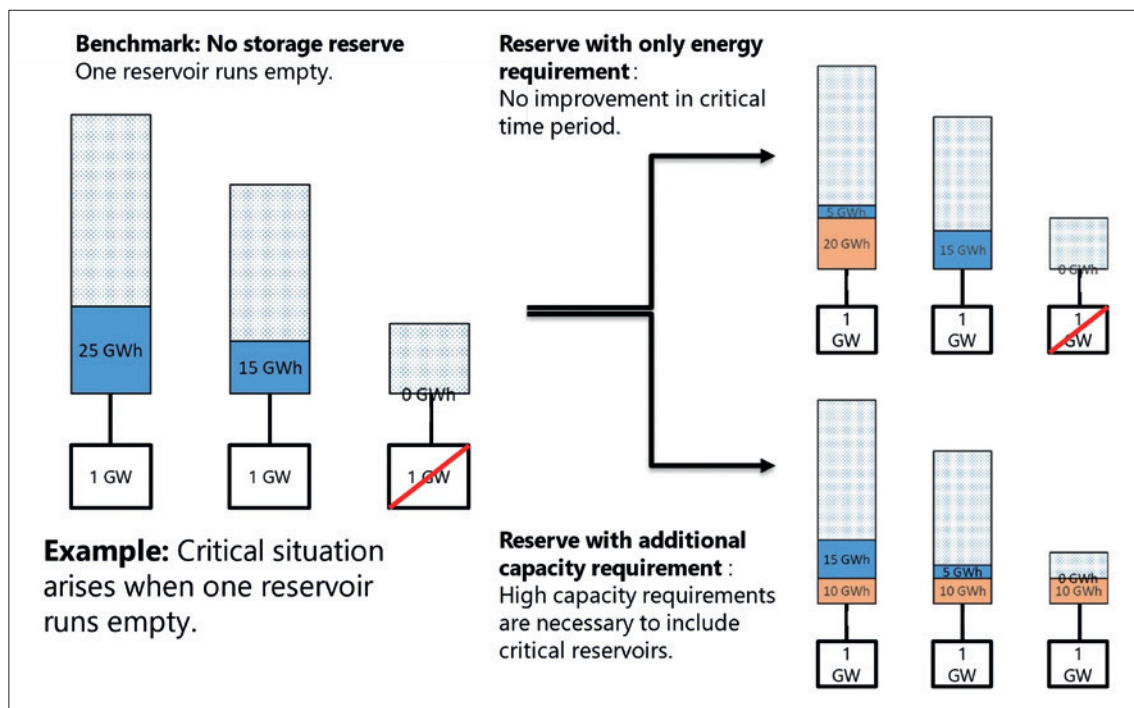


Abbildung 13: Storage reserve in a critical situation and the effects of capacity requirements

Results and conclusions

Our conclusions from the numerical modelling and our theoretic considerations are fourfold.

1. A storage reserve is **not necessary for foreseeable scenarios** and weather conditions. To create conditions severe enough to make a storage reserve necessary in our modelling, we had to impose artificial autarky scenarios (1 day, 2 days, 2 weeks and 4 weeks of a complete cut to imports into Switzerland) that strike in the worst of all moments, i.e. when storages run empty at the end of the winter.

2. The **design** of a storage reserve **matters**. A storage reserve can put a focus on energy withholding or on capacity withholding or a combination of the two. These differences in design have a strong influence on its performance for different target situations. If a storage reserve should prevent short-term and strong adverse shocks to the electricity system, it should have a capacity requirement. If it is meant to address long-term energy shortages, procurement of (large amounts of) withheld energy is sufficient. The combination of both is very expensive, so policy makers should define the goal (addressing short- or long-term supply issues) and chose the appropriate design.
3. The **cost-benefit ratio** of a storage reserve highly depends on **the likeliness of the extreme events** it is designed for. That likeliness, however, is hard to specify, given that the kind of events are mostly in the political realm (concerning the allocation of cross-border capacity and Switzerland's participation in the European Single Market in Electricity) rather than the techno-economic one.
4. **Market power** is likely to be a problem in storage reserve procurement. Especially if the storage reserve is designed with a capacity requirement, in order to be effective that requirement will need to be high enough to make individual hydro operating companies pivotal in the bidding. With pivotal bidders, these can set arbitrarily high prices if there are no precautions against market power. The message to policy makers therefore is to think about the aspect of market power early in the design of the procurement scheme.

References

- Cepeda, Mauricio (2018).
Assessing cross-border integration of capacity mechanisms in coupled electricity markets.
Energy Policy, Volume 119, pp 28-40, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.04.016>
- SFOE Swiss Federal Office of Energy (2018).
Revision StromVG: Ausgestaltung einer Speicherreserve.
<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9416>
- SFOE Swiss Federal Office of Energy (2021).
Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2020.

2.23 Die Risikoprämie von Strom-Futures

Michael SCHÜRLE⁶⁹, Daniela ESCOBAR⁷⁰, Florentina PARASCHIV⁷¹

Themenzuordnung: Märkte

Zusätzliche Stichworte: Strom-Futures, Bewertung, Preismodellierung

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Abstract

Unter der Risikoprämie von Strom-Futures versteht man einen Aufschlag (oder ggf. Abschlag), den Marktteilnehmer zusätzlich zu den erwarteten Spotpreisen während einer bestimmten Lieferperiode für die Absicherung ihrer Produktion bzw. ihres Bedarfs an Elektrizität zu zahlen bereit sind. Aufgrund der Nichtspeicherbarkeit von Strom sind die sonst üblichen Ansätze zur Bewertung von Commodity-Futures und zur Bestimmung der entsprechenden Risikoprämien nicht auf Elektrizitätsmärkte übertragbar.

Mit Hilfe eines neuartigen Ansatzes, basierend auf einer Transformation der empirischen Verteilungen künftiger Spotpreise, untersuchen wir die Preisbildung von Strom-Futures in Abhängigkeit von Lastprofil, Laufzeit und Saisonalität. Neben der Quantifizierung der jeweiligen Prämien erlaubt die Methode Aufschlüsse über die Risikopräferenzen der Marktteilnehmer und berücksichtigt zudem den Einfluss von Ambiguitäten infolge der Wahl eines spezifischen Spotpreis-Modells. Dabei zeigt sich bei dem von uns verwendeten Regime-Switching-Ansatz zur Modellierung der Verteilungen künftiger Spotpreise eine hohe Vorhersagekraft für die beobachteten Futures-Preise.

