



Energieforschungsgespräche Disentis 2021

Abstracts

Sammelband zu den 6. Energieforschungsgesprächen Disentis
20. – 22. Januar 2021

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 2021

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.

© 2021

ISBN 978-3-033-08346-2



INHALTSVERZEICHNIS

1	Vorwort der Gemeindepräsidenten der Standortgemeinden Disentis, Medel/ Lucmagn, Sedrun/Tujetsch	- 1 -
2	Vorwort Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe	- 2 -
2.1	Stiftungsrat Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe	- 3 -
3	Vorwort energia alpina	- 4 -
4	Vorwort EWA-energieUri	- 5 -
5	Organisation der Konferenz	- 6 -
6	Befreundete Organisationen	- 7 -
7	Abstracts der Vorträge	- 8 -
7.1	CO ₂ -Handel bei Netto-Null Emissionen – Was lässt sich da noch handeln?	- 8 -
7.2	Energiegewinnung aus Fettabscheiderinhalten in einem Tiroler Tourismusgebiet	- 12 -
7.3	Schweizerisches Wasserkraftpotenzial zur Stromerzeugung und -speicherung bis 2050	- 15 -
7.4	Investigations on the main causes for reduced performances during the early stage of life of rooftop PV systems	- 18 -
7.5	Deep Learning for Fault Detection: The Path to Predictive Maintenance of Wind Turbines	- 24 -
7.6	How Choice Complexity in Liberalized Markets Hurts the Demand for Green Electricity	- 27 -
7.7	Subsidizing Renewable Energies or Pricing Carbon? Causal Effects on Energy Storages	- 30 -
7.8	Power-to-Hydrogen. Ein geeigneter Ansatz zur Vermeidung von solarstromverursachten Netzengpässen	- 33 -

7.9	Partizipation in der Planung von erneuerbaren Energieanlagen: Die Sicht der Bevölkerung	- 35 -
7.10	Kohlenstoffrückbindung, Erneuerbare und Wasserstoff im Alpenraum	- 39 -
7.11	Cooperation with Incumbents in Scaling Strategies of Energy Cooperatives in France, Germany, and Switzerland: Indispensable Synergies or Faustian Bargain?	- 40 -
7.12	Der Rechtsrahmen einer Wasserstoffwirtschaft	- 43 -
7.13	Pricing electricity futures with distortion functions under model ambiguity	- 45 -
7.14	Scenarios for the Future Swiss Electricity System and the Role of Flexibility Options	- 46 -
7.15	Wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Notstromanlagen im Feldtest	- 49 -
7.16	Wasserstoff für die Energiewende	- 52 -
7.17	Zukünftige Produktion von alpinen Laufkraftwerken: Auswirkungen des Klimawandels, der Restwasserbestimmungen und technischen Optimierungen	- 54 -
7.18	How successfully do SIE-Initiatives contribute to EU Policy goals?.....	- 56 -
8	Autorenverzeichnis	- 57 -

1 Vorwort der Gemeindepräsidenten der Standortgemeinden Disentis/Mustér, Tujetsch und Medel/Lucmagn

Das Klima ändert sich rasant. In der ganzen Schweiz ist die Klimaerwärmung eindeutig nachweisbar. Die Schneefallgrenze steigt und die warmen Tage nehmen zu. Die Gletscher bilden sich zurück und die Durchschnittstemperaturen steigen um mehrere Grade. Der Klimawandel wird in den nächsten Jahren auf jeden Fall grosse Auswirkungen auf die Rahmenbedingungen der Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft haben. Für unsere Berggebiete bietet der Klimawandel jedoch auch Chancen. So profitieren wir einerseits von der Höhenlage, andererseits können wir uns frühzeitig Gedanken über touristische Angebote machen, welche die Attraktivität des Sommertourismus erhöhen sollen. Aber gerade auch im Energiesektor sollen Energieeinsparungen durch neue technische Lösungen dazu beitragen, die Energieeffizienz zu steigern. Die vermehrte Nutzung von erneuerbaren Energien, wie Wasser, Sonnenlicht oder das einheimische Holz stützt zudem eine nachhaltige Energienutzung. Die Alpenregionen verfügen somit über wichtige Energieressourcen. Die Energieforschungsgespräche sind eine gute Plattform, um über aktuelle Schwerpunkte zu diskutieren und Forschungsergebnisse auszutauschen. Durch die Einbindung der lokalen Politik, der Wirtschaft und anderer Partner profitieren diese direkt vom Wissen der Fachleute und deren interessanten und wichtigen Gespräche. Die Standortgemeinden freuen sich sehr, dass die AlpEnForCe die Energieforschungsgespräche auch dieses Jahr wiederum in unserer alpinen Region durchführt.

René Epp
*Gemeindepräsident
Disentis/Mustér*

Martin Cavegn
*Gemeindepräsident
Tujetsch*

Rico Tuor
*Gemeindepräsident
Medel/Lucmagn*

2 Vorwort Stiftung Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe

Herzlich Willkommen!

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

Vom 20. bis 22. Januar 2021 findet bereits die 6. Durchführung der Energieforschungsgespräche Disentis statt. Auch dieses Jahr dürfen wir wiederum nationale und internationale Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler begrüßen. Es erwartet uns ein spannender Dialog zwischen Forschung und Praxis, dessen Ergebnisse in konkrete Projekte im Gebirgsraum einfließen werden.

Die sich laufend verschärfenden coronabedingten Rahmenbedingungen führten final zur ausschliesslichen Online-Durchführung der diesjährigen Energieforschungsgespräche Disentis.

Wir bedanken uns herzlich bei den Standortgemeinden Disentis/Mustér, Medel Lucmagn und Sedrun Tujetsch sowie bei unseren zahlreichen Sponsoren und Gönnern. Ihre Unterstützung ermöglicht die Durchführung dieser Forschungskonferenz in Disentis.

Wir freuen uns auf neue Erkenntnisse aus der Energieforschung und auf interessante Gespräche mit Wirtschaft, Wissenschaft, Politik, Bürgerinnen und Bürgern und wünschen allen Teilnehmenden erfolgreiche «Energieforschungsgespräche Disentis 2021»!

Dr. Nadja Germann

Präsidentin des Stiftungsrats Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe

2.1 Stiftungsrat Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe

Dr. rer. publ. Nadja Germann

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

Dr. oec. Ivo Schillig

Stiftungsratsvizepräsident
Delegierter des Stiftungsrates und Geschäftsführer
Lehrbeauftragter an der Universität St.Gallen und Uribotschafter

Isidor Baumann

Mitglied des Stiftungsrates
Ständerat Kanton Uri und Uribotschafter

Clemens Berther

Mitglied des Stiftungsrates
Grossrat und Chef Dienststelle Platta, Gemeindevorstand Disentis

Peter Binz

Mitglied des Stiftungsrates
Vorsitzender der Geschäftsleitung des Benediktiner Kloster Disentis

Prof. Dr. oec. publ. Werner Hediger

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

Prof. Dr. iur. Sebastian Heselhaus

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

Dr. oec. Franz Hidber

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

Dr. rer. pol. Guido Käppeli

Mitglied des Stiftungsrates, Bauunternehmer, Honorarkonsul von Laos

Dominik Rohrer

Mitglied des Stiftungsrates
Unternehmensberater in der Energiewirtschaft, Kantonsrat Obwalden

Maurizio Togni

Mitglied des Stiftungsrates
Geschäftsführer TM.RESULTS GmbH

3 Vorwort energia alpina

Die in der Februarsession 2020 beschlossene Teilrevision des Energiegesetzes des Kantons Graubünden tritt am 1. Januar 2021 in Kraft. Ausserdem hat die Regierung des Kantons Graubünden die Energieverordnung (BEV) erlassen. Diese regelt insbesondere die Details der Anpassung an den Stand der Technik und die Förderbedingungen für den Bau von Photovoltaik-Anlagen an Bauten und Infrastrukturen. Damit soll insbesondere ein Beitrag zur Deckung der Winterstromlücke im Kanton Graubünden geleistet werden. Bedingung für die Gewährung von Beiträgen ist, dass die Photovoltaikanlagen an Bauten und Infrastrukturanlagen einen Neigewinkel von 60° oder mehr und eine Ausrichtung zwischen Ost, Süd und West aufweisen.

Die energia alpina unterstützt die Zielsetzungen des Kantons Graubünden und investiert weiter in erneuerbare Energieproduktionsanlagen. Da die Wasserkraft in der Gemeinde Tujetsch ausgeschöpft ist und sich Windkraftwerke aktuell in der inneralpinen Lage wenig eignen, konzentriert sich energia alpina auf Photovoltaikanlagen und Erdwärme.

Momentan werden die Investitionen der PV Anlagen vor allem nach den Eigenverbrauchsprinzip finanziert. Aus Sicht Kunde ist der Eigenverbrauch attraktiv, da er damit Netzkosten spart. Die Netzkosten werden nicht reduziert, sondern auf andere Kunden umgelagert, was mittelfristig zu einer Entsolidarisierung bei den Netzkosten führen kann. Für den Netzbetreiber als Investor ist daher Eigenverbrauch langfristig vorsichtig zu beurteilen.

energia alpina stellt Überlegungen an, ob andere sinnvolle und nachhaltige Lösungen denkbar sind. Eine Möglichkeit wäre ein zentralen grösseren Batteriespeicher, der auch für Netzsystemdienstleistungen eingesetzt werden könnte oder eine weitere Idee wäre die Sommerüberschussenergie über eine Luftwärmepumpe in das bestehende Erdsondenfeld des Anergienetz Sedrun zu speichern und somit die Wärmeleistung zu erhöhen.

Die Energiewende findet lokal statt. energia alpina unterstützt in Übereinstimmung mit den Absichten des Bundes und des Kantons die Energiewende und bietet ihren Kunden nachhaltige Lösungen.

energia alpina

Giusep Decurtins
VR Präsident

Ciril Deplazes
Geschäftsleiter

4 Vorwort EWA-energieUri

Investitionen in die einheimische Stromproduktion sind wichtiger denn je

2020 feierte EWA-energieUri seinen 125 Geburtstag. Doch zum Feiern blieb kaum Zeit. Im März 2020 rief der Bundesrat aufgrund der Corona-Pandemie die ausserordentliche Lage aus. Wir hatten uns auf ein besonderes Jahr anlässlich unseres Jubiläums gefreut – jetzt wurde daraus ein weniger erfreuliches besonderes Jahr für alle.

Trotz allen Schwierigkeiten und zusätzlichen Herausforderungen durften wir bei EWA-energieUri im vergangenen Jahr aber auch schöne und wichtige Erfolge in der Wasserkraft feiern: Wir konnten im Juni mit dem Spatenstich den Bau des Kraftwerks Palanggenbach starten, im September das Kraftwerk Schächen einweihen und im November das Kraftwerk Erstfeldertal in Betrieb nehmen. Diese drei Kraftwerke sind wichtig und wertvoll für die Stromproduktion. Sie liefern rund 60 Mio. Kilowattstunden erneuerbare nachhaltige Energie.

Die Corona-Pandemie hat uns gezeigt, wie wichtig einheimische und lokale Produktion ist, wenn internationale Lieferketten zusammenbrechen. Das gilt besonders für den Energiebereich. Unsere Stromproduktion ist eine tragende Säule der Wirtschaft und Gesellschaft. Einer der ganz grossen Trümpfe der Schweiz ist, dass wir die Energieproduktion selber in der Hand halten und steuern können. Denn mit den Lieferketten bricht auch sehr schnell die Solidarität zusammen und jeder ist sich selbst der nächste. Das hat uns das Beispiel der Schutzmasken schonungslos vor Augen geführt.

Genauso wichtig wie lokale Produktion ist lokale Wertschöpfung. Die Corona-Pandemie macht deutlich, dass unser Einflussbereich meist nicht global sondern im besten Fall lokal ist. In unserem unmittelbaren Umfeld können wir zusammenstehen und zueinander schauen: In der Gemeinde, im Kanton und schliesslich in der Schweiz.

EWA-energieUri hat in den vergangenen zehn Jahren in einem einmaligen Ausbauprogramm 12 neue Wasserkraftwerke realisiert. Zusammen mit unseren Partnern investierten wir gesamthaft 134 Millionen Franken in diese Kraftwerke. Rund drei Viertel davon oder gut 100 Millionen Franken blieben als Wertschöpfung in Uri und damit im lokalen Bereich. Der Bau der Kraftwerke sorgte für interessante Aufträge für das Urner Gewerbe und für Arbeit, auch während der Pandemie.

Die Wasserzinsen der EWA-energieUri-Gruppe haben durch unsere Ausbaustrategie um mehr als 50 Prozent zugenommen. Jährlich fliessen so zusätzlich 1,65 Mio. Franken in die Urner Staatskasse. Daneben generieren die neuen Wasserkraftwerke auch noch zusätzliche Steuereinnahmen für den Kanton und die Standortgemeinden. Und schliesslich sichern sie langfristig Arbeitsplätze in Uri für Bau, Betrieb, Erneuerung und Bewirtschaftung.

Neben unseren neuen Wasserkraftwerken haben wir unsere Eigenproduktion auch durch neue Photovoltaik-Anlagen deutlich erhöht. Wir nutzen unsere natürlichen Ressourcen so optimal wie möglich. Investitionen in die nachhaltige einheimische Stromproduktion sind wichtiger denn je. Erneuerbare CO₂-freie Energie schont Umwelt und Klima, die lokale Produktion generiert volkswirtschaftlichen Nutzen für viele – global denken und lokal handeln.

Werner Jauch

Vorsitzender der Geschäftsleitung EWA-energieUri

5 Organisation der Konferenz

Die Konferenz wird durch die Stiftung Alpines Energieforschungszentrum AlpEnForCe mit Vertreter/innen der Universität Luzern, der Fachhochschule Graubünden, dem Energy Science Center an der ETH sowie der École Polytechnique Fédérale de Lausanne (E-PFL) organisiert.