⁶⁹ Institut für Operations Research und Computational Finance (ior/cf-HSG), Universität St.Gallen, Bodanstrasse 6, 9000 St.Gallen, Schweiz, michael.schuerle@unisg.ch

⁷⁰ London School of Economics, Department of Statistics, Houghton St, London WC2A 2AE, United Kingdom, d.escobar2@lse.ac.uk

⁷¹ Zeppelin Universität, Lehrstuhl für Finance, Am Seemooser Horn 20, 88045 Friedrichshafen, Deutschland und NTNU Business School, Klæbuveien 72, 7030 Trondheim, Norwegen, florentina.paraschiv@ntnu.no

2.24 How dependent is the swiss energy transition on developments in its neighboring countries?

Marius SCHWARZ⁷², Xuejiao HAN⁷², Pranjal JAIN⁷³

Themenzuordnung: Versorgungssicherheit, Nationale und regionale Energie- und Klimastrategien verschiedener Länder und Regionen, Energiespeicher

Zusätzliche Stichworte: Energiesysteme, Modellierung, Solarstrom mit Batteriespeicher

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Inhalt

Mit der Energiestrategie 2050 hat sich die Schweiz gegen die Kernenergie und für neue erneuerbare Energien entschieden. Obwohl Letztere aktuell nur einen kleinen Beitrag zum Schweizer Strommix beitragen, soll sich dies bis 2050 ändern: Die Stromproduktion von neuen erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Wind, Geothermie, ohne Wasserkraft) soll sich bis 2035 im Vergleich zu heute mehr als vervierfachen (17TWh) und bis 2050 fast verzehnfachen (39 TWh).⁷⁴ Strom aus Photovoltaik soll hierbei den mengenmässig grössten Beitrag leisten.⁷⁵

Während sich die Entwicklung in den verschiedenen Europäischen Ländern bisher nur geringfügig auf das Schweizer Energiesystem ausgewirkt hat – mit Ausnahme sinkender Stromhandelspreise aufgrund der aktuellen Überkapazität an Stromerzeugungsanlagen – wird sich dies auf dem Weg zu Netto-Null in Europa⁷⁶ sehr wahrscheinlich ändern. Unklar ist jedoch, wie sich Stromerzeugung und -nachfrage in den Nachbarländern entwickelt und wie sich diese Entwicklung im Detail auf die Schweiz auswirkt. Eine entscheidende politische Frage ist hierbei, ob und inwiefern die Erreichung der Zielwerte für neue erneuerbare Energien von den Entwicklungen in den Nachbarländern abhängig ist. Besonders für die Schweiz, die an 41 Stellen des Übertragungsnetzen mit dem Ausland verbunden und damit zentral in das physische Europäische Verbundnetz eingebunden ist, ist ein solches Verständnis wichtig. Zudem kommt es aufgrund des fehlenden Stromhandelsabkommen mit der EU zu zunehmenden Problemen bei der Netzstabilität und auf Grund von eingeschränkter Importfähigkeit.

Besonders Investitionen in neue Erzeugungs- und Speicherkapazitäten im Nachbarland beeinflussen inländische Investitionen. So führt zum Beispiel der Ausbau von Solarstrom in Deutschland, Italien, Frankreich, und Österreich zu einem Stromüberangebot an windigen,

⁷² ETH Zürich, Energy Science Center (ESC), mschwarz@ethz.ch

⁷³ ETH Zürich, Energy Science Center (ESC), pranjal.jain@esc.ethz.ch

⁷⁴ Entwurf des Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (<https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/67175.pdf>)

⁷⁵ Energieperspektiven 2050+ (<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-81356.html>)

⁷⁶ The European Green Deal (https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en)

sonnigen Stunden und schlussendlich zu sinkenden europäischen Stromhandelspreisen, ein entscheidender Einflussfaktor für Solarstrominvestitionen auch in der Schweiz. Gleichzeitig muss an sogenannten «Dunkelflauten» die Versorgungssicherheit trotz rückgängiger Stromproduktion der neuen erneuerbaren Energien sichergestellt werden. Flexibilitätsoptionen, wie bestehende Pumpspeicherkraftwerke oder Investitionen in Batteriespeicher, können physische und ökonomische Einflüsse abfedern.

In diesem Papier analysieren wir, wie sich die Entwicklungen in den Nachbarländern auf die Zielerreichung für erneuerbare Energien in der Schweiz auswirken können und, inwiefern sich politische Entscheidungsträger gegen die Einflüsse aus dem Ausland absichern können.

Methodik

Um die Wechselwirkungen von Entwicklungen auf nationaler Ebene (i.e., Energiesysteme der Schweiz und Nachbarländer) und lokaler Ebene (i.e., Investitionen in dezentrale erneuerbare Energien) zu analysieren, verknüpfen wir ein Energiesystemoptimierungsmodell (ESOM) (national) mit einem agentenbasiertes Modell (ABM) (lokal)⁷⁷. Das ESOM optimiert hierbei das Schweizer Energiesystem, abhängig von den Entwicklungen in den Nachbarländern. Entscheidende Einflussfaktoren für die Investitionsentscheidungen in dezentrale Erneuerbare Energien (z.B., Solarstromvergütung, Strompreise) werden anschliessend an das ABM weitergegeben. Das ABM ermöglicht hierbei eine genauere Darstellung der Entscheidungsfindung einzelner Akteure (z.B., Gebäudeeigentümer) als dies mit ESOMs möglich ist, da neben ökonomischen Faktoren, wie der Profitabilität der Investition, auch soziale Faktoren, wie Nachbarschaftseffekte, berücksichtigt werden können. Der jährliche Ausbau von dezentralen erneuerbaren Energien fliesst anschliessend wieder zurück in das ESOM, welches die Optimierung entsprechend aktualisiert.

Wir simulieren vier Szenarien um die Auswirkung von Entwicklungen der installierten Stromerzeugungs- und -speicherkapazitäten der Nachbarländer auf das Erreichen des Zielwerte für neue erneuerbare Energie in der Schweiz zu testen. Wir variieren hierbei Solarstromerzeugung (gering/hoch) und Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen (gering/hoch) in den Nachbarländern. Darüber hinaus variieren wir die Stromhandelsbeschränkungen (verbessert/verschlimmert) für jedes dieser Szenarien.

(Erwartete) Ergebnisse

Tabelle 1 zeigt unsere Hypothesen zu den Ergebnissen der vier Szenarien unter aktuellen Stromhandelsbeschränkungen. Generell gilt, je mehr Solarstrom und je weniger Flexibilitätsoptionen im Ausland hinzugefügt werden, umso schwieriger wird es inländischen Solarstrom zu exportieren und umso weniger attraktiv werden inländischen Investitionen in Solarstrom. Verbesserte Stromhandelsbedingungen (insbesondere höhere Transferkapazitäten) verstärken diese Effekte weiter und führen zu einem grösseren Einfluss von den Nachbarländern. Umgekehrt würden stärkere Stromhandelsbeschränkungen inländische Investitionen in Solarstrom attraktiver gestalten.

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

Da verbesserte Stromhandelsbedingungen zwischen der Schweiz und der EU in den nächsten Jahren wohl nicht eintreten werden⁷⁸ aber langfristig als notwendig für die Stromversorgungssicherheit gelten, können politische Massnahmen das Erreichen der Zielvorgaben für neue erneuerbare Energie unterstützen. Beispiele sind höhere finanzielle Anreize bei sinkenden Stromhandelspreisen (oder ein Fortführen bestehender Anreize bei gleichzeitig sinkender Technologiepreise) und regulatorische Vorgaben (wie eine Solarstrompflicht bei Neubauten). Eine entscheidende Frage ist auch, ob die Zielwerte für neue erneuerbare Energien ohne Berücksichtigung der Entwicklung in den Nachbarländern gesetzt werden sollten. Ähnlich wie in der aktuellen Diskussion um die Wasserstoffproduktion in Europa, kann eine internationale Absprache zu geringeren Kosten führen als nationale, isolierte Strategien.

		Solarstromerzeugung	
		Hoch	gering
Flexibilitätsoptionen	Gering	▪ Genereller Überschuss an Strom in sonnigen Stunden ▪ Export von inländischem Solarstrom schwierig (Curtailment hoch) ▪ Extrem niedrige (negative) Strommarktpreise in sonnigen Stunden ▪ Import von Solarstrom günstig ▪ Geringe Anreize für weiteren Ausbau von Solarstrom im Inland	▪ Export von Solarstrom möglich, aber hauptsächlich inländischer Verbrauch ▪ Bestehende und neue Speicher gleichen Stromnachfrage und -angebot aus ▪ Strommarktpreise ohne grosse Schwankungen ▪ Anreize für weiteren Ausbau von Solarstrom in Inland vorhanden
	Hoch	▪ Neue Flexibilitätsoptionen gleichen variable Solarstromerzeugung aus ▪ Strommarktpreise ohne grosse Schwankungen ▪ Anreize für weiteren Ausbau von Solarstrom in Inland vorhanden	▪ Export von Solarstrom profitabel ▪ Kein Bedarf an inländischen Batteriespeichern ▪ Strommarktpreise flach über den Tag hinweg ▪ Starke Anreize für weiteren Ausbau von Solarstrom in Inland vorhanden

Tabelle 1: Übersicht Hypothesen zu den vier Szenarien.

⁷⁸ Das Institutionelle Abkommen Schweiz-EU wird nicht abgeschlossen (<https://www.eda.admin.ch/eda/de/home/das-eda/aktuell/news.html/content/eda/de/meta/news/2021/5/26/83705.html>)

2.25 Kleinst-Biogasanlage auf dem Crap Sogn Gion

Florian RÜSCH⁷⁹, Hans-Joachim NÄGELE⁸⁰, Michèle SENN⁸¹

Themenzuordnung: Energie und Regionalentwicklung, Energie und Klima

Zusätzliche Stichworte: Regionale Szenarien und Strategien zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050, Kreislaufwirtschaft

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Inhalt

Im Jahr 2018 entstanden im Skigebiet rund um das Galaaxy 31'750 kg Speiseabfälle, welche gegenwärtig in einer Biogasanlage in Cazis verwertet werden. Die Weisse Arena Gruppe (WAG) plant im Sommer 2023 eine Renovation durchzuführen, wobei sie auch ökologische Ziele verfolgt. Die ZHAW hat geprüft, ob eine Biogasanlage auf dem Crap Sogn Gion eingeplant werden sollte, um die Speiseabfälle vor Ort energetisch zu verwerten. Dabei wurde geprüft, ob der Bau einer Biogasanlage auf dem Crap Sogn Gion sinnvoll und wirtschaftlich rentabel ist.



Abbildung 1: Die Bergstatin Galaaxy auf dem Crap Sogn Gion 2252 M.ü.M. (Bild: Dani Amman)

Methode

Um zu prüfen ob der Bau einer Biogasanlage auf dem Crap Sogn Gion sinnvoll und wirtschaftlich rentabel ist, wurden fünf Substratszenarien, welche das Substrataufkommen und dessen Qualität simulieren, erstellt. Dabei wurde das Substratszenario favorisiert, bei welchem alle Speisereste der WAG, eine prognostizierte Zunahme infolge von erhöhtem Sommertourismus, Molke von der Senneria Surselva aus Disentis und Speisereste eines gegenwärtig noch nicht bekannten lokalen Betriebes, welcher nicht derselben Saisonalität unterliegt wie das Skigebiet, miteinbezogen wurden.

⁷⁹ ZHAW, Einsiedlerstrasse 31, CH-8820 Wädenswil, Tel. +41 58 934 56 62, ruec@zhaw.ch, www.zhaw.ch

⁸⁰ ZHAW, Einsiedlerstrasse 31, CH-8820 Wädenswil, Tel. +41 58 934 50 41, naeh@zhaw.ch, www.zhaw.ch

⁸¹ ZHAW, Einsiedlerstrasse 31, CH-8820 Wädenswil, Tel. +41 76 397 72 13, senl@zhaw.ch, www.zhaw.ch

Resultate

Die Speisereste der WAG, inklusive einer prognostizierten Zunahme infolge von erhöhtem Sommertourismus, Molke von der Senneria Surselva aus Disentis und den Speiseresten eines gegenwärtig noch nicht bekannten lokalen Betriebes ergeben jährlich zusammen rund 122 t Frischsubstanz, wodurch ein Methanertrag von ca. 5'000 m³/a erzielt werden könnte. Anhand der Substratmengen wurde eine potenzielle Anlage dimensioniert. Basierend auf Offertenanfragen wurde gezeigt, dass die Investitionskosten zwischen 85'700 CHF und 110'850 CHF liegen. Die Gestehungskosten von Strom und Wärme kommen zwischen 20.5 bis 86.9 Rp/kWh zu liegen. Für die Nutzung des Biogases wurde die Stromgewinnung mittels Blockheizkraftwerk, der Betrieb einer Gasheizung und eines Saunaofens in Betracht gezogen. Nach wirtschaftlichen und ökologischen Argumenten schnitten die Gasheizung und der Saunaofen am besten ab. Ob die Anlage finanziell rentabel ist, hängt vom Substratmix, sowie dem Mehrwert, welcher mit dem Bau der Anlage generiert wird, indem diese als Marketinginstrument eingesetzt wird und so zur Steigerung des Bewusstseins über diese Technologie unter den Besuchern/ Tourismuskästen beiträgt.

2.26 NETZ: Nährstoff- und Energietechnik-Zentrum

Florian RÜSCH⁸², Hans-Joachim NÄGELE⁸³, Michèle SENN⁸⁴

Themenzuordnung: Energie und Regionalentwicklung, Energie und Klima

Zusätzliche Stichworte: Regionale Szenarien und Strategien zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050, Kreislaufwirtschaft

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Projektidee

Das Projekt «NETZ» erarbeitet Strategien und Konzepte zur Erschliessung des nachhaltigen, energetischen Potenzials von Substraten landwirtschaftlicher Herkunft, insbesondere in der Alpenregion. Die Grundidee basiert auf einer separaten Vergärung von festen und flüssigen Substraten zu Biogas und beinhaltet eine Separation der Vollgülle. Während die Dünngülle hofseitig in einer kleinen Low-Tech-Biogasanlage nassvergärt wird, werden Feststoffe in einer regionalen, grösseren Vergärungsanlage verarbeitet. Dadurch verringern sich Energieverluste und Geruchs-, sowie Treibhausgas-Emissionen. Das auf dem landwirtschaftlichen Hof produzierte Biogas wird zur Deckung des Energie-Eigenbedarfs an Wärme, Elektrizität und/oder Kraftstoff (Mobilität) verwendet, der regional produzierte Energieträger in Energienetze eingespeist.