Dank:

Die Energieforschungsgespräche Disentis 2021 wurden ermöglicht, dank der ideellen und finanziellen Unterstützung durch die Standortgemeinden Disentis/Mustér, Tujetsch, Medel/Lucmagn und durch zahlreiche weitere Organisationen:



Weiter bedanken wir uns herzlich bei Raiffeisen Cadi und die Graubündner Kantonalbank, welche die Konferenz ebenfalls finanziell unterstützen.

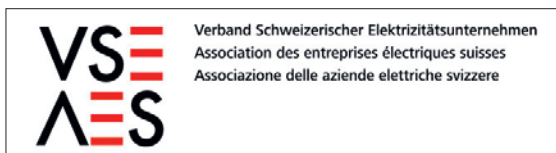


6 Befreundete Organisationen

Die Energieforschungsgespräche Disentis stehen im Austausch mit:



Die Energieforschungsgespräche Disentis 2021 stehen unter dem Patronat von:



Medienpartner:



7 Abstracts der Vorträge

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

7.1 CO₂-Handel bei Netto-Null Emissionen – was lässt sich da noch handeln?

Regina BETZ¹

Die Unterzeichnerstaaten verpflichten sich in Artikel 4 des Pariser Abkommens: «to achieve a balance between anthropogenic emissions by sources and removals by sinks of greenhouse gases in the second half of this century». Das heisst, dass nur so viel emittiert werden darf wie gleichzeitig wieder gespeichert wird, damit netto keine zusätzlichen Treibhausgase mehr in die Atmosphäre gelangen. Da weniger entwickelten Ländern längere Zeiträume für die Absenkung ihrer Treibhausgasemissionen eingeräumt werden, ist es für die Erreichung des 1.5°C-Ziels unabdingbar, dass die Industrieländer Netto-Null schon vor 2050 anstreben. Bewegungen wie *Fridays for Future* und *Climate Strike* fordern Netto-Null bereits 2030 bzw. spätestens 2035 ein. Wieviel teurer eine frühzeitigere Erreichung von Netto-Null sein wird, hängt vor allem von den Investitionszyklen der CO₂-emissionsintensiven Industrien ab. Um die im Pariser Abkommen gesetzten Ziele zu erreichen, setzen viele Länder Emissionshandelssysteme ein (z.B. China, Europäische Union, Schweiz, Neuseeland, Süd-Korea) bzw. sind dabei, diese zu implementieren (z.B. Mexiko). Wie soll aber ein Handelssystem für Treibhausgase aussehen, wenn das Ziel Netto-Null-Emissionen sind? Ideen zu dieser Frage werden in diesem Beitrag entlang von drei Unterfragen diskutiert:

1. Über welche Optionen verfügen wir heute, um Treibhausgase stark zu reduzieren oder sogar negative Emissionen zu erreichen?

Durch die Preissignale im Emissionshandel sollten neben klassischen Minderoptionen – wie der Substitution von fossilen Energieträgern durch die Elektrifizierung mit regenerativen Energieträgern wie Wind- und Sonnenenergie, dem direkten Einsatz von Biomasse oder der Steigerung der Energieeffizienz – auch Anreize für weitere Emissionsminderungen durch Materialsubstitution (Beton und Stahl durch Holz ersetzen) und «Circular Economy»-Ansätze (z.B. rezyklierter Beton) geschaffen werden. Jedoch können mit diesen klassischen Minderungsoptionen nicht alle Emissionen vermieden werden, vor allem im Bereich der Landwirtschaft, im Flugverkehr sowie in Industrien, bei denen durch chemische Prozesse CO₂ und andere Treibhausgase wie Methan oder N₂O emittiert werden. Hierzu zählen vor allem die Stahl- und Zementproduktion, aber auch die Chemieindustrie, deren Produkte sich nur zum Teil durch andere substituieren lassen (z.B. Tunnelbau, Brücken). Für diese verbleibenden Treibhausgasquellen müssen bei einem Netto-Null-Ziel neben einer Umstellung der Produktionsverfahren entweder aus regenerativen

¹ Regina Betz, Center for Energy and the Environment (CEE), Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW), betz@zhaw.ch

Energien generierter, sogenannter «grüner» Wasserstoff eingesetzt werden oder das Abscheiden und Speichern der CO₂-Emissionen direct an der Quelle – sogenanntes Carbon Capture and Storage (CCS) (Agora 2019).

Da mit diesen Verfahren keine hundertprozentige Emissionsvermeidung erreicht werden kann, müssen sogenannte negative Emissionstechnologien eingesetzt werden; d.h. in der Atmosphäre vorhandenes CO₂ muss aufgefangen und verpresst bzw. gebunden werden. Die Nutzung natürlicher CO₂-Senken wie Wälder und Böden, z.B. durch das Zuführen von Holzkohle oder Änderungen in der Art der Bodenbearbeitung, sind relativ kostengünstige Optionen mit langjährigen Erfahrungswerten. Sie bergen jedoch das Risiko, dass das gespeicherte CO₂ durch Waldbrände oder andere Einflüsse wieder freigesetzt wird (EASAC 2018). Mittlerweile sind auch technische Verfahren entwickelt worden, mit denen CO₂ direkt aus der Atmosphäre aufgefangen und in geeigneten Lagern im Untergrund gespeichert werden kann: z.B. hat das Schweizer Startup climeworks eine entsprechende Technologie entwickelt und in Island umgesetzt, wo das CO₂ in Salzlagern gebunden sehr sicher eingelagert werden kann. Negative Emissionen können auch durch die Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung und die anschliessende Speicherung der CO₂-Emissionen erreicht werden: sogenannte «Bioenergy with CCS».

2. Wo werden negative Emissionstechnologien eingesetzt werden?

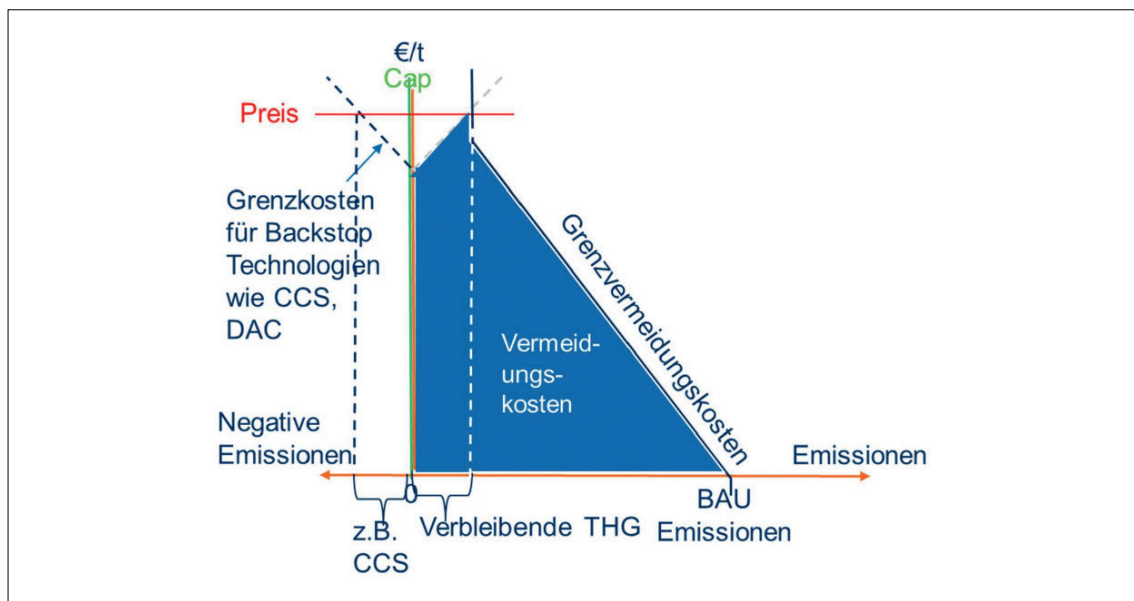
Wie alle Modelle zeigen, die Optionen für eine Beschränkung auf 1.5°C analysieren, ist dieses Ziel in der Mehrzahl der Länder nur unter erheblichem Einsatz von negative Emissionstechnologien – vor allem CCS – erreichbar. Dabei sind Hürden zu überwinden: CO₂- Speicherung erfordert Knowhow und geeignete Lagerstätten. In den meisten Ländern sind solche Lagerstätten selten und die Akzeptanz in der Bevölkerung gering («not in my backyard»). Daher kommen vor allem Lagerstätten vor der Küste in Frage. Dort sind in ehemaligen Gas- und Öllagern die Infrastruktur und das technische Wissen vorhanden; gleichzeitig entstehen aber lange Transportwege. Für eines der wenigen Pilotprojekt im Bereich CCS vor der Küste Norwegens wird der Transport per Schiff diskutiert. Regulatorische Rahmenbedingungen für CCS existieren bereits, so eine EU Richtlinie 2009/31/EG für die geologische Speicherung von CO₂, auf das im Rahmen der Emissionshandelsrichtlinie verwiesen wird; diese regelt bisher aber nur den Transport per Pipeline. Auch einige nationale Gesetze behandeln das Problem, darunter das Kohlenstoffspeichergesetz in Deutschland. Dieses behandelt auch die wichtige Frage der Haftung, da bei CCS das Risiko besteht, dass CO₂ beim Transport und/oder aus den Lagerstätten freigesetzt wird. In Deutschland ist vorgesehen, dass 10 Jahre nach Schliessung einer CO₂-Lagerstätte die Haftung auf den Staat übergeht. Zudem haben die Bundesländer die Option, sich nicht an CCS-Massnahmen zu beteiligen.

3. Warum sollten Firmen in negative Emissionstechnologien investieren?

Hier kommt der Emissionshandel ins Spiel. Wenn keine Emissionen mehr erlaubt sind, können keine Emissionsrechte mehr ausgegeben werden; damit stellt sich die Frage, was dann gehandelt wird und wie ein Marktpreis entsteht?

Der Emissionshandel bleibt ein geeignetes Instrument, da Firmen innerhalb dieses Systems jede Emission mit einem Emissionszertifikat ausgleichen müssen. Wie viele Emissionszertifikate ausgegeben werden, wird bislang vom Staat festgelegt, der die Zertifikate frei oder per Auktion an die Firmen verteilt. In einer Netto-Null-Welt müssten die Emissionszertifikate von denjenigen Firmen erzeugt werden, die negative Emissionen nachweisen können, wie z.B. Betreiber von CO₂-Lagerstätten. Diese würden die Emissionszertifikate an solche Firmen verkaufen, die ihre Emissionen nicht auf Null reduzieren können. In diesem System müsste jede Emission mit einem negativen Emissionszertifikat ausgeglichen werden, um das Netto-Null-Ziel zu erreichen; damit entsteht der Anreiz, in negative Emissionstechnologien zu investieren.

Sobald es teurer ist, Emissionen durch klassische Minderungsoptionen zu vermeiden, werden «Backstop-Technologien» wie CCS, grüner Wasserstoff und andere negative Emissionstechnologien wie direktes Abscheiden aus der Luft (DAC) zum Einsatz kommen. Dabei werden die billigsten Technologien zuerst genutzt werden. Folglich wird ein Marktpreis entstehen, der hoch genug sein muss, um negative Emissionstechnologien zu finanzieren, und der durch den Schnittpunkt zwischen klassischen Grenzvermeidungskosten und den Kosten der «Backstop-Technologien» bestimmt wird. Der Emissionshandel müsste daher so ausgestaltet sein, dass möglichst alle Emittenten und Emissionsquellen in das Emissionshandelssystem einbezogen werden und Emissionszertifikate vorweisen müssen. Emissionen beim Transport oder an den Lagerstätten müssen ebenfalls abgedeckt werden, wie es im Europäischen Emissionshandel – bis auf mobile Quellen wie Schiffe – derzeit schon der Fall ist. Welche der vorgestellten negativen Emissionstechnologien erlaubt sein werden, hängt von den Haftungsregeln ab und wie mit dem Risiko z.B. von Waldbränden innerhalb des Emissionshandels umgegangen werden wird. Dadurch, dass die Speicherstätten voraussichtlich in vielen Fällen im Ausland liegen werden, gilt es auch ein internationales Emissionshandelssystem bzw. internationale Offsets zu entwickeln, damit die Lagerung oder DAC dort erfolgen, wo diese am kostengünstigsten sind. Viele der dafür notwendigen Regeln sind schon in



anderem Zusammenhang oder in anderen Emissionshandelssystem implementiert und diskutiert worden: temporäre «Certified Emissions Reductions» unter dem Kyoto Protokoll für Forstprojekte und Einbeziehung von natürlichen Senken im Neuseeländischen Emissionshandelssystem, CCS-Regeln unter dem «Clean Development Mechanism», und andere mehr.

Um das Emissionshandelssystem fit für die Netto-Null-Welt zu machen, müssen neben kleinen technischen Anpassungen wie der Abschaffung von Schwellenwerten für die Teilnahme am Emissionshandel oder der Einbezug von mobilen Quellen, um auch Transport per Schiff oder LKW zu erfassen, vor allem neue weitere Regeln geschaffen werden. Zum Beispiel müssen Betreiber von negativen Emissionstechnologien die Möglichkeit haben, Emissionszertifikate zu generieren. Damit keine heisse Luft gehandelt wird oder «fake» negative Emissionen, müssen die Erfahrungen mit den Offsetsystemen unter dem Kyoto Protokoll z.B. Joint Implementation einbezogen werden. Weitere Fragestellungen sind: ab wann soll diese Umstellung erfolgen, damit möglichst erst alle klassischen Emissionsminderungsoptionen umgesetzt werden? Sollten neg.Emissionstechnologien gedeckelt sein und nur für «verbleibende» Treibhausgasquellen ermöglicht werden, da diese meist mit hohem Energie- und Landverbrauch verbunden? Gibt es Co-Benefits bei CCS im Inland/ mit Transport einbezogen, die bei «Direct Air Capturing» nicht anfallen, und wie könnte diesen im Emissionshandelssystem Rechnung getragen werden? Auch Wettbewerbsaspekte müssen adressiert werden, z.B. wie müsste ein Grenzausgleichsregime aussehen, um Wettbewerbsverzerrungen zu reduzieren, damit es zu keinen Firmenabwanderungen in Länder ohne entsprechende Klimapolitik kommt. Aber auch generelle Fragen wie die Akzeptanz für CCS in der Bevölkerung erhöht werden kann, sollten adressiert werden?