In einem vorangegangenen Vortrag bei den Energiegesprächen Disentis wurden die Ideen und die Methodik dieses Projektes im Detail vorgestellt. Mit Fortschreiten des Projektes ist es nun möglich die ersten Ergebnisse aus den Projektregionen zu verschiedenen Themenschwerpunkten präsentieren.

Problemstellung

Das energetische Potenzial von Hofdüngern und landwirtschaftlichen Reststoffen ist insbesondere in den Gebirgsregionen weitestgehend ungenutzt. Die Vergärung solcher Substrate ist zwar längst technisch machbar, landwirtschaftliche Biogasanlagen sind aber in der Alpenregion trotzdem noch sehr wenig verbreitet. Die Vergärung von Hofdüngern ist in der Schweiz momentan noch wirtschaftlich unattraktiv, die heute installierte Anlagentechnik zu komplex und zu wenig standardisiert.

Zielsetzung

Das Projekt «NETZ» präsentiert eine Lösung, wie das Potenzial von Substraten landwirtschaftlicher Herkunft in Zukunft flächendeckend zur erneuerbaren Energieproduktion genutzt werden kann. Es vereint die Vorzüge der lokalen, hofseitigen Biogasproduktion

⁸² ZHAW, Einsiedlerstrasse 31, CH-8820 Wädenswil, Tel. +41 58 934 56 62, ruec@zhaw.ch, www.zhaw.ch

⁸³ ZHAW, Einsiedlerstrasse 31, CH-8820 Wädenswil, Tel. +41 58 934 50 41, naeh@zhaw.ch, www.zhaw.ch

⁸⁴ ZHAW, Einsiedlerstrasse 31, CH-8820 Wädenswil, Tel. +41 76 397 72 13, senl@zhaw.ch, www.zhaw.ch

und nutzt aber auch die Möglichkeiten der überbetrieblichen, regionalen Energieerzeugung aus Biomasse. Das ambitionierte Projektziel ist die Erarbeitung und Demonstration eines Konzepts, welches die energetische Nutzung von mindestens 60% des noch nutzbaren, nachhaltigen Hofdüngerpotenzials in der Schweiz ermöglicht.

Ergebnisse

Basierend auf den Ergebnissen zum Grundkonzept wurde die Arbeit in den 9 Themenschwerpunkten Potenzial, Ökologie, Nährstoffmanagement, rechtliche und politische Situation, Soziale Struktur, Technologie, Dimensionierung und Wirtschaftlichkeit in beiden Projektregionen aufgenommen. Dies soll einen umfassenden Einblick in ein regional zu realisierendes NETZ ermöglichen. Neben harten Fakten wie z.B. dem Potenzial, Dimensionierung und Wirtschaftlichkeit spielen dabei auch zahlreiche weiche Fakten eine Rolle welche bisher in diesem Umfang noch nicht betrachtet wurden. Auf der Tagung möchten wir erstmalig ein ganzheitliches Bild aufzeigen, welches die Nutzung von Hofdünger im Rahmen eines NETZ-Verbundes zur Energie- und Düngerproduktion mit Hilfe der Biogastechnologie ermöglicht. Um dies zu realisieren wurde das Potenzial der Regionen erhoben und daraus eine Dimensionierung (Abbildung 15) zur Ermittlung der Energie- und Nährstoffmengen, sowie zu den möglichen Anlagengrössen erstellt. Basierend auf diesen Informationen werden dann die dazu notwendige Technik (Abbildung 14) und die Wirtschaftlichkeit der hofseitigen als auch regionalen Varianten präsentiert.

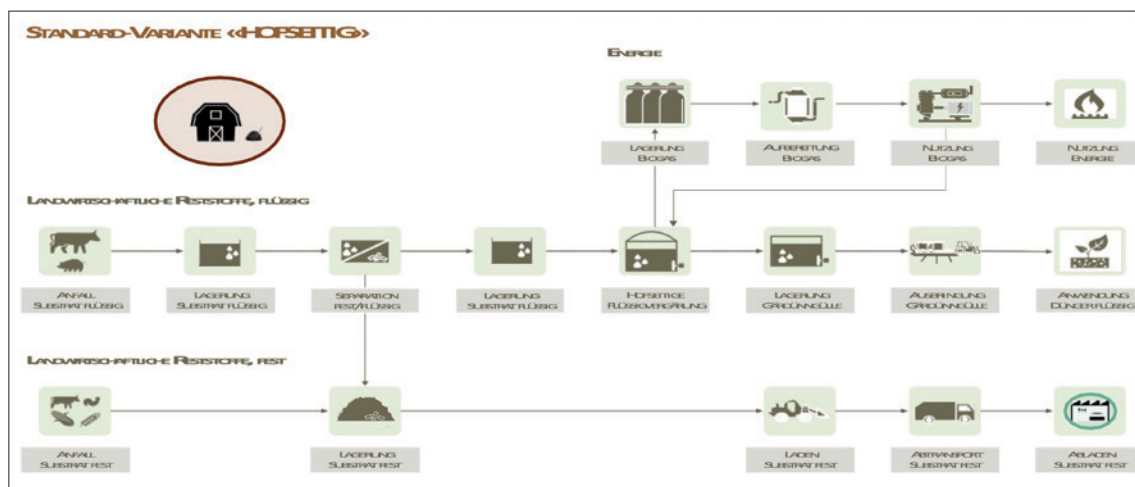


Abbildung 14: Standard-Variante einer hofseitigen Anlage (Darstellung: Florian Rüsch)

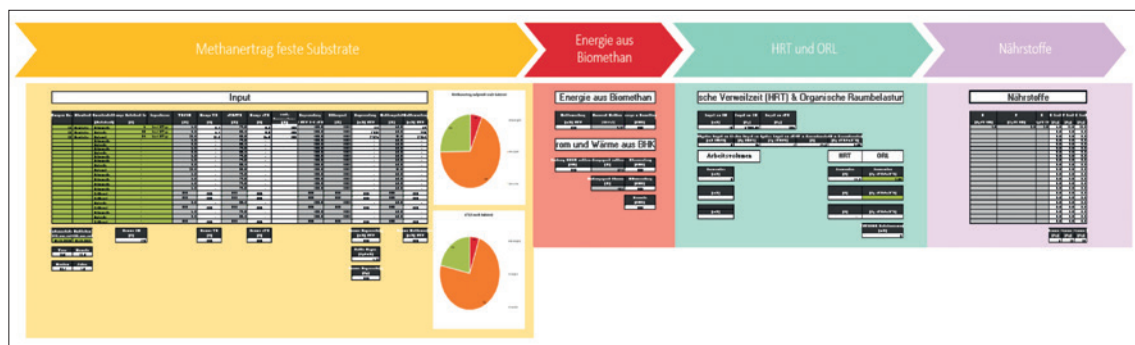


Abbildung 15: Excel-Tool zu Dimensionierung und Potenzialabschätzung der Anlagen

Bislang wurden im Rahmen solcher Untersuchungen weichere Fakten nur unzureichend und nicht ganzheitlich präsentiert. Aus diesem Grund scheitern bis heute noch viele Projektideen bereits im Ansatz. Im zweiten Teil des Vortrages werden Ergebnisse gezeigt, welche einen erheblichen Einfluss auf die Akzeptanz, die Umsetzbarkeit und damit auch auf die Wirtschaftlichkeit eines NETZ haben können (Abbildung 16).

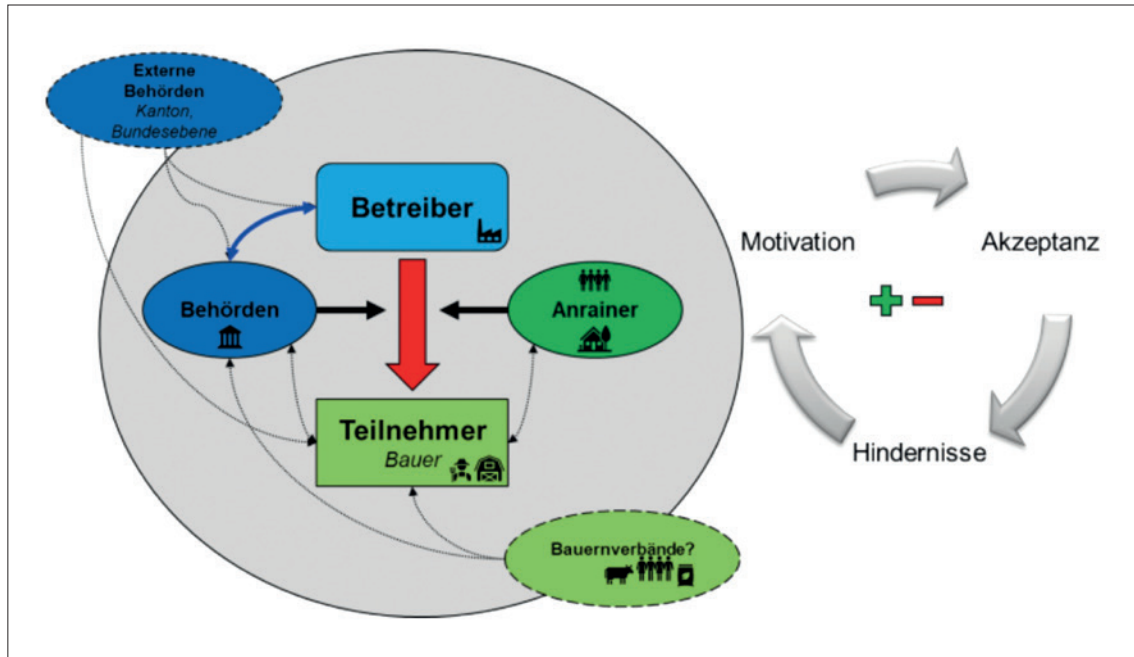


Abbildung 16: Interaktion der beteiligten Parteien (Darstellung: Anton Sentic)

2.27 Solarfassaden im alpinen Raum. Einsatz bei Gebäudeerneuerungen

**Prof. Christian AUER⁸⁵, Prof. Daniel A. WALSER⁸⁶,
Noëlle BOTTONI⁸⁷**

Themenzuordnung: Energie und Regionalentwicklung, Produktion, Speicher, Verteilung

Zusätzliche Stichworte: Architektur, Solarfassaden, Gebäudesubstanz

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Nachwuchsautorin: Noëlle Bottoni

Solarfassade bei Gebäudesanierungen

Die Nutzung von Solarenergie wird aufgrund der Ressourcenknappheit und der Klimaerwärmung immer wichtiger. Die Schweizer Regierung hat mit der Energiestrategie 2050 beschlossen, die Förderung von Elektrizität aus Photovoltaikanlagen zu verstärken. 20% des Strombedarfs sollen zukünftig aus PV-Anlagen gewonnen werden. Damit ist Photovoltaik ein wesentlicher Grundpfeiler des AKW-Ersatzes. Im Zusammenspiel mit Speichermöglichkeiten wie Batterien, Wasserstoff oder Methanol lässt sich mit der Photovoltaik eine autarke Strom- bzw. Energieversorgung erzielen. Während PV-Anlagen auf Dächern weit verbreitet sind, gibt es bis heute einen geringen Anteil von Beispielen von integrierter Photovoltaik in der Gebäudefassade bei bestehenden Gebäuden, insbesondere bei Bauwerken nach Sanierungen. Hauptsächlich fehlt hier eine Methodik wie aus den technischen Lösungen an bestehenden Gebäuden bei der Sanierung kein Flickwerk entsteht, sondern Architektur.

Inhalt

Die Integration von Photovoltaik in die Fassade ist eine aktuelle Thematik, die aber bis anhin kaum auf bestehende Bausubstanz oder in historischem Kontext Einsatz findet. Die ersten Leuchtturmprojekte zeigen sich fast ausschliesslich an Neubauten. Die wenigen existierenden Beispiele von Solarfassaden bei Umbauten und Sanierungen wurden aufgrund von schlechter Gestaltung meist negativ aufgenommen. Erst recht, wenn der ursprüngliche Bau architektonische Qualitäten aufweist, sich die Bauten in historischen Kontext befinden oder das Dorfbild durch das ISOS (Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz) geschützt ist. Daher existieren von verschiedenen Seiten berechnete

⁸⁵ Fachhochschule Graubünden FHGR, Institut für Bauen im alpinen Raum IBAR, Pulvermühlestrasse 57, 7000 Chur, Tel. +41 81 286 37 03, christian.auer@fhgr.ch, <https://www.fhgr.ch/personen/person/auer-christian/>

⁸⁶ Fachhochschule Graubünden FHGR, Institut für Bauen im alpinen Raum IBAR, Pulvermühlestrasse 57, 7000 Chur, Tel. +41 81 286 24 64, daniel.walser@fhgr.ch, <https://www.fhgr.ch/personen/person/walser-daniel-a/>

⁸⁷ Fachhochschule Graubünden FHGR, Institut für Bauen im alpinen Raum IBAR, Pulvermühlestrasse 57, 7000 Chur, Tel. +41 81 286 38 34, noelle.bottoni@fhgr.ch, <https://www.fhgr.ch/personen/person/bottoni-noelle/>

ästhetische, aber auch funktionale Vorbehalte gegenüber Sanierungslösungen mit Solarfassaden. Gerade im alpinen Raum ist diese Thematik verstärkt wichtig. Viele historische Dorfzentren sind durch das ISOS geschützt und der eine grosse Anzahl von sehr guten historischen Bauwerken, sollen ihren gesellschaftlichen und architektonischen Wert nicht verlieren.

Methodik

In dem Forschungsprojekt wird die Umsetzung von Solarfassaden an der bestehenden Bausubstanz überprüft und gestalterisch weiterentwickelt. Anhand von Projektarbeiten an konkreten Beispielen entwickelten Architekturstudierenden der Fachhochschule Graubünden im Herbstsemester 2021 Szenarien von möglichen Strategien, wie mit Solarfassaden bei einer Sanierung umgegangen werden könnte. Dabei wurde eine integrale Lösung zwischen Architektur, ursprünglichem architektonischem Konzept, der neuen Solaranlagen bzw. Solarfassaden und weiteren technischen Lösungen geprüft und geschaffen.