Referenzen

AGORA Klimaneutrale Industrie Studie 2019, https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_AEW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf

EASAC 2018, Negative emissions technologies. What role in meeting Paris Agreement Target?

EASAC policy report 35.

7.2 Energiegewinnung aus Fettabscheiderinhalten in einem Tiroler Tourismusgebiet

Anke BOCKREIS², Thomas LICHTMANNEGGER³

Themenzuordnung: Rohstoffe und Kreislaufwirtschaft, Erneuerbare Energien...

Zusätzliche Stichworte: Fettabscheider, Tourismus, Entsorgungslogistik

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Inhalt

Der alpine Raum Tirol stellt besondere Herausforderungen (Chancen und Risiken) an den Umgang von anfallenden Abfällen ebenso wie Abwasser. Dies ist zum einen durch die regionalen Gegebenheiten und zum anderen durch die starken saisonalen und tourismusabhängigen Schwankungen im Jahresverlauf bedingt. Der Fokus dieses Beitrags liegt auf der Entsorgungslogistik und der energetischen Verwertung von Fettabscheiderinhalten in einem Tourismusgebiets. Der Inhalt von Fettabscheidern kann als kostengünstige Rohstoffe für erneuerbare Energieerzeugung gesehen werden. Die optimale Nutzung kann durch eine Trennung der anfallenden Stoffe in Öl und Speisereste erreicht werden. Die abgetrennten Speisereste können in der Co-Vergärung zur Erzeugung von Energie genutzt werden; das abgetrennte Öl kann als Substrat für die Biodieselherstellung verwendet werden.

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

Anhand eines Modellgebiets in Tirol werden die Auswirkungen einer optimierten Fettabscheider-Wartung auf die Abscheideeffizienz der Anlagen sowie die Abwasserverschmutzung des Einzugsgebiets untersucht. Die durchgeführten Untersuchungen sollen dazu beitragen, technische, ökonomische und ökologische Optimierungspotentiale von Fettabscheidern zu ermitteln.

Methodik

Zuerst wurde untersucht, wie Fettabscheiderinhalte möglichst hochwertig genutzt werden können. Dazu wurden Proben aus der Fettabscheidern mit unterschiedlichem Zustand gezogen und hinsichtlich ihrer Qualität analysiert. Zur Messung des quantitativen Anteils

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

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

an Fett und Speiseresten wurden Proben aus der Schwimmschicht der Fettabscheider gezogen ebenso wie zur Messung der Fettqualität hinsichtlich der Biodieselherstellung. Zusätzlich wurden Abwasserproben aus dem Ablauf des Fettabscheiders gezogen.

Anhand eines Modellgebiets in Tirol werden die Auswirkungen einer optimierten Fettabscheider-Wartung auf die Abscheideeffizienz der Anlagen sowie die Abwasser- und Kanalverschmutzung des Einzugsgebiets untersucht. Um die Betriebe (Hotels und Restaurants) zu einer Teilnahme am Projekt zu bewegen, werden die Entleerungen der Fettabscheider vom Projektteam organisiert und ein Grossteil der Kosten für die Entleerungen aus dem Projekt beglichen. Eine erste Erfassung aller Fettabscheider soll den aktuellen Zustand der Abscheideanlagen beschreiben und das Volumen dokumentieren, um die optimale Routenplanung zu gestalten. Die Fettabscheider werden nach der Entleerung alle 3 Monate beprobt. Dadurch soll der optimale Zeitpunkt für die nächste Entleerung bestimmt werden, um kein Fett zu verlieren, aber auch keine überflüssigen Abfahrten zu erzeugen. Zudem wird die Auslegung/Dimensionierung der bestehende Abscheideanlage anhand der aktuell anfallenden Abwasserströme überprüft, so wie es für eine fünf Jahres Wartung laut ÖWAV-Regelblatt 39 in Österreich vorgesehen ist. Um die Auswirkungen von optimierten Entsorgungsintervallen auf das Abwasser und die Kanalisation zu untersuchen, werden in Pumpstationen Probennehmer installiert, die 24h-proportionale Mischproben nehmen. Diese Analysen werden jeweils in der Hochsaison und in der Nebensaison durchgeführt. Dies soll den Einfluss des Tourismus widerspiegeln. Das Abwasser wird auf die wichtigsten Kennwerte analysiert und es werden die lipophilen Stoffe gemessen. Die Entleerungen der Fettabscheideanlagen werden durch das Projektteam in Touren organisiert, was eine Einsparung in Arbeitsstunden und Anfahrtkosten bringen und sich somit positiv auf die Kosten der Entsorgung auswirken soll.

Ergebnisse

Die Zustandsbeurteilung der Fettabscheider, die in einer ersten Untersuchung beprobt wurden, fiel grossteils mangelhaft aus – mit sichtbare baulichen Mängeln, Korrosion und technische Gebrechen, die den ordnungsgemässen Betrieb des Abscheiders gefährden.

Die Abwasseranalysen der ersten Versuchsperiode lieferten ein gemischtes Bild der Belastungen in der Region. Die Fettfracht erreichte an Spitzentagen 470 kg Fett/d, schwankte jedoch sehr stark. Die erste Erhebung der Betriebe hat gezeigt, dass alle untersuchten Fettabscheider das Fettrückhaltevermögen überschritten haben. Dies zeigte sich durch massiven Austrag von Fetten im Ablauf. Der Zulauf von Abwasser in den Fettabscheider führte hierbei zu einem Ablösen von Fettklumpen, die in den Kanal verfrachtet wurden. Zudem zeigte sich, dass die vorhandenen Fettabscheider alle um das zwei bis dreifache unterdimensioniert sind, wenn sie überhaupt vorhanden sind.

Die nächsten Schritte sind nun eine Etablierung von regelmässigen Entleerungen um ein Überfließen des Fetts zu verhindern und somit den Fettgehalt im Abwasser massgeblich zu reduzieren.

Danksagung

Das Projekt FAFODI wird durch die Europäische Union, Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung, Interreg Österreich-Bayern 2014-2020 gefördert. Förderzeitraum: 11/2018-10/2021

Literatur

ÖWAV-Regelblatt 39 (2008): Einleitung von fetthaltigen Betriebsabwässern aus Gastronomie, Küchen und Lebensmittelverarbeitung in öffentliche Abwasseranlagen.

Lichtmanegger T, Kinzel C, Müller W, Bockreis A (2018). Energetische Nutzung von Fettabscheiderinhalten – Potenzial zur Erzeugung von Biodiesel und Biogas. Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft 70, 172-178.

7.3 Schweizerisches Wasserkraftpotenzial zur Stromerzeugung und -speicherung bis 2050

Robert BOES⁴, Gian GUIDATI⁵, David FELIX⁶

Themenzuordnung: Wasserkraft, Energiespeicherung, Versorgungssicherheit

Zusätzliche Stichworte: Integration neuer erneuerbarer Energien, Klimawandel, Ökologie

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Bisheriger Beitrag der Wasserkraft

Am *Schweizerischen Kompetenzzentrum für Energieforschung – Strombereitstellung* (SCCER-SoE) wurde die Rolle der Wasserkraft in der Schweiz heute und im Hinblick auf die Energiestrategie 2050 untersucht.

Die Wasserkraft trug netto rund **38 TWh/a** zur Netto-Stromerzeugung von 63 TWh/a in der Schweiz bei (jeweils Mittelwerte der letzten 10 Jahren). Mit einem Anteil von 60% ist die Wasserkraft die mit Abstand wichtigste erneuerbare Energiequelle (indirekte Nutzung von Sonnenenergie). Die Produktion der letzten 10 Jahre lag aufgrund von üblichen hydrologischen Schwankungen und vor allem infolge des Abschmelzens der Gletscher um rund 6% über der mittleren Produktionserwartung (Regelarbeitsvermögen für durchschnittliche hydrologische Verhältnisse), welche per 1.1.2019 gemäss Monitoring-Bericht des Bundesamtes für Energie 36 TWh/a betrug. Es werden folgende Kraftwerkstypen unterschieden:

- In Laufkraftwerken (17 TWh/a) wird die Elektrizität dann erzeugt, wann das Wasser anfällt. Aufgrund der Schnee- und Gletscherschmelze ist die Produktion im Sommerhalbjahr (April bis September, 11 TWh) grösser als im Winterhalbjahr (Oktober bis März, 6 TWh).
- In Speicherkraftwerken (21 TWh/a) hingegen kann bedarfsgerecht produziert werden, indem ein Teil des Zuflusses in den Stauseen vom Sommer in den Winter verlagert wird (**6.5 TWh**). So ist deren Produktion im Winterhalbjahr (10 TWh) fast so gross wie im Sommerhalbjahr (11 TWh).
- Pumpspeicherkraftwerke können auch grosse Mengen zeitweise überschüssiger elektrischer Energie rasch aufnehmen und mit geringen Verlusten bedarfsgerecht wieder abgeben.

Im Gegensatz zur Produktion ist der Schweizer Elektrizitätsverbrauch im Winterhalbjahr (ca. 34 TWh) höher als im Sommerhalbjahr (ca. 29 TWh). Seit 2002 wurden in den Winterhalbjahren bis zu 10 TWh netto importiert, mit einem Mittelwert von 4.4 TWh pro

⁴ Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie (VAW), ETH Zürich, Hönggerberggring 26, 8093 Zürich, 044 632 40 90, boes@vaw.baug.ethz.ch, <https://vaw.ethz.ch>

⁵ Schweizerisches Kompetenzzentrum für Energieforschung - Strombereitstellung (SCCER-SoE), ETH Zürich, Sonneggstrasse 5, 8092 Zürich, 044 632 31 60, gianfranco.guidati@sccer-soe.ethz.ch, <http://www.sccer-soe.ch>

⁶ Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie (VAW), ETH Zürich, Hönggerberggring 26, 8093 Zürich, 044 632 40 90, felix@vaw.baug.ethz.ch, <https://vaw.ethz.ch>

Winter in den letzten 10 Jahren. Dies entsprach im Mittel 14% der inländischen Nettoerzeugung im Winter. Über das Jahr gesehen ist hingegen die Schweizer Import-/Exportbilanz von Elektrizität in etwa ausgeglichen.

Energiestrategie 2050

Mit der Energiestrategie 2050 ist vorgesehen, auf die Kernenergienutzung im Inland zu verzichten (-24 TWh/a bzw. -13 TWh/Winterhalbjahr), die Wasserkraft soweit als noch möglich auszubauen (Zielwert 38.6 TWh/a) und die Elektrizitätsproduktion aus «neuen» erneuerbaren Energien wie Photovoltaik und Wind deutlich zu steigern (um eine Größenordnung von 10 – 15 TWh/a). Die Produktion von Letzteren hängt vom Wetter ab und variiert auch kurzfristig ausgeprägt. Weiter wird wegen des vermehrten Einsatzes von Wärmepumpen ein erhöhter Elektrizitätsverbrauch im Winter erwartet. Daher steigt der Bedarf an Speicherung grosser Energiemengen von der stündlichen bis zur saisonalen Zeitskala, um die zeitweise hohe Erzeugung aus Photovoltaik ins Elektrizitätsversorgungssystem integrieren zu können.

Veränderungen der Jahresproduktion aus Wasserkraft

Bei vielen bestehenden Wasserkraftanlagen besteht Sanierungsbedarf zur Erfüllung der heutigen Anforderungen bezüglich Ökologie: Erhöhte Restwassermengen, verbesserter Schutz und Wanderkorridore (Auf- und -abstiegsanlagen) für Fische und andere Wasserlebewesen typischerweise an Flusskraftwerken, reduzierte Schwall- und Sunkraten unterhalb von Speicherkraftwerken sowie nachhaltiges Sedimentmanagement. Nebst energie- und umweltpolitischen Veränderungen sind auch Veränderungen durch den Klimawandel zu erwarten (z.B. andere Verteilung der Abflüsse über das Jahr). Wenn Komponenten von bestehenden Wasserkraftanlagen ihre Lebensdauer erreichen oder bei Konzessionserneuerungen werden Effizienzsteigerungen und Ausbauten bestehender Wasserkraftanlagen möglich bzw. ökologische Verbesserungsmassnahmen vorgeschrieben. Weiter bieten sich in Gletscherrückzugsgebieten Chancen für neue Mehrzweckspeicher mit Wasserkraftanlagen (teilweise nach 2050). Es wurden folgende potentielle Veränderungen der Jahresproduktion aus Wasserkraft bis 2050 geschätzt:

Mehr- bzw. Minderproduktion aus Wasserkraft infolge...	Veränderungen in TWh/a		
Szenario	Pessim.	Mittel	Optim.
Erhöhte Restwassermengen gemäss Gewässerschutzgesetz	-3.6	-2.5	-1.9
Massnahmen für Fischschutz und –abstieg an Flusskraftwerken	-1.0	-0.4	-0.2
Modernisierung und Ausbau bestehender Wasserkraftanlagen	+0.9	+1.9	+2.7
Neue Gross- u. Kleinwasserkraft (inkl. in Gletscherrückzugsgebieten)	+0.7	+1.6	+2.5
Total Veränderungen	-3.0	+0.5	+3.1

Auf Grundlage der heutigen mittleren Produktionserwartung von 36 TWh/a ist der Zielwert von 38.6 TWh/a gemäss Energiestrategie 2050 in einem optimistischen Szenario erreichbar, jedoch nicht in einem mittleren, wahrscheinlicheren Szenario. In einem aus Sicht der Wasserkraftnutzung pessimistischen Szenario ist mit einem Rückgang der Produktionserwartung zu rechnen.

Veränderungen der saisonalen Speicherkapazität aus Wasserkraft

Die Speicherkapazität der bestehenden Stauseen in der Schweiz könnte um bis zu 2.9 TWh vergrössert werden, wenn die Talsperren von bis zu 26 grösseren Stauseen um bis zu 20% erhöht werden. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass bis 2050 nur ein Teil davon mit meist geringeren relativen Erhöhungsmassen realisiert wird. Zusammen mit neuen Speichern von Grosswasserkraftanlagen vor allem in Gletscherrückzugsgebieten wird die Vergrösserung des Speichervermögens auf bis zu rund 2.4 TWh geschätzt. Das bisher genutzte Speichervermögen von 6.5 TWh könnte so um gut ein Drittel gesteigert werden.

Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Produktionserwartung der Schweizer Wasserkraftwerke kann vermutlich netto nur wenig gesteigert werden, da gegenüber heute auch Produktionsminderungen infolge ökologischer Sanierungen zu erwarten sind. Mit aus Sicht der Wasserkraft günstigen Bedingungen für Aus- und Neubauten kann es knapp gelingen, den Zielwert der Energiestrategie 2050 zu erreichen.

Der Wert der Schweizerischen Wasserkraft besteht jedoch zukünftig noch mehr als heute in ihrer grossen Flexibilität. Mit dem Ausbau geeigneter Stauseen und einigen neuen Mehrzweckspeicherseen mit zugehörigen Kraftwerken insbesondere im Umfeld schwindender Gletscher könnte eine nennenswerte Steigerung der heutigen saisonalen Speicherkapazität erreicht werden. Dies würde dazu beitragen, den Nettoimportbedarf an Elektrizität im Winterhalbjahr zu begrenzen.

Da die Wasserkraft das Rückgrat des Schweizerischen Elektrizitätsversorgungssystems darstellt, ist sie von zentraler Bedeutung für die Energiestrategie 2050. Angesichts der langen Zeithorizonte für die Planung und Realisierung von Sanierungs-, Ausbau- und Neubauprojekten erscheint es wichtig, entsprechende Abklärungen und Studien baldmöglichst weiterzuverfolgen.

7.4 Investigations on the main causes for reduced performances during the early stage of life of rooftop PV systems

Domenico CHIANESE⁷, Mauro CACCIVIO⁸

Short introduction summary:

Durability and reliability of photovoltaic (PV) modules represent an important concern for module manufacturers, PV system installers and particularly for investors interested in a cost-competitive PV system with a reliable and predictable energy production during the modules' lifetime. The lifespan of a rooftop PV plant can be estimated around 25-30 years, while the oldest plant in Europe, installed at SUPSI, in Lugano, Switzerland, has exceeded 35 years of life [1]. As in any systems, defects and problems typically occur in the early years (childhood problems) and at the end of life of the system itself.

A PV rooftop system includes multiple elements whose lifespan depends not only on the reliability of the individual elements but also on design of the whole PV system, on quality of the installation and on maintenance over time [2]. The study of childhood problems includes all aspects that contribute to the operation of a photovoltaic system.

During 2019, 30 rooftop PV systems, built in the last 5-7 years, out of a total of approx. 4200 plants in Ticino (1.4% of the installed power in Ticino) were tested in accordance to international standard and inspected in the frame of a research project carried out by SUPSI. The aim of this project was to identify the most relevant critical issues during the early stage of operating life (up to 5-7 years old systems) through a series of inspections on plants with reduced energy yield and located in Ticino, Switzerland.

The objectives of the project were manifold: identify, classify and prevent defects that emerge after the first years of operation and correlate them with production at the beginning of life and improve knowledge of observed early stage defects in order to reduce costs and risks for both systems' owners and installers. The collected and measured data and the knowledge acquired were subsequently summarized and shared through workshops with stakeholders (designers, installers and owners of systems). Actions to reduce risks were proposed, both for existing plants and for new installations. The increase in the production of renewable energy of photovoltaic origin can only be stimulated by improving the quality of design, implementation and maintenance by the operators involved. As a result, the lifespan and reliability of photovoltaic systems will improve and the return on investment will correspond to what is expected.

Approach and results:

The 30 PV plants were chosen from those with reduced production or already with indications of defects, built in the last 5-7 years in Canton Ticino, Switzerland. A total of 560 strings were checked (I-V curve measurement, insulation measurement, visual inspection,

⁷ University of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland (SUPSI-PVLab), Campus Trevano, Canobbio, CH-6952, Switzerland domenico.chianese@supsi.ch

⁸ University of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland (SUPSI-PVLab), Campus Trevano, Canobbio, CH-6952, Switzerland mauro.caccivio@supsi.ch

etc.). 360 pictures with infrared thermography (IRT) were taken on half of the PV plants (14 out of 30 plants). The visual inspections were carried out directly or with the help of a drone. The traceability of defects was limited by the difficulty in accessing the roofs, in particular the pitched ones, for carrying out a detailed visual inspection of the modules and for carrying out infrared thermography.

The types of defects, errors or faults encountered during the analyses can be grouped into four different areas:

1. Errors in the design of the system
2. Plant or component construction errors (wiring, cables and connectors, modules, inverter ...)
3. Maintenance problems (soiling, fault traceability, ...)
4. Aging defects (faults, hot-spots, burns or oxidations in cells or connectors, ...)

The design «errors» found are mainly related to partial shading problems. Rarely due to component sizing problems. They are not necessarily the result of carelessness, but sometimes, simply, the customers' requests and objectives do not allow an optimal design and location of the strings and modules.

Construction errors can be divided into PV module construction errors and wiring or connection errors. The installer can avoid the wiring errors with a correct execution, but cannot always verify the quality of the components.

The degradation of the energy yield caused mainly by inadequate maintenance of the PV systems can be easily recovered with proper management (i.e. cleaning). However, careful design can limit the need for maintenance and correct user documentation facilitates the verification of malfunctions.

Results of electrical characterisation:

The measurements of the current-voltage characteristic carried out on each string of the 30 PV fields, allows to compare the maximum real power P_{max} , measured in real conditions but extrapolated to STC, with the nominal power P_{nom} at STC declared in the module datasheets. P_{nom} is multiplied by the number of modules per string to obtain the P_{max} of reference at string level.

The sum of the rated powers at STC does not consider the losses in the cables nor that in the connectors. The differences found therefore correspond to the sum of all the loss parameters of the DC wiring part (cables and connectors), the measurement precision (precision of the equipment and sensors, alignment of the sensors, etc.) and the actual defects that we want to determine.

The graph in Figure 1 shows the differences between the rated power of all the strings and the measured power extrapolated to STC.

Even considering the accuracy of the outdoor measurements not high, the number of strings with a degradation (or difference) of power above 15% is impressive. The greatest power differences are found in strings with permanent or partial shading. The large number of strings with power degradation greater than 25% indicates that more attention must be paid to these aspects during the design phase.

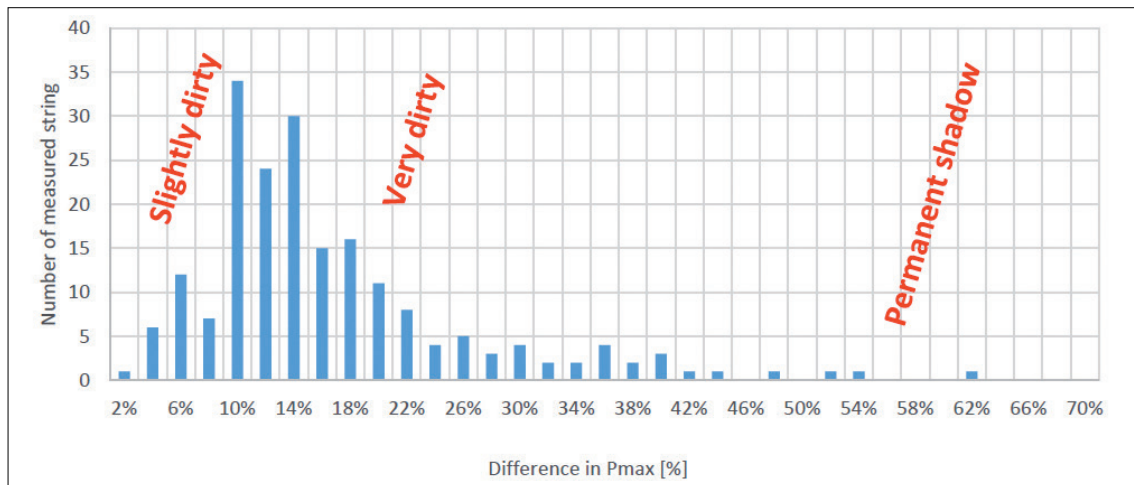


Figure 1: Degradation of the string power Pmax measured (STC) with respect to Pmax nominal (STC).

In the majority of the strings, the power degradation is due to an excessive dirt on the modules. There is a 15-25% degradation in very dirty PV fields and a 5-15% degradation in only slightly dirty PV fields.

Considering that the selected plants correspond to plants less than 7 years old and in which a decrease in energy yield was already known, maintenance of the plants appears to be a fundamental element for keeping a good energy yield throughout the lifespan, given that the planning has been carried out in a competent manner. It follows that the traceability of defects or the decrease in power is a fundamental element in maintenance.

Soiling:

At almost all locations, soiling of the solar modules can be seen at the edges of the modules or covering completely the modules. Only a few projects show heavily soiled solar modules where hotspots are formed (Figure 2).

Long-term soiling effects seem to be a driver of observed performance loss rates in particular in less tilted modules.

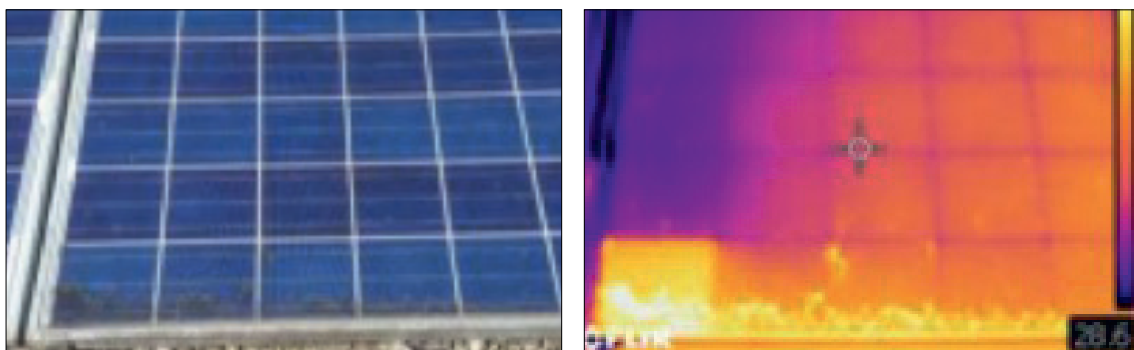


Figure 2: Heterogeneous soiling on the edges of the modules with corresponding hot-spots.

Dirt on the modules is present in most of the systems analyzed. The causes can be manifold:

- PV modules with little inclination ($10^{\circ} - 15^{\circ}$)
- Edge of the module near the surface of the flat roof.
- Trees nearby
- Factories or nearby traffic

Dirt can be fairly uniform with loss of transparency in all cells of the module. It can also be uneven, with accumulations at the edges of the module or there can be dirt from bird droppings or from stains of various kinds or leaves or even stones.

Aging defects or glass breakage:

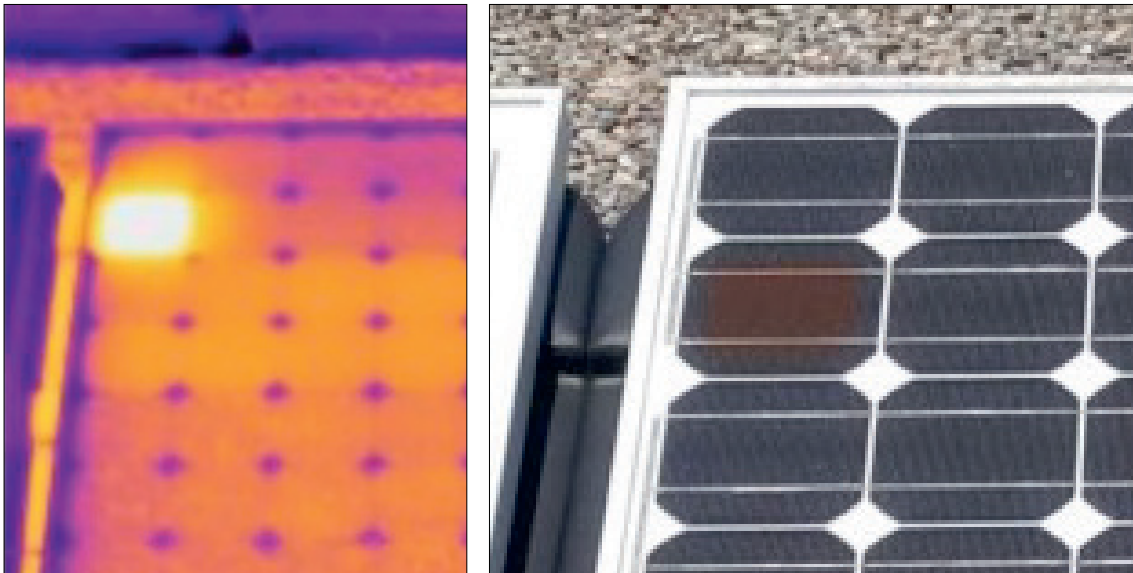


Figure 3: thermal hot-spot and browning.

In some situations, hot-spots and incorrect wiring led to total failures: 3 broken modules were found and in a string box a fused connectors was found.

The visual inspection showed also other damages and blistering in modules, discolouration of PV cells and corrosion of the bus bars which can be related to the hotspots observed in the IR images.