Konkrete Beispiele aus Davos

Das Forschungsprojekt zeigt auf, wie die neusten Technologien für Umbauten und Sanierungen verwendet werden können und welche gestalterischen Richtlinien dabei zu beachten sind. Die untersuchten Bauwerke befinden sich alle in Davos. Dabei wurden folgenden Forschungsfragen bearbeitet:

- Wie gestaltet man eine Solarfassade unter Berücksichtigung der bestehenden Bausubstanz?
- Was bedeuten die Solarfassaden für das Dorfbild (Insbesondere ISOS), die Umgebung und für die Umwelt?
- Wie bewältigt man die Bauungenauigkeiten bei einem Umbau? Solarelemente werden üblicherweise vorgefertigt und massgenau auf die Baustelle geliefert. Es muss eine Lösung gefunden werden, um Toleranzen aufzunehmen. In welche Bauteile/Baumaterialien lassen sich Solarelemente integrieren?
- Welche baurechtlichen Folgen oder Vorkehrungen müssen für die Verwendung von Photovoltaik an den Gebäudefassaden getroffen werden?
- Wie behandelt man historische oder denkmalgeschützte Bausubstanz?
- Welcher architektonische Spielraum besteht bei welchen Bautypologien: Wohnhäuser, Mehrfamilienhäuser, öffentlichen Bauten, Schulen etc.?

Ergebnisse

Ein riesiges Potential besteht bei der bestehenden Bausubstanz, die rund um die historischen Kerne entstanden ist, also meist in der Agglomeration steht. Hier besteht grösster Spielraum bei einer Sanierung mit Solarfassaden. Zentral ist aber, dass die ursprüngliche Idee eines Baues nicht vollends durch den Einsatz der neuen Technik verloren geht, sondern weiterentwickelt wird und dadurch der Bau insgesamt an Kraft und Ausdruck gewinnt.

Im historischen Kontext und im Bereich des ISOS kann nur mit sehr viel Fingerspitzengefühl agiert werden. Der mögliche Verlust an bestehenden architektonischen Qualitäten darf nicht unterschätzt werden. Diese Gebäude besten oft seit Jahrhunderten und haben rein schon durch ihr langes bestehen eine sehr positive Energienbilanz.

Generell ist es immer wichtig nicht auf eine einzige Massnahme zu setzen, sondern ein integrales Konzept zu entwickeln, dass mehrschichtig und aus verschiedenen Blickwinkeln (Architektur, Nutzung, Technik) Nachhaltigkeit behandelt. Nur so können für spezifische Situationen auch individuelle Lösungen entwickelt werden. Und diese Lösungen sind nie rein technischer Natur. Wenn die Orte auch touristisch genutzt werden, dürfen die Lösungen nie nur rein technisch motiviert sein. Architektur ist gerade im alpinen Raum ein wichtiger Pfeiler für eine nachhaltige Entwicklung.

2.28 Optimal Design of Dynamic Grid Tariffs

Sabine AUER⁸⁸, Patrick LUDWIG⁸⁹, Christian WINZER⁹⁰

Topics: Markets, trade and finance

Key words: Dynamic Tariffs, Demand Response

Relevant for mountainous regions: no

Junior author: Patrick Ludwig

Abstract

Time-varying dynamic grid tariffs can incentivize grid-serving behavior of load without requiring direct load control by grid operators. However, they need to be designed appropriately to avoid rebound peaks at the end beginning of low-tariff periods, as well as welfare losses due to unnecessary demand response activations. Based on a simulation of load profiles from flexible and non-flexible consumers in a simplified three node grid, we analyze the performance of different dynamic tariff designs with regards to their impact on grid overloads, welfare losses, equity, and profitability of different technologies.

Method

We simulate consumption profiles of flexible loads such as EVs, heat-pumps and wet-goods (washing-machines, dish-washers, tumble-driers) using a load-profile generator [1]. To determine the impact of dynamic tariffs on the residual load profiles, we assume that each household optimizes the dispatch of his flexible loads in a way that minimizes the sum of his electricity bill and the cost of load-shifting actions. The optimal dispatch is then calculated using a mathematical solver.

The tariffs, which we investigate, include standard time-of-use Tariffs, critical-peak-prices, capacity tariffs and direct load control. To increase the dispatch efficiency and avoid rebound peaks [2], [3], we also investigate dynamic tariffs with more continuous tariff levels, or regional variation between tariff levels.

Results

We compare the impact of the different tariffs along several metrics, such as:

- Overload of grid elements
- Welfare losses caused by unnecessary load restrictions
- Equity (cost (re-)distributions between flexible vs. non-flexible prosumers)
- Annual operation cost/ savings generated by technologies such as PV, Batteries, Heatpumps and EVs

⁸⁸ ELENA, Luisenstraße 53, D-10117 Berlin, sabine.auer@elena-international.com, <https://www.elena-international.com/>

⁸⁹ ZHAW, Center of Energy and Environment, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, Tel. +41 58 934 79 09, ludi@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/ueber-uns/person/ludi/>

⁹⁰ ZHAW, Center of Energy and Environment, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, Tel. +41 58 934 49 45, winc@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/de/ueber-uns/person/winc/>

References

- [1] N. D. Pflugradt,
«Modellierung von Wasser und Energieverbräuchen in Haushalten»,
TU Chemnitz, 2016.
- [2] Y. Sidqi, P. Ferrez, D. Gabioud, und P. Roduit,
«Flexibility quantification in households: a swiss case study»,
Energy Inform., Bd. 3, Nr. 1, S. 23, Okt. 2020, doi: 10.1186/s42162-020-00126-4.
- [3] S. R. Kuppannagari, R. Kannan, C. Chelmiss, A. S. Tehrani, und V. K. Prasanna,
«Optimal Customer Targeting for Sustainable Demand Response in Smart Grids 1»,
Procedia Comput. Sci., Bd. 80, S. 324–334, 2016, doi: 10.1016/j.procs.2016.05.324.

2.29 A comparison between quantity and price-based adjustment mechanisms for the eu ets market stability reserve

Rüdiger KIESEL⁹¹, Luca TASCHINI⁹², Jan WOLLMANN⁹³

Themenzuordnung: Marktstabilitätsreserve (MSR)

Zusätzliche Stichworte: Dekarbonisierung, Emissionshandel, MSR Redesign

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Nachwuchsautor: Jan Wollmann

Inhalt

Die aktuelle Regelung zur Marktstabilitätsreserve (MSR) des EU Emissions Trading System (EU ETS) definiert einen Korridor von 400–833 Mio. Zertifikaten, die jährlich im Umlauf sein sollen. Außerhalb des Korridors muss die EU mit der nächsten Auktion in den Markt eingreifen. Dabei werden basierend auf der Anzahl der aktuell in Umlauf befindlichen Zertifikate entweder zusätzliche Zertifikate aus der Reserve auf den Markt gebracht oder diesem entzogen und in die Reserve genommen.