Some malfunctions and power limitations have been observed in inverters located in dirty environments. The lack of maintenance and cleaning has led to the obstruction of the ventilation filter. Immediate troubleshooting is not always economical, but a correct and simple maintenance is enough to prevent performance loss rates.

Severity of defects / errors / faults:

1. Incorrect wiring of parallel strings (Y connector) and fuses (parallel fuses, strings are not protected)
Connector overheating currents in the modules led to danger of burns / fire
Danger of high currents in the modules led to danger of burning / fire
2. Hot-spot cells for defects in the module led to danger of burning / fire
3. Glass breakage (from hot-spots, impact, ...) Persistent partial shadows led to thermal hot-spots and reduction of insulation resistance (Rins, safety problems)
4. Temporary partial shadows led to thermal hot-spots
5. Dirt on the modules led to thermal hot-spots and power decrease
6. Obstruction of ventilation in the inverters led to power decrease
7. Microcrack cells led to cell degradation
8. Cell contact oxidation led to cell degradation

Occurrence of defects / errors / faults:

The occurrence of defects in these systems is shown in Table 1. In almost all the strings, the measured power extrapolated to STC was, as expected, lower than the rated power. In addition to the decrease in power, the most frequent problem encountered is the presence of dirt on the modules (88.9%). Partial shadows were present in 53.3% of the PV plants, of which 30% were permanent shadows (16.7% of the total), in our opinion attributable to a design error. The dirt on the inverters is generally not an important issue, but it may affect the operation of the inverter and do not allow to operate at full power. 1.4% of the strings were disconnected (3 out of 203).

	Defect/Error/Faults	Qty.
1	Power degradation (STC)	96.5 %
2	Soiling on the module	88.9 %
3	Shadowing	53.3 %
4	Permanent Shadowing	16.7 %
5	Defect/soiling on inverter	10.0 %
6	Glas module broken	3 (tot)
7	Disconnected string	1.4 %

Table 1: Occurrence of defects / errors / faults in the 30 selected PV plants

Quality Assurance and Monitoring

Comprehensive Quality Assurance, from design to maintenance phases, reduces technical risks of component and system failure and helps to maintain high production performances starting from the first years of life of the PV systems.

Conclusions:

Errors in the «design» phase and in the «maintenance» phase are the two main causes of malfunctions in the systems in the early stage of life.

A more careful design to the rules of photovoltaic technology, sometimes even at the expense of the number of photovoltaic modules installed, could further improve the quality of the rooftop systems and increase the amount of renewable energy generated. In five plants out of 30 there were permanent shadows and in half of the plants there were partial shadows (trees, chimneys, antennas or other roofs).

Soiling of the modules is the predominant element in maintenance problems. In the management of the plants, it is essential that there is the possibility of tracing malfunctions or a drop in production. Therefore, it is necessary to note the energy produced at the inverter's input point or to have a monitoring of the total production of the photovoltaic system without self-consumption. The meter at the entrance of the building is not sufficient to determine if the system is properly functioning because it is not possible to discriminate the self-consumed component of the energy produced. Furthermore, it is necessary to have the data of the monthly and annual production simulation as a comparison with the real production.

Bibliography:

[1] A. Virtuani M. Caccivio, E. Annigoni, G. Friesen, D. Chianese, Christophe Ballif, Tony Sample, «35 years of photovoltaics: Analysis of the TISO-10-kW solar plant, lessons learnt in safety and performance – Part 1», and Part 2, Progress in Photovoltaics Research and Applications (2019).

[2] K. Kiefer, B. Farnung, B. Müller, «Degradation in PV Power Plants: Theory and Practice», Proceedings of 36th EUPVSEC (2019)

[3] B. L. Aarseth, E. Stensrud Marstein, «Defect Recognition and Power Loss Estimation of PV Systems using Infrared Thermography», Proceedings of 36th

7.5 Deep Learning for Fault Detection: The Path to Predictive Maintenance of Wind Turbines

Markus ULMER⁹, Eskil JARLSKOG¹⁰, Gianmarco PIZZA¹¹,
Lilach Goren HUBER¹²

Topics: Digitalisation

Key words: Machine Learning, Predictive Maintenance, Wind Energy

Relevant for mountainous regions: Yes

Introduction

The deployment of machine learning algorithms for the purpose of intelligent maintenance is an ever-growing field of interest for owners and operators of various technical assets. The wind energy industry has a particularly strong interest in such algorithms, in view of the huge economical potential of early and accurate fault detection that is able to reduce downtime and maintenance costs.

In contrast to this immense potential, the current status of predictive maintenance solutions that are directly available for wind farm owners and operators (rather than for OEMs) is rather limited. The Smart Maintenance Team of the ZHAW together with the swiss start-up Nispera AG, are currently developing an innovative machine-learning-based fault detection software module which relies on existing historical data from the Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) system. As such, the method takes advantage of the latest advances in deep learning, and is directly applicable for active wind farms. The project is supported by Innosuisse – the Swiss Innovation Agency.

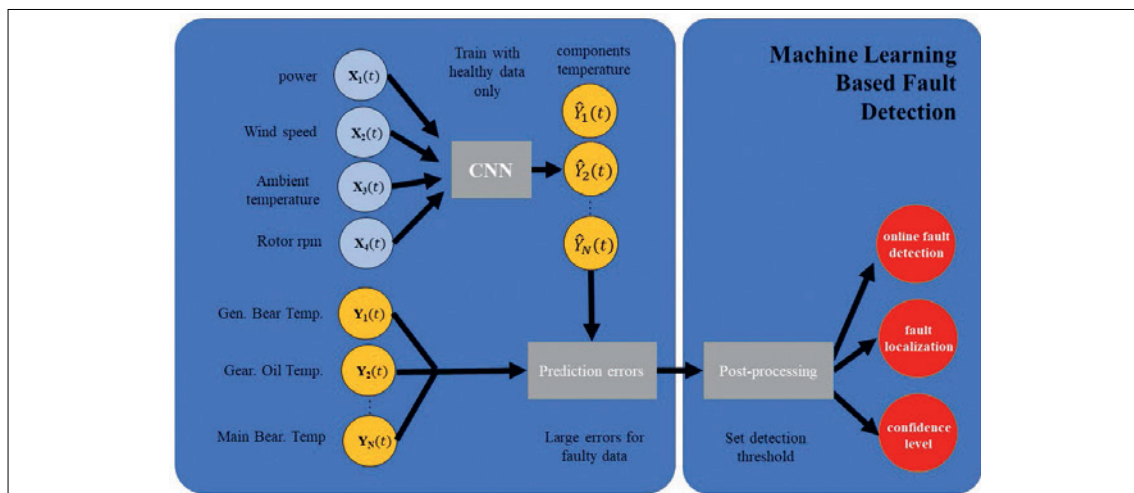


Figure 1: Schematic description of the algorithm.

⁹ ZHAW School of Engineering Forschungsschwerpunkt Data Analysis and Statistics, Rosenstrasse 3 8400 Winterthur. +41 (0) 58 934 45 28, markus.ulmer@zhaw.ch

¹⁰ Nispera AG, Hornbachstrasse 55 Zurich, eskil.jarlskog@nispera.com, <https://nispera.com/>

¹¹ Nispera AG, Hornbachstrasse 55 Zurich, gianmarco.pizza@nispera.com, <https://nispera.com/>

¹² Zurich University of Applied Sciences (ZHAW), Technikumstrasse 9 Winterthur, 058-9344949, lilach.gorenhuber@zhaw.ch, <https://www.zhaw.ch/en/about-us/person/gorn/>

Method Description

Our data driven fault detection solution is based on operational data and condition monitoring data recorded from sensors on various components of the wind turbine and stored in 10 minute intervals in the SCADA system of each turbine. The method uses historical data for its training, and is then fed with real time data for online early fault detection. Our tests have shown that information about an incipient fault can then precede a visible turbine damage by weeks or even months.

Since critical faults of wind turbines are rather rare, training an algorithm to learn the properties of faulty states is hopeless. This problem is even more severe due to the unique characteristics of each fault and of the different turbines. This is the reason why we rely exclusively on methods that model the normal state of each individual turbine, and are trained to detect deviations from this normal state in real time. We developed a Convolutional Neural Network (CNN) that receives multi-dimensional time series data (in this case including the power, wind speed, ambient temperature and rotor rpm) as an input and is trained to predict numerous component temperatures in the turbine drivetrain (see schematic description in Figure 1). Since the CNN is trained with data from healthy periods only, it will produce small prediction errors as long as it receives data during healthy functioning times. However, once a certain component is degraded, the turbine state is no longer similar to the one during training, and the prediction errors are expected to be large. After post-processing the prediction errors we use them as a health index, and are able to monitor the health condition of the turbine in real time.

Results

The results of such health monitoring algorithm are shown in Figure 2, displaying the calculated health index for 10 various temperatures in the drivetrain over a period of 20 months, after training with 9 months of SCADA data. Red health indices signify detected faulty behavior. Using the multi-dimensional output of the CNN health monitoring algorithm, a detailed fault diagnosis is possible.

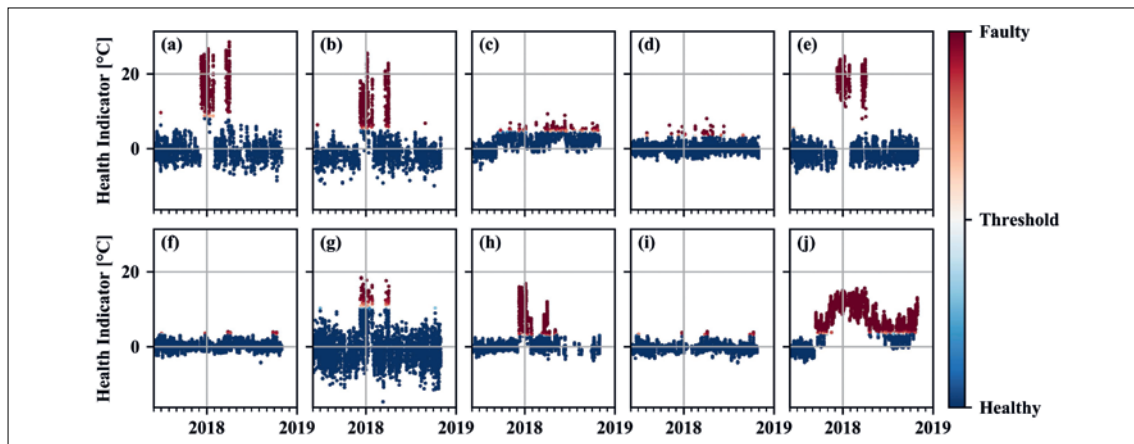


Figure 2: Health indices for 10 component temperatures predicted simultaneously by the CNN model for turbine I. (a) Generator bearing (b) stator phase (c) gearbox bearing (d) gearbox oil (e) slip ring (f) rotor spinner (g) grid transformer (h) controller top (i) controller hub (j) hydraulic oil.

Figure 3 displays the health monitoring results for a turbine in another wind farm. Here, a different set of variables is monitored and an entirely different fault characteristic is observed. The fault manifests itself through a slow degradation of the main bearing temperature, rather than through an abrupt temperature increase in the generator sub-system.

Summary

We demonstrated the deployment of a novel deep learning algorithm enabling smart maintenance of wind turbines based on 10-minute SCADA data. The newly developed algorithm has the following advantages over existing solutions:

- The algorithms are based on the already available 10-minute SCADA data and do not require any additional hardware installations.
- The algorithm has been proven to detect various fault types earlier and more accurately than previous methods in the scientific literature. Incipient faults would have been detected weeks or even months prior to known events of a turbine stoppage.
- The method is designed to not only detect faults but also specify their localization within the main critical turbine components.
- The algorithm does not require a large amount of historical data for its training. Several months of SCADA data are sufficient. This is enabled due to the possibility to adapt the trained algorithm to detect faults on turbines from different wind farms. As such, it is applicable also to newly installed wind turbines and farms.
- The method has proven to be robust against parameter variations and to have short training times. As such, it is an optimal practical and scalable solution for high confidence fault detection and diagnostics for wind turbines based on already available 10-minute SCADA data.

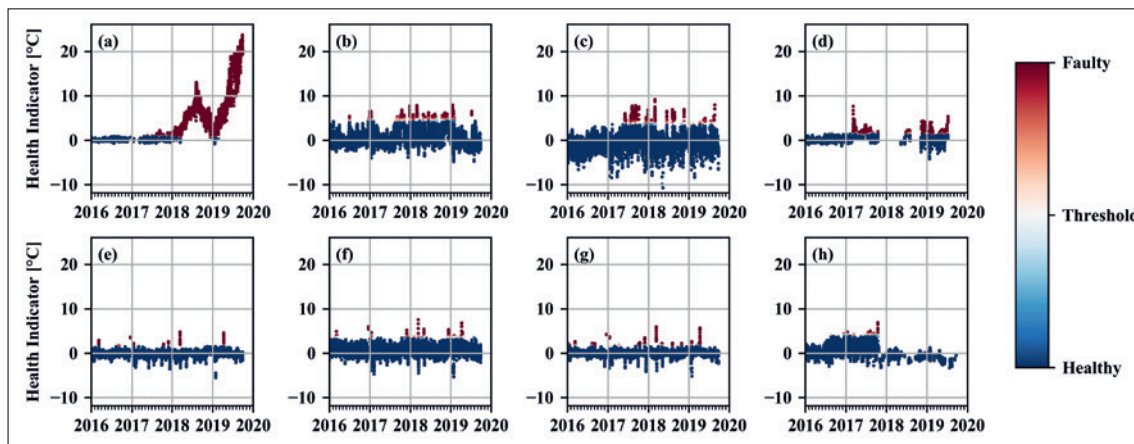


Figure 3: Health indices for 8 component temperatures predicted simultaneously by the CNN model for turbine II. (a) main bearing (b) generator bearing (c) generator stator (d) hub (e) gearbox bearing (f) gearbox oil (g) gearbox oil sump (h) converter inlet.