Im Rahmen der Revision für Phase 4 des EU ETS wird aktuell diskutiert, ob die jährliche Anpassung der Menge der im Umlauf befindlichen Zertifikate nicht alternativ auf Basis des Zertifikatspreises anstatt der Anzahl der in Umlauf befindlichen Zertifikate vorgenommen werden sollte.

Anhand eines stochastischen Modells vergleichen wir beide Ansätze bezüglich des Erfüllungsaufwandes und berechnen für aktuelle Marktparameter die optimalen Anpassungsraten für beide Ansätze.

Methodik

In *Emissions trading systems with cap adjustments (2016)*, haben Kollenberg und Taschini ein optimales Steuerungsproblem aufgestellt, um zu bestimmen wie Firmen ihre Kohlendioxidemissions-Reduktionsmaßnahmen und ihren Emissionsrechtehandel zur Minimierung des Erfüllungsaufwands wählen müssen. Wir nutzen den gleichen mathematischen Rahmen, wobei die stochastische Differentialgleichung, welche die Dynamik der sich in Umlauf befindlichen Zertifikate abbildet, verändert wurde, um eine preisbasierte Anpassung zu modellieren. Das hieraus resultierende neue Kontrollproblem lösen wir und bestimmen die optimale Steuerung und die optimale Anpassungsrate. Hierbei ergänzen wir die Standardliteratur zusätzlich durch die Einführung von nicht-vernachlässigbaren Transaktionskosten.

⁹¹ Universität Duisburg-Essen, Universitätsstraße 12, 45141 Essen, Germany, Tel. +49 201 18-34963, ruediger.kiesel@uni-due.de, <https://www.lef.wiwi.uni-due.de/team/ruediger-kiesel/>

⁹² The Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, London School of Economics and Political Science, Houghton Street, London WC2A 2AE, UK, Tel. +44 20 7107 5211, l.taschini1@lse.ac.uk, <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/profile/luca-taschini/>

⁹³ Universität Duisburg-Essen, Universitätsstraße 12, 45141 Essen, Germany, Tel. +49 201 18-36649, jan.wollmann@uni-due.de, <https://www.lef.wiwi.uni-due.de/team/jan-wollmann/>

Ergebnisse

Für den preisbasierten Anpassungsmechanismus bestimmten wir die Anzahl der in Umlauf befindlichen Zertifikate explizit. Wir vergleichen den aus der Literatur bekannten mengenbasierten Anpassungsmechanismus mit dem von uns entwickelten preisbasierten Mechanismus. Unter der Annahme von normalverteilten Schocks auf die Menge der in Umlauf befindlichen Emissionszertifikate leiten wir mathematische Kriterien her anhand deren sich entscheiden lässt, ob eine Firma in einer gegebenen Periode die Compliance-Vorgaben bevorzugt durch Minderung der eigenen CO₂-Emissionen oder durch Handel mit Emissionszertifikaten einhält. Wir zeigen, dass sich dabei auch die Wahl des Mechanismus bzw. ein Wechsel des Mechanismus auf die Firmenentscheidung auswirkt.

Für beide Mechanismen untersuchen wir die Abhängigkeit der systemweiten Erfüllungskosten von der jeweiligen Anpassungsrate. Hierbei stellen wir fest, dass die Form der Kurve stark parameterabhängig ist und sich allgemein für beide Modelle unterscheidet.

3 Autorenverzeichnis

Prof. Christian Auer

*Fachhochschule Graubünden (FHGR),
Institut für Bauen im alpinen Raum (IBAR)
E-Mail: christian.auer@fhgr.ch*

Dr. Sabine Auer

*Elena international GmbH
E-Mail: sabine.auer@elena-international.com*

Prof. Dr. Julia Blasch

*VU Amsterdam
E-Mail: julia.blasch@vu.nl*

Prof. Dr. Regina Betz

*Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW),
Zentrum für Energie und Umwelt (CEE)
E-Mail: regina.betz@zhaw.ch*

Pablo Bischofberger

*Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW),
Institut für Nachhaltige Entwicklung
E-Mail: pablo.bischofberger@zhaw.ch*

Dr. Nina Boogen

*Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)
Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH)
E-Mail: annina.boogen@zhaw.ch*

Noëlle Bottoni

*Fachhochschule Graubünden (FHGR),
Institut für Bauen im alpinen Raum (IBAR)
E-Mail: noelle.bottoni@fhgr.ch*

Roberta Cvetkovska

*Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik
E-Mail: roberta.cvetkovska@unileoben.ac.at*

Dr. Sebastian de Pretto

*Universität Luzern, Institut Kulturen der Alpen
E-Mail: sebastian.depretto@kulturen-der-alpen.ch*

Jérôme Dujardin

*Swiss Federal Institute for Forest, Snow and Landscape Research (WSL),
Institute for Snow and Avalanche Research (SLF)
Swiss Federal Institute of Technology in Lausanne (EPFL)
E-Mail: jerome.dujardin@slf.ch*

Dr. Daniela Escobar

*London School of Economics, Department of Statistics
E-Mail: d.escobar2@lse.ac.uk*

Prof. Dr. Massimo Filippini

*Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH)
Università della Svizzera italiana
E-Mail: massimo.filippini@usi.ch*

Dr. Peter Flohr

*Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW),
School of Engineering
E-Mail: floh@zhaw.ch*

Dominique Foray

*Swiss Federal Institute of Technology in Lausanne (EPFL)
E-Mail: dominique.foray@epfl.ch*

Winston Gilcrease

University of Turin

Dr. Manuel Grieder

*Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW),
Zentrum für Energie und Umwelt (CEE)
E-Mail: manuel.grieder@zhaw.ch*

Dr. Marie-Charlotte Guetlein

*Grenoble Ecole de Management (GEM)
E-Mail: marie-charlotte.guetlein@grenoble-em.com*

Prof. Dr. Klaus Gugler

*Vienna University of Economics and Business (WU), Austria
E-Mail: klaus.gugler@wu.ac.at*

Sarah Hafner

*Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW),
Institut für Nachhaltige Entwicklung
E-Mail: hafs@zhaw.ch*

Ing. Wolfgang Haider

*Borealis Polyolefine GmbH
E-Mail: wolfgang.haider@borealisgroup.com*

Christoph Halser

*Norwegian University of Science and Technology (NTNU),
Business School
E-Mail: christoph.halser@ntnu.no*

Xuejiao Han

*Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH),
Energy Science Center (ESC)*

Dr. Adhurim Haxhimusa

*Fachhochschule Graubünden (FHGR)
E-Mail: adhurim.haxhimusa@fhgr.ch*

Dr. Sorin Ivanovici

*OMV Downstream GmbH
E-Mail: sorin.ivanovici@omv.com*

Pranjal Jain

Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH),

Energy Science Center (ESC)

E-Mail: pranjal.jain@esc.ethz.ch

Dr. Annelen Kahl

Swiss Federal Institute for Forest, Snow and Landscape Research (WSL),

Institute for Snow and Avalanche Research (SLF)