7.6 How Choice Complexity in Liberalized Markets Hurts the Demand for Green Electricity

Rebekka Bärenbold¹³, Manuel Grieder¹⁴, Renate Schubert¹⁵

Themenzuordnung: Elektrizitätsmarkt, Neue Erneuerbare Energien, Wasserkraft

Zusätzliche Stichworte: Marktliberalisierung, Konsumentenverhalten, grüner Strom

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Short Abstract

Many countries have liberalized their residential electricity markets or – as Switzerland for example – are considering to do so. Liberalization provides consumers with more freedom of choice but also leads to higher choice complexity as consumers face a much larger number of available electricity contracts. We hypothesize that consumers react to this increased choice complexity in liberalized markets by applying simplified decision strategies that allow them to reduce cognitive effort. In particular, we predict that with increasing size of choice sets, consumers focus more on simple price attributes of electricity contracts and less on the relatively complex environmental attributes, leading to a decrease in the demand for green electricity. In two online experiments conducted in a representative (n=610) and a student sample (n=1,212) in Switzerland, we find that indeed when faced with a larger choice set, participants focus more on prices and choose cheaper electricity contracts containing less renewable and more conventional energy than when faced with a smaller choice set. Our results suggest that a possible liberalization of the household electricity market has to be carefully managed such that consumers are not overwhelmed and do not shift their demand to cheaper but less environmentally-friendly energy sources.

Extended Abstract

Many countries have liberalized their residential electricity markets during the last decades. In liberalized markets, private households have the freedom to choose their electricity provider and their type of electricity contract, for instance, with respect to the sources from which electricity is generated. Also for Switzerland, the liberalization of the residential electricity market is a possible option. From a neoclassical economic perspective, liberalization should be able to increase societal welfare because it increases competition and

¹³ ETH Zürich, Chair of Economics, Clausiusstrasse 37, 8092 Zürich, rebekka.baerenbold@unibas.ch

¹⁴ ZHAW, Center for Energy and the Environment, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, manuel.grieder@zhaw.ch

¹⁵ ETH Zürich, Chair of Economics, Clausiusstrasse 37, 8092 Zürich, schubert@econ.gess.ethz.ch

reduces inefficiencies on the supply side, and because it fosters more consumer choice on the demand side. Focusing on the demand side, as we do in this study, a liberalized market means that consumers can choose from a wider set of options and select the product that most closely corresponds to their preferences. Liberalization can thus increase the welfare of consumers.

However, the argument that increasing consumer choice raises consumer welfare essentially holds in theory and rests on some important assumptions. In particular, the standard economic theory of consumer choice assumes that consumers are fully rational, i.e., they have well-defined and stable preferences, are in possession of all relevant information, and have unlimited mental capacity to process this information. According to this view, consumers should thus be able to navigate a larger choice set and select their preferred option just as easily as they do in a smaller choice set. They can therefore only benefit from the increased number of options available in a larger set as they will be able to find a product that is a better match for their personal preferences. Yet, empirical findings from cognitive psychology and behavioral economics shed doubt on the validity of these assumptions. There is the possibility that more choice can become too much choice as people can be overwhelmed by the number of options, especially when the products are complex and people do not have well-defined preferences, such as, for instance, in the case of different electricity products (e.g., Chernev et al., 2015). Moreover, as real human-beings have limited knowledge, limited time and attention, as well as limited cognitive capacity, when faced with increasingly complex decision situations, they tend to adapt their decision strategies and rely more on heuristic approaches that are less cognitively demanding but may still lead to «good-enough» decisions in many situations (e.g., Gigerenzer & Goldstein, 1996).

We report the results from an incentivized economic experiment investigating what the increase in choice set size, when moving from a non-liberalized to a liberalized electricity market, means for consumer choice and the demand for green vs. conventional electricity. In particular, building on the literature from cognitive psychology and behavioral economics on choice overload and the use of heuristics to simplify complex choices, we hypothesized that when faced with larger compared to smaller choice sets of electricity contracts, consumers focus more on electricity prices as an important attribute of a contract, and less on the energy sources or the environmental consequences of the electricity generation, because they try to reduce the cognitive complexity of the choice.

Importantly, given the current price structure in the electricity market, this heightened focus on the price as the most important criterion for selecting an electricity contract, means that when the choice set size increases, the market share of green electricity will decrease, because green electricity produced by renewable sources (especially new renewables such as wind and solar) is currently still more expensive for consumers than conventional electricity. This side-effect of liberalization, caused by the more complex choice environment in a liberalized market, may thus work against the policy goal of increasing the market share of green electricity sources, and in particular of the new renewables.

In our experimental set-up, participants had to choose one electricity contract from either a small or a large choice set of contracts that differed in price and in source (nuclear, hydro, wind, or solar) and origin (Switzerland or Germany) of electricity production. The

small choice set, consisting of only six different contracts from which participants could choose, was designed to represent the current monopolistic situation of the Swiss residential electricity market. The large choice set, consisting of sixty different contracts to choose from, represented the situation in a liberalized market. Importantly, participants' choices were incentivized such that they had to pay more money (which means they earned less money for their participation in the experiment) for choosing greener contracts. The price structure mirrored the current average price structure for different electricity sources for end consumers in the Swiss residential electricity market. To incentivize the choice of electricity sources, we bought certificates of origin according to participants' choices (see also Ghesla, 2017). We conducted two studies, one in a nationally representative sample (n=610) to test our main effects and one in a larger but non-representative sample of student participants (n=1,212) to be able to include more experimental conditions testing also the effects of different policy instruments for fostering the demand for green electricity in the small and the large choice set conditions.

The results indicate that the large choice set (compared to the small choice set) indeed decreased the demand for green electricity and led participants to choose cheaper contracts. We also find that in both choice sets, the standard policy instrument of a tax on conventional (nuclear) electricity was more effective in fostering the demand for green electricity than behavioral instruments. With regard to the geographic location of electricity production, we find that Swiss consumers in general have a preference for domestically produced electricity, especially hydro energy. In terms of policy instruments, a tax on conventional electricity is the most successful in increasing the demand for domestic renewables.

Full paper available here: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3628373

References:

- Chernev, A., Böckenholt, U., & Goodman, J. (2015). Choice overload: A conceptual review and meta-analysis. *Journal of Consumer Psychology*, 25, 333-358.
- Ghesla, C. (2017). Defaults in green electricity markets: Preference match not guaranteed. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 4, S37-S84.
- GIGERENZER, G., & GOLDSTEIN, D. G. (1996). REASONING THE FAST AND FRUGAL WAY: MODELS OF BOUNDED RATIONALITY. *PSYCHOLOGICAL REVIEW*, 103, 650.

7.7 Subsidizing Renewable Energies or Pricing Carbon? Causal Effects on Energy Storages

Adhurim HAXHIMUSA¹⁶, Mario LIEBENSTEINER¹⁷,
Fabian NAUMANN¹⁸

Abstract

Many countries around the globe have implemented ambitious support schemes for renewable energies to tackle anthropogenic climate change. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 2018) estimates that it requires a global share of renewable energies of well beyond 70% to reduce global warming to 1.5°C.

However, the most important renewable energy technologies, wind and solar, are intermittent in their electricity production and do not follow electricity demand patterns, thus posing severe challenges on the energy system. As a result, network operators are obliged to undertake undesirable steps, such as partial curtailments of renewable electricity infeed and redispatch measures in order to keep grid stability, eventually reducing the effectiveness of climate policies. A combination of renewable energies and electrical storages has been advocated by many studies as a way to ensure a smooth and effective process of decarbonization (e.g. Sinn, 2017). These studies argue that large-scale electrical storages with high flexibility are able to follow not only short-term but also long-term volatility of both renewables and demand and therefore significantly contribute to ensuring security of electricity supply and support the system integration of renewables.

While Austria, with its large hydroelectric pumped-storage capacities, is known as the «battery of Europe», Germany is the country with the largest capacities of renewable energies, mainly in the form of wind and solar power. Austrian and German power plants operate in the common German-Austrian (DE/AT) wholesale spot market for electricity, thus representing a perfect case, where storage power plants are in constant interactions with large electricity infeed from renewable energies. The basic business model of hydroelectric pumped-storage power plants relies on differences in the electricity price over time, whereby in times of low prices, water is pumped uphill into a reservoir, and used to produce electricity during times of high electricity prices. On the other hand, there is a strong empirical support for the dampening effect of renewable energies on the electricity wholesale price. In this respect, a particularly perverse effect could be that renewable energies may erode the profitability of pump storages, which are to date the only economically viable large-scale storage facilities. If wind and solar power decreased the electricity price and/or curbed price peaks, the profitability of pumped-storage plants would be impeded – with potentially long-lasting negative effects on the investment activity into these storages.

This paper, thus, analyses the question if renewable energies indeed undermine the profitability of pumped-storage power plants. We empirically estimate the causal chain of how renewable energies depress the wholesale electricity price and further the profitability of pumped-storage plants. For this purpose, we create a measure of the operational

¹⁶ University of Applied Sciences of the Grisons, Centre for Economic Policy Research, Switzerland, adhurim.haxhimusa@fhgr.ch

¹⁷ Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg, Chair of Energy Markets and Energy Systems Analysis, Germany, mario.liebensteiner@fau.de rudolf@surselva.ch

¹⁸ Technische Universität Kaiserslautern, Institute for Resource and Energy Economics, Germany, fabian.naumann@wiwi.uni-kl.de

profitability of the pumped-storage industry based on high-frequency data at the hourly resolution of Austrian pumped-storage plants. Our sample covers the period 2015/01/01,01h – 2018/06/30,24h. Our main empirical model builds on a two-stage least squares approach, allowing us to trace out causal effects. Regressions of alternative models (e.g. a three-step residual inclusion approach) corroborate the robustness of our findings.

In a first step, we show that the sample average feed-in of renewable energies depresses the DE/AT wholesale spot price by around 20 €/MWh, relative to the counterfactual of zero electricity feed-in from renewable energy sources. In a second step, we estimate that a marginal increase in the spot price by 1 €/MWh depresses the (industry) profitability of Austrian pumped-storage plants by 1.3%. This implies that the sample average feed-in of renewable energies in the common DE/AT spot market is already responsible for a decrease in the profitability of Austrian pumped-storage plants by 25% – an economically sizable effect. With a further deployment of renewable energies, this effect will intensify, and therefore thwart the system integration of large-scale storage facilities.

Pump-storage operators often demand for state aid as a potential relief to this problem. Yet, in this paper, we discuss and empirically estimate that intensifying carbon pricing could solve the current situation based on market incentives. That is, an emissions price is not associated with a decreasing effect on the wholesale price of electricity and thus maintains the profitability of and investment incentives in pump storages. At the same time, a high-enough emissions price would also abate emissions and incentivize investments and R&D in renewable energy sources.

Our paper makes several contributions. First, we extend the literature on the merit-order effect. We not only estimate how renewables depress the wholesale price of electricity, but also how carbon pricing changes the situation. Second, and more importantly, we extend the limited literature on the interplay of energy storages and intermittent renewables. To our knowledge, Liu and Woo (2017) is the only related paper, which tests the effect of renewable energies on the profitability of pump storages, for the case of California. Their paper, however, does not find evidence for a profit-decreasing effect of renewable energies, which stands in marked contrast to our findings. Sinn (2017) raises the argument that the share of German wind and solar power could be rapidly expanded if there was substantial investment into pumped-storage capacity. From this perspective, our result that renewables push storages out of the market is bad news.

Third, we add on the debate about the adverse effects of subsidizing renewable energies. For example, Liebensteiner and Wrienz (2020) demonstrate that subsidized renewable energies depress investment incentives in gas-fired power generation, which however would be particularly flexible technology to adjust electricity output to the stochastic feed-in from wind and solar power. Gugler et al. (2019) demonstrate that subsidized renewable energies disrupt adequate investment incentives in conventional electricity sources by increasing the market uncertainty, raising concerns about long-term under-investment. Our results also go in this direction, raising concern that renewables undermine the competitiveness of energy storages despite the fundamental need of their co-existence. Policy makers should thus be alarmed by this potential threat and may consider intensifying carbon pricing either as an alternative or at least as a supplement to subsidizing renewable energies.

Literature:

Gugler, K., Haxhimusa, A., Liebensteiner, M., Schindler, N., 2019. Investment opportunities, uncertainty, and renewables in European electricity markets. *Energy Economics* 85, 104575.

Liebensteiner, M., Wrienz, M., 2020. Do intermittent renewables threaten the electricity supply security? *Energy Economics* 87, 104499.

Liu, Y., Woo, C., 2017. California's renewable generation and pumped hydro storage's profitability. *The Electricity Journal* 30, 15–22.

Sinn, H.W., 2017. Buffering volatility: A study on the limits of Germany's energy revolution. *European Economic Review* 99, 130–150.

7.8 Power-to-Hydrogen. Ein geeigneter Ansatz zur Vermeidung von solarstromverursachten Netzengpässen

Themenzuordnung: Netze, Verhaltensänderung

Zusätzliche Stichworte: Demand Response, Choice Experiment, Load control

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Thomas KIENBERGER¹⁹, Matthias GREIML¹⁹

Im Jahr 2019 stammte rund drei Viertel der weltweit neu installierten Stromerzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien. Der Anteil von PV-Strom lag bei 55% [1]. Dieser Trend ist auch in den österreichischen Stromnetzen zu beobachten: Regionale Verteilernetzbetreiber sehen sich verstärkt mit Installationsanfragen für grosse Freiflächen-PV-Anlagen konfrontiert. Da diese Anlagen in Regionen mit geringer Bevölkerungsdichte errichtet werden sollen, kann nur ein geringer Teil der Energie daraus lokal verbraucht werden. Insbesondere in Zeitfenstern mit hoher Sonneneinstrahlung führt dies zu Leistungsflüssen in Richtung der Übertragungsnetzbetreiber/Verteilernetzbetreiber-Schnittstelle und zu erheblichen Netzbelastungen im Hochspannungsnetz (110 kV). Da in solchen Fällen das 110-kV-Netz ursprünglich nur für die Versorgung der oben beschriebenen ländlichen Regionen vorgesehen war, reichen die verwendeten Querschnitte bei weitem nicht aus, um die PV-induzierten Leistungsflüsse ohne Überlastungen abzutransportieren. Um Netzüberlastungen zu vermeiden, ist der klassische Ansatz der Netzausbau bzw. die Netzverstärkung. In dieser Arbeit vergleichen wir diesen klassischen Ansatz mit einem Ansatz, bei dem durch elektrolysebasierte H₂-Produktion in der Nähe der grossen PV-Anlagen, Stromnetzüberlastungen vermieden werden sollen. Dazu simulieren wir, wie in der Abbildung dargestellt, einen PEM-Elektrolyseur im Umspannwerk 8 und variieren dessen Leistung. Der produzierte Wasserstoff wird anschliessend zur Gaspipeline «Nord-Süd» transportiert, die heute für internationale Gastransporte genutzt wird. Um die Vorschriften des Gasnetzes einzuhalten, soll die H₂-Konzentration in der betrachteten Pipeline nicht höher als 10 Vol% sein. Aufgrund ihrer hohen Kapazität kann sie trotz dieser Beschränkung in jenen Zeitfenstern H₂ aufnehmen, in denen ein Abtransport des PV-Stroms über das 110-kV-Netz nicht möglich ist.

¹⁹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik (EVT), Franz-Josefstrasse 18, 8700 Leoben, Österreich, evt-unileoben.at

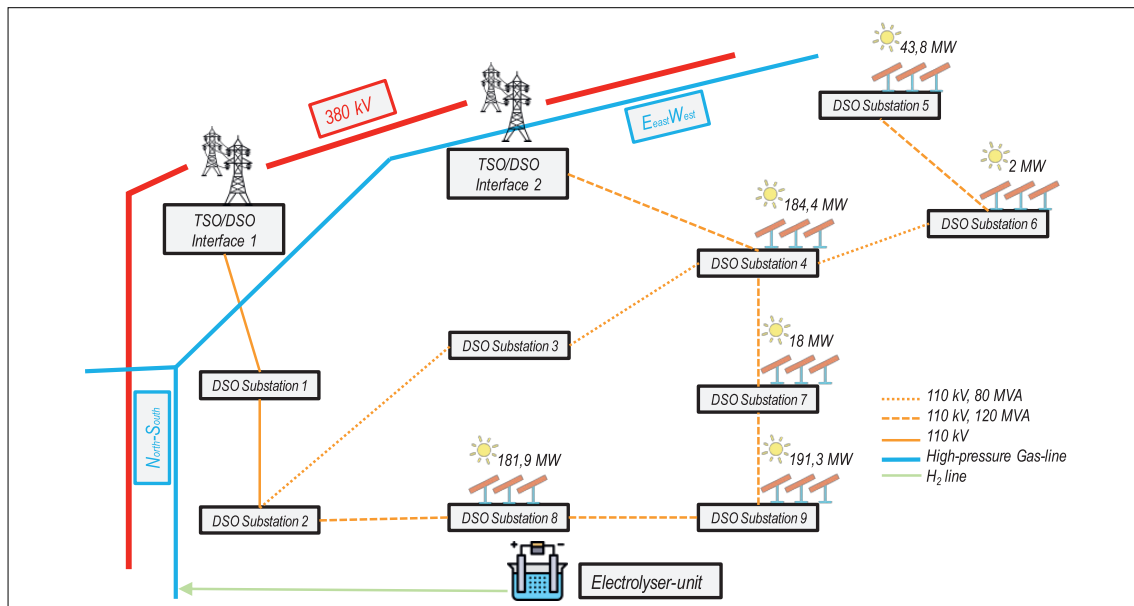


Abbildung: untersuchte Systemtopologie mit 110 kV und 380 kV Leitungen, dem Hochdruckgasnetz sowie den geplanten PV-Netzeinspeisungen

Für den Betrieb des Elektrolyseurs setzen wir in der gegenständlichen Arbeit verschiedene Strategien ein. Sie berücksichtigen einerseits eine H₂-Produktion nur in jenen Zeitbereichen, in denen die PV-Stromproduktion den regionalen Verbrauch übersteigt. Andererseits untersuchen wir den Bezug von Strom aus dem Netz in Zeitbereichen ohne nennenswerte Last oder Produktion. Dies zielt darauf ab, die Volllaststunden des Elektrolyseurs zu erhöhen. Für alle Simulationen verwenden wir das in-house entwickelte Software-Paket «HyFlow» [2]. «HyFlow» erlaubt im Gegensatz zu herkömmlicher, auf einzelne Energieträger spezialisierte, Netzberechnungssoftware energieträgerübergreifende Lastflussberechnungen. In der Arbeit vergleichen wir mithilfe einer techno-ökonomische Analyse die Ergebnisse der klassischen Netzverstärkung mit den Ergebnissen des neuartigen H₂-basierten Netzentlastungsansatzes. Dazu verwenden wir Literaturwerte für, die die Investment- und Betriebskosten für die PEM-Elektrolyse, die Balance-of-Plant-Komponenten des H₂-Teilsystems sowie für die H₂-Leitung für das Jahr 2025 prognostizieren. Auch hinsichtlich der Stromkosten zum Betrieb des Elektrolyseurs verwenden wir prognostizierte Daten für 2025. Unsere Ergebnisse zeigen, dass standortabhängige Hebeleffekte mit einem Faktor sieben erzielt werden können. Das bedeutet, dass mit der Installation eines Elektrolyseurs einer bestimmten Leistung siebenmal höhere PV-Kapazitäten installiert werden können, ohne Netzbeeinträchtigung zu verursachen. Die Kostenbetrachtung zeigt, dass sich die Investitionskosten für den H₂-basierten Netzentlastungsansatz in der gleichen Größenordnung bewegen wie bei der klassischen Netzverstärkung.

[1] IRENA – International Renewable Energy Agency, 2020, Renewable Capacity Statistics 2020, ISBN: 978-92-9260-239-0

[2] Böckl, Kienberger, et.al, HyFlow—A Hybrid Load Flow-Modelling Framework to Evaluate the Effects of Energy Storage and Sector Coupling on the Electrical Load Flows. Energies 20

7.9 Partizipation in der Planung von erneuerbaren Energieanlagen: Die Sicht der Bevölkerung

Themenzuordnung: Neue Erneuerbare Energien, Soziale Innovationen, Akzeptanz von Erneuerbaren Energien

Zusätzliche Stichworte: Partizipation, Radikale Demokratie, Windenergie

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Stefanie MÜLLER²⁰, Matthias BUCHECKER²¹

Diverse Studien legen nahe, dass die umfassende Partizipation der Bevölkerung bei der Planung wesentlich für die soziale Akzeptanz von erneuerbaren Energieanlagen ist. Eine umfassende Partizipation beinhaltet dabei mehr als nur einen Entscheidungsprozess über eine vorgegebene Lösung eines kollektiven Problems, sondern auch die aktive, kooperative Entwicklung eines Satzes von Lösungsvarianten (Armeni, 2016; Florida, 2013; Reed, 2008; Ribot, 2002). Die Bevölkerung soll dabei umfassend miteinbezogen werden, sowohl bei der frühen Bedürfnisevaluation wie auch in das Co-Design der Infrastrukturprojekte (Escobar, 2017). Dabei sollen nicht nur Vertrauen, gegenseitiges Verständnis und soziales Lernen ermöglicht, sondern auch das Projektdesign durch die Inklusion von lokalem Wissen optimiert werden (Astuti and McGregor, 2015; Evans, 2012; Heinelt, 2008; Luyet et al., 2012; Mannberg and Wihlborg, 2008; Mutz, 2006; Reed, 2008; Szulecki, 2018).

Kritiker dieses Ansatzes anerkennen das Potential eines partizipativen Planungsprozesses, weisen hingegen darauf hin, dass eine umfassende Partizipation der Bevölkerung nicht nur ressourcenintensiv ist (Luyet et al., 2012; Yetano et al., 2010), sondern in besonders konflikthaften Fällen, nicht zu einer Konfliktverminderung, sondern viel eher zu einer Konfliktverhärtung führen kann (Fiorina, 1999; Szulecki, 2018).

Für Vertreter der radikalen Demokratie sind diese Beobachtungen nicht überraschend. So verstehen diese die Umsetzung von partizipativen Ansätzen in einer Planungskultur, die dem deliberativen Ideal des rationalen Konsens folgen, als apolitisch (Allmendinger and Haughton, 2011; Evans, 2012; Reed, 2008). Durch den Wettbewerb um das beste rationale Argument, würden Gruppen mit weniger diskursiver Macht ausgeschlossen werden und Widerstand oder Widerspruch, der als integral in einer radikalen und pluralistischen Demokratie verstanden wird, würde dadurch verhindert werden (Celata and Sanna, 2012; Svarstad and Benjaminsen, 2020). Partizipative Ansätze für die Planung von erneuerbaren Energieanlagen können daher nur in einer Planungskultur erfolgreich sein, in der Dissens nicht unterdrückt wird (Fougère and Bond, 2018; Groves et al., 2013; Weber, 2018).

Dafür müssen sich nicht nur teilnehmende Gruppen mit entgegengesetzten Positionen dem Widerspruch öffnen, sondern auch institutionelle Rahmenbedingungen geschaffen werden, die einen allfälligen Kulturwandel in der Planung von erneuerbaren Energieanlagen ermöglichen (Groves et al., 2013; Leibenath et al., 2016; Weber, 2018).

²⁰ Eidgenössische Forschungsanstalt WSL, Zürcherstrasse 111, 8903 Birmensdorf, +41 44 739 28 78, stefanie.mueller@wsl.ch, <https://www.wsl.ch/de/mitarbeitende/muellerst.html>

²¹ Eidgenössische Forschungsanstalt WSL, Zürcherstrasse 111, 8903 Birmensdorf, +41 44 739 23 60, matthias.buchecker@wsl.ch, <https://www.wsl.ch/de/mitarbeitende/buchecke.html>

Wir haben in einer breit angelegten Studie das Potential und die Hindernisse einer umfassenden partizipativen Planung von Windenergieprojekten in der Schweiz untersucht. Dafür haben wir in einer qualitativ-vergleichenden Erhebung in drei Untersuchungsregionen mit unterschiedlichen räumlichen Kontexten (suburbane Region im Mittelland, voralpine und alpine Region), die Einstellungen von BefürworterInnen, GegnerInnen und indifferent eingestellten Personen untersucht. Darauf aufbauend haben wir einen umfassenden Fragebogen für eine quantitative Erhebung entwickelt. Dieser umfasst die vier Kernthemen (i) Einstellung bezüglich der Umsetzung der Energiestrategie 2050; (ii) Einstellung bezüglich der Umsetzung des lokalen Windenergieprojekts; (iii) Wahrnehmung und Präferenzen der Ortsentwicklung; (iv) Wahrnehmung und Präferenzen der lokalen Planung von erneuerbaren Energieanlagen. Der Fragebogen wurde in der suburbanen Untersuchungsregion im Mittelland basierend auf einer stratifizierten räumlichen Stichprobe verteilt. Insgesamt konnten die Meinungen von 543 Personen aus der näheren und mittleren räumlichen Umgebung des geplanten Windenergieperimeters erhoben und analysiert werden.

Die Ergebnisse beider Erhebungen zeigen auf, dass GegnerInnen, BefürworterInnen und indifferent eingestellte Personen im Rahmen eines umfassenden partizipativen Prozesses durchaus gemeinsame Anknüpfungspunkte finden könnten. Gleichzeitig machen die Ergebnisse deutlich, dass sich insbesondere GegnerInnen und BefürworterInnen wohl kaum dem Dissens stellen wollen.

So sind sich selbst BefürworterInnen und GegnerInnen in gewissen Aspekten zur Ortsentwicklung und allgemein hinsichtlich der Notwendigkeit und Plausibilität der Umsetzung der Energiestrategie 2050 einig, was für eine frühe und wenn möglich über-lokale Miteinbeziehung der Bevölkerung in die Planung spricht. Weiter sind beide Gruppen einer umfassenden partizipativen Planung nicht abgeneigt, wobei insbesondere die extremen GegnerInnen einer solchen vehement zustimmen. Extreme BefürworterInnen sehen einer umfassenden partizipativen Planung hingegen etwas kritischer entgegen und wollen diese lieber exklusiv auf eine kleine Gruppe direkt betroffener Personen beschränken. Auch sprechen sich extreme BefürworterInnen eher für eine übergeordnete, von den Behörden durchgeführte Planung, aus.

Während eine umfassende partizipative Planung aus der Sicht der GegnerInnen scheinbar einen diskursiven Machtgewinn verschafft, scheinen BefürworterInnen eher einen Machtverlust zu fürchten. Diese Resultate widerspiegeln einerseits die Stärke der WindenergiegegnerInnen im lokalen Windenergiediskurs, zeigen andererseits aber auch auf, dass selbst eine umfassende partizipative Planung tatsächlich eher geringe Chancen hat, bereits bestehende Konflikte zu mildern. Dies macht deutlich, dass es entweder einen radikalen Wandel in der Planungskultur von grossen Infrastrukturanlagen geben muss oder dass WindenergiebefürworterInnen einen (noch) radikaleren Gegendiskurs schaffen müssen, sofern die Windenergie in der Schweiz auch in Zukunft eine Chance haben soll.

Literaturverzeichnis:

Allmendinger P and Haughton G (2011) Postpolitical spatial planning in England: A crisis of consensus? *Transactions of the Institute of British Geographers*: 89–103.

Armeni C (2016) Participation in Environmental Decision-making: Reflecting on Planning and Community Benefits for Major Wind Farms. *Journal of Environmental Law*: eqw021.

Astuti R and McGregor A (2015) Responding to the green economy: How REDD+ and the One Map Initiative are transforming forest governance in Indonesia. *Third World Quarterly* 36(12): 2273–2293.