Swiss Federal Institute of Technology in Lausanne (EPFL)

E-Mail: annelen.kahl@slf.ch

Oliver Kalsbach

Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH),

Department of Management, Technology and Economics

E-Mail: okalsbach@ethz.ch

Prof. Dr. Thomas Kienberger

Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

E-Mail: thomas.kienberger@unileoben.ac.at

Prof. Dr. Rüdiger Kiesel

Universität Duisburg-Essen

E-Mail: ruediger.kiesel@uni-due.de

Dr. Joseph Kitzweger

Lafarge Perlmooser GmbH

E-Mail: joseph.kitzweger@lafargeholcim.com

Prof. Dr. Markus Lehner

Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Verfahrenstechnik

des industriellen Umweltschutzes

E-Mail: markus.lehner@unileoben.ac.at

Prof. Dr. Michael Lehning

Swiss Federal Institute for Forest, Snow and Landscape Research (WSL),

Institute for Snow and Avalanche Research (SLF)

Swiss Federal Institute of Technology in Lausanne (EPFL)

E-Mail: lehning@slf.ch

Thomas Leu

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW),

School of Management and Law, Fachstelle für Wirtschaftspolitik

E-Mail: thomas.leu@zhaw.ch

Mario Liebensteiner

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU)

E-Mail: mario.liebensteiner@fau.de

Rebecca Lordan-Perret

University of Basel

E-Mail: rebecca.lordan-perret@unibas.ch

Patrick Ludwig

*Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW),
Center for Energy and the Environment (CEE)
E-Mail: patrick.ludwig@zhaw.ch*

Reinhard Madlener

*RWTH Aachen University, Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN), School of Business and Economics, E.ON Energy Research Center
E-Mail: rmadlener@eonerc.rwth-aachen.de*

Dipl.-Chem. Markus Maly

*OMV Downstream GmbH
E-Mail: markus.maly@omv.com*

Simon Maranda

*Hochschule Luzern, Technik & Architektur,
Kompetenzzentrum Thermische Energiespeicher (CC TES)
E-Mail: simon.maranda@hslu.ch*

Dipl.-Ing. Christoph Markowitsch

*Montanuniversität Leoben
E-Mail: christoph.markowitsch@unileoben.ac.at*

Adan L. Martinez-Cruz

*Swedish University of Agricultural Sciences (SLU)
E-Mail: adan.martinez.cruz@slu.se*

Saranda Mjekic

*Hochschule für Wirtschaft und Umwelt, Institute for International Research on Sustainable Management and Renewable Energy (ISR)
E-Mail: saranda.mjekic@hfwu.de*

Hans-Joachim Nägele

*Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)
E-Mail: naeh@zhaw.ch*

Peter Nagovnak

*Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik
E-Mail: peter.nagovnak@unileoben.ac.at*

Klaus Neumann

*Energie Steiermark Technik GmbH
E-Mail: klaus.neumann@e-steiermark.com*

Sascha Nick

*Swiss Federal Institute of Technology in Lausanne (EPFL)
E-Mail: sascha.nick@epfl.ch*

Andreas Nicklisch

*Fachhochschule Graubünden (FHGR),
Departement Entwicklung im alpinen Raum,
Zentrum für wirtschaftspolitische Forschung (ZWF)
E-Mail: andreas.nicklisch@fhgr.ch*

Florentina Paraschiv

*Zeppelin University, Department of Finance
Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Business School
E-Mail: florentina.paraschiv@ntnu.no*

Ivan Petrov

Trinity College Dublin

Sebastian Rausch

*ZEW Leibniz Centre for European Economic Research, Mannheim,
Germany, Department of Economics
E-Mail: sebastian.rausch@zew.de*

Marc Ringel

*Brussels School of Governance, Vrije Universiteit Brussel
E-Mail: marc.ringel@vub.be*

Florian Rüsch

*Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)
E-Mail: ruec@zhaw.ch*

Marianna Russo

*NEOMA Business School, Paris, France
E-Mail: marianna.russo@neoma-bs.fr*

Katrin Salbrechter

*Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des
industriellen Umweltschutzes
E-Mail: katrin.salbrechter@unileoben.ac.at*

Jonas Savelsberg

*Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH),
Centre for Energy Policy and Economics (CEPE)
E-Mail: jsavelsberg@ethz.ch*

Moritz Schillinger

*University of Basel
E-Mail: moritz.schillinger@unibas.ch*

Dr. Ingmar Schlecht

*University of Basel
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW),
Zentrum für Energie und Umwelt
E-Mail: ingmar.schlecht@zhaw.ch*

Prof. Dr. Ulrich Schmid

*Universität St.Gallen (HSG), School of Humanities and Social Sciences
E-Mail: ulrich.schmid@unisg.ch*

Michael Schürle

*Universität St.Gallen (HSG), Institut für Operations Research und
Computational Finance (ior/cf-HSG)
E-Mail: michael.schuerle@unisg.ch*

Thomas Schütte

Mitglied Greenhouse Gas Strategy Group (VDMA/CIMAC)

E-Mail: t.schuette.ch@gmail.com

Marius Schwarz

Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH),

Energy Science Center (ESC)

E-Mail: mschwarz@ethz.ch

Christoph Sejkora

Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Michèle Senn

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)

E-Mail: senl@zhaw.ch

Dr. Matthias Speich

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW),

Institut für Nachhaltige Entwicklung

E-Mail: matthias.speich@zhaw.ch

Luca Taschini

London School of Economics and Political Science,

The Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment

E-Mail: l.taschini1@lse.ac.uk

Philippe Thalmann

Swiss Federal Institute of Technology in Lausanne (EPFL)

E-Mail: philippe.thalmann@epfl.ch

Evelina Trutnevyte

University of Geneva

E-Mail: evelina.trutnevyte@unige.ch

Dr. Silvia Ulli-Beer

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW),

Institut für Nachhaltige Entwicklung

E-Mail: silvia.ulli-beer@zhaw.ch

Dipl.-Ing. Michael Unfried

VERBUND Energy4Business GmbH

E-Mail: michael.unfried@verbund.com

Prof. Daniel A. Walser

Fachhochschule Graubünden (FHGR),

Institut für Bauen im alpinen Raum (IBAR)

E-Mail: daniel.walser@fhgr.ch

Remo Waser

Cowa Thermal Solutions AG

E-Mail: remo.waser@cowa-ts.com

Hannes Weigt

University of Basel

E-Mail: hannes.weigt@unibas.ch

Alexander Wimmers

RWTH Aachen University

E-Mail: alexander.wimmers@rwth-aachen.de

Dr. Christian Winzer

Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW),

Center for Energy and the Environment (CEE)

E-Mail: christian.winzer@zhaw.ch

Jan Wollmann

Universität Duisburg-Essen

E-Mail: jan.wollmann@uni-due.de

Prof. Dr. Jörg Worlitschek

Hochschule Luzern, Technik & Architektur,

Kompetenzzentrum Thermische Energiespeicher (CC TES)

E-Mail: joerg.worlitschek@hslu.ch

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