Celata F and Sanna VS (2012) The post-political ecology of protected areas: Nature, social justice and political conflicts in the Galápagos Islands. *Local Environment* 17(9): 977–990.

Escobar O (2017) Pluralism and Democratic Participation: What Kind of Citizen are Citizens Invited to be? *Contemporary Pragmatism* 14(4): 416–438.

Evans JP (2012) *Environmental Governance*. Taylor & Francis.

Fiorina PM (1999) Extreme Voices: A Dark Side of Civic Engagement. In: Skocpol T and Fiorina MP (eds) *Civic engagement in American democracy*. Washington, D.C., Great Britain, New York: Brookings Institution Press; Russell Sage Foundation, pp. 395–425.

Florida A (2013) Participatory Democracy versus Deliberative Democracy: Elements for a Possible Theoretical Genealogy. *Two Histories, Some Intersections*. 7th ECPR General Conference Science Po, Bordeaux: 1–53.

Fougère L and Bond S (2018) Legitimising activism in democracy: A place for antagonism in environmental governance. *Planning Theory* 17(2): 143–169.

Groves C, Munday M and Yakovleva N (2013) Fighting the Pipe: Neoliberal Governance and Barriers to Effective Community Participation in Energy Infrastructure Planning. *Environment and Planning C: Government and Policy* 31(2): 340–356.

Heinelt H (2008) *Demokratie jenseits des Staates: Partizipatives Regieren und Governance*. Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG.

Leibenath M, Wirth P and Lintz G (2016) Just a talking shop? – Informal participatory spatial planning for implementing state wind energy targets in Germany. *Utilities Policy* 41: 206–213.

Luyet V, Schlaepfer R, Parlange MB, et al. (2012) A framework to implement Stakeholder participation in environmental projects. *Journal of environmental management* 111: 213–219.

Mannberg M and Wihlborg E (2008) Communicative planning – friend or foe? Obstacles and opportunities for implementing sustainable development locally. *Sustainable Development* 16(1): 35–43.

Mutz DC (2006) *Hearing the other side: Deliberative versus participatory democracy*. Cambridge: Cambridge University Press.

Reed MS (2008) Stakeholder participation for environmental management: A literature review. *Biological Conservation* 141: 2417–2431.

Ribot JC (2002) Democratic decentralization of natural resources: Institutionalizing popular participation. Washington DC: World Resources Institute.

Svarstad H and Benjaminsen TA (2020) Reading radical environmental justice through a political ecology lens. *Geoforum* 108: 1–11.

Szulecki K (2018) Conceptualizing energy democracy. *Environmental Politics* 27(1): 21–41.

Weber F (2018) Konflikte um die Energiewende. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Yetano A, Royo S and Acerete B (2010) What is Driving the Increasing Presence of Citizen Participation Initiatives? *Environment and Planning C: Government and Policy* 28(5): 783–802.

7.10 Kohlenstoffrückbindung, Erneuerbare und Wasserstoff im Alpenraum

Boris PREVIŠIĆ²²

Themenzuordnung: Kohlenstoffrückbindung, Erneuerbare und Wasserstoff im Alpenraum

Die Schweizer Politik spricht von der Energiewende und meint meist partiell lediglich den Ausstieg aus der Atomenergie sowie den Ersatz durch Erneuerbare. Noch nicht ganz im Bewusstsein der Öffentlichkeit angekommen ist die konsequente Vereinbarung von neuer Energiepolitik und Klimazielen. Wie bereits das Klimaabkommen 2015 festhält, reicht die vollständige Dekarbonisierung der Energiegewinnung bis spätestens 2050 zur Erreichung der globalen Klimaziele nicht aus. Auch die Folgeberichte (insbesondere der GAP Report 2017) halten fest, dass die Folgen der erhöhten Klimagaskonzentration in der Luft nur durch Negativemissionen gemildert werden können und dass nur so annähernd eine Chance besteht, die durchschnittliche globale Klimaerwärmung auf 1.5 Grad Celsius über dem vorindustriellen Wert zu beschränken.

Bisherige Carbon Dioxide Removal (CDR) Massnahmen sahen dafür vor, den CO₂-Ausstoss, der durch das Verbrennen von nachwachsender Biomasse entsteht, abzuscheiden und als Gas unterirdisch zu lagern. Bereits die Abscheidung selbst ist jedoch äusserst kosten- und energieintensiv. Zudem ist man auf sichere Lagerstätten angewiesen, die kaum gegeben sind. Viel einfacher erweisen sich so genannten landbasierte Verfahren wie beschleunigte Verwitterung und Aufbau von Biomasse, welche nicht mehr verbrannt werden darf. Dies wiederum bedeutet, dass bei der Energieproduktion erstens die Biomasse selbst nicht konkurrenziert werden darf und zweitens jeglicher CO₂-Ausstoss problematisch ist – unabhängig davon, ob er aus fossilen oder erneuerbaren Energieträgern stammt.

Pannel: Pyrolysierte Biomasse als Kohlenstoffsенke in einer skalierbaren lokalen Kreislaufwirtschaft im Alpenraum. Ein Zwischenbericht

Gegenwärtig muss der Kanton Uri pro Jahr über 2000 Tonnen Klärschlamm (mit 30% Trockenmasse) zu 90 Franken pro Tonne loswerden, um ihn in Anlagen so zu verbrennen, dass das wertvolle und endliche Düngemittel Phosphor zurückgewonnen werden kann. Tendenz von Menge und Preis: steigend. Inzwischen gibt es laufende Anlagen, welche den Klärschlamm pyrolysieren, um daraus mit Phosphor angereicherte Biokohle herzustellen. Diese ist vor allem in der Landwirtschaft wieder einsetzbar zur Geruchsminderung von Gülle und Mist, zur Reduktion vom Ausstoss der Klimagase Methan und Lachgas sowie zur gezielten Aufwertung von minderwertigen Böden. Diesen Kreislauf versuchen wir lokal zu schliessen. Wir berichten davon.

²² Institut «Kulturen der Alpen», Dätwylerstrasse 25, 6460 Altdorf, boris.previsic@unilu.ch

7.11 Cooperation with Incumbents in Scaling Strategies of Energy Cooperatives in France, Germany, and Switzerland: Indispensable Synergies or Faustian Bargain?

**Adélie RANVILLE²³, Benjamin SCHMID²⁴, Maria STADLER²⁵,
Anne-Lorène VERNAY²⁶**

Topics: Social innovation in energy transition, New renewable energies, Acceptance of renewable energies

Key words: Energy cooperatives, energy communities, scaling- up of social innovation

Relevant for mountainous regions: no

Background and Research Question

The energy transition and the increased use of decentralized renewable energies does not only mean a technological change but requires and enables new social configurations in terms of practices as well as ownership and governance models (Walker & Cass, 2007). In recent years, the notion of social innovation has emerged in transition and energy research to address these social aspects of change. Social innovation can be understood as a «agentic, relational, situated, and multilevel process to develop, promote, and implement novel solutions to social problems in ways that are directed toward producing profound change in institutional contexts» (van Wijk et al. 2019, p. 898). A major continuing challenge in research on social innovation is to understand how social innovation diffuses into mainstream practices (Hölsgens et al. 2018). This paper contributes to this debate by examining one kind of social innovation: community renewable energy and their scaling strategies.

We posit that community renewable energy (EU Directive 2018/2009/EC) can be conceived as a form of social innovation because it represents a novel form of organization in which citizens jointly own and participate in the governance of renewable energy production. A prominent form of community renewable energy that have emerged across Europe are energy cooperatives (Wierling et al. 2018): organizations engaged in renewable energy production that comply with certain cooperative principles such as concern for community, voluntary and open membership, democratic governance of the undertaking, and autonomy and independence (International Cooperative Alliance, 2015). They are expected to play a key role in the energy transition by increasing acceptance of renewable energy production (Warren & McFadyen, 2010), helping finance the transition (Johnson

²³ Grenoble Ecole de Management GEM, Department of Management & Technology, 12 rue Pierre Sémard, 38000 Grenoble, France, +33 4 76 70 60 60, adelie.ranville@grenoble-em.com, <https://www.grenoble-em.com/annuaire/adelie-ranville>

²⁴ Zurich University of Applied Sciences ZHAW, Institute of Sustainable Development, Technoparkstrasse 2, 8406 Winterthur, Switzerland, +41 58 934 47 78, <https://www.zhaw.ch/en/about-us/person/scij/>

²⁵ Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Breslauer Strasse 48, 76139 Karlsruhe, Germany, +49 721 6809538, <https://www.isi.fraunhofer.de/en/competence-center/politik-gesellschaft/mitarbeiter/stadler.html>

²⁶ Grenoble Ecole de Management GEM, Department of Management & Technology, 12 rue Pierre Sémard, 38000 Grenoble, France, +33 4 76 70 60 60, <https://en-exec.grenoble-em.com/directory/anne-lorene-vernay>

& Hall, 2014), and contributing to energy justice (Forman, 2017) by improving democratic structures in the energy system (Burke & Stephens, 2017). Energy cooperatives have also emerged in France, Germany, and Switzerland in recent years (Mignon & Rüdinger, 2016; Yildiz et al. 2015, Meister et al. 2020).

There exists extensive research on energy cooperative focusing on barriers (Brummer, 2018; Herbes et al., 2017; Mirzania et al., 2019), enabling factors (Kooij et al., 2018; Hargreaves et al., 2013), and benefits (Brummer, 2018) of energy cooperatives. Even though the energy cooperative movement has raised a lot of interest and expectation, a central question remains regarding their capacity to sustain themselves over time and develop in order to seed wider sectorial change (Hargreaves et al., 2013, Ruggiero et al., 2018). Energy cooperatives can develop in different ways: they can ‘scale up’, that is expanding existing activities, ‘scale out’, that is diversifying activities, or ‘scale across’, that is replicating of the model by other actors (Lyon & Fernandez, 2012; André & Pache, 2016; Bauwens et al 2019).

Whereas the role of the organizational mission (Bauwens et al. 2019), local cultural aspects (Ruggiero et al. 2018) or of intermediary actors (Ruggiero et al. 2018; Hargreaves et al., 2013) for scaling strategies has already been examined, it remains unclear how these different scaling strategies are related to questions of cooperation with other actors. Energy cooperatives, and energy communities in general, are not atomized actors but embedded in ‘ecosystems’ (Vernay & Sebi 2020) and usually exhibit strong ties to various other actors, especially local governments, incumbent energy providers and other energy cooperatives (Schmid et al., 2020). Nevertheless, particularly the relationship to incumbent actors in the energy system is at times ambivalent, as energy cooperatives might view themselves as distinct from or even opposed to such representatives of the existing energy regime. On the other hand, due to their position in the existing regime, such actors often are in a dominant position and thus may either impede the cooperatives’ development or be supportive by providing meaningful resources such as financial and technical means as well as knowledge and access to networks. In any case, the relationship with these actors constitutes a key aspect in the scaling strategies of the energy cooperatives.

It is against this background that we ask the following research questions:

- What scaling strategies do energy cooperatives pursue in the three countries and why?
- How do energy cooperatives deal with cooperation with other actors, such as incumbent energy providers, public actors, or other energy cooperatives, as part of the type of scaling strategy they pursue?
- How does the way scaling strategies relate to cooperation depend on the broader institutional context?

Method

To answer these research questions, we employ a comparative embedded case study approach by analyzing scaling strategies of energy cooperative in three countries, namely France, Germany, and Switzerland. These three countries present interesting empirical

settings because they all recently witnessed changes in energy policy regulations that are pushing energy cooperative to move to a different scale. Besides, we argue that the impact of national institutional context on the strategies of energy cooperative in these three countries will be interesting to compare. Indeed, these countries are very diverse in how the energy (and political) system is structured (from very centralized in France to decentralized in Germany and Switzerland), in the maturity of the energy cooperative movement (very mature in Germany and Switzerland, more recent in France) and market structured (from local monopolies in Switzerland, quasi monopoly in France to a fully liberalized market in Germany).

In each country, we conduct at least eight semi-structured interviews with representatives of individual energy cooperatives as well as of intermediary organizations. Questions aim at understanding whether the energy cooperatives are considering scaling up, if so how and why. The analysis also aims at understanding how this strategy changes existing (lack of) relation with other actors, why (not) and whether this has been source of debates in the energy cooperative or not. These interviews are underpinned by document analysis.

Expected Results

The paper compares scaling strategies of energy cooperatives at two levels. On the first level, we compare the scaling strategies of multiple individual energy cooperatives within France, Germany, and Switzerland. On the second level, we make a comparison between these three countries, attempting to make sense of the results on the first level as a function of national institutional settings. We expect, on the one hand, that the adopted scaling strategy, including decisions about cooperation with incumbents, will reflect factors internal to the energy cooperative movement, such as its maturity level as well as its identity (e.g. compliance with cooperative principles mentioned above) and claimed *raison d'être*. On the other hand, we expect that these factors, in turn, will be influenced by the broader institutional environment, especially the existing structure of the energy system.

This paper contributes to the growing literature on social innovation by discussing, in the specific case of energy cooperatives, how such innovation can diffuse without neglecting the hitherto inadequately explored relationship with established actors.

7.12 Der Rechtsrahmen einer Wasserstoffwirtschaft

Markus SCHREIBER²⁷

Themenzuordnung: Wasserstoff; Energiespeicherung; Energierecht

Zusätzliche Stichworte: Sektorenkopplung; Power-to-Hydrogen; Gasnetzregulierung

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

I. Einleitung

Die Vision einer Wasserstoffwirtschaft birgt insbesondere für die Gebirgskantone grosses Potenzial.² In Zukunft könnte im Gebirge vermehrt nicht nur die Wasserkraft, sondern auch die Photovoltaik sowie allenfalls die Windenergie genutzt werden. Dieses Erzeugungspotenzial muss jedoch auch sinnvoll genutzt und die Energie in andere Regionen der Schweiz transportiert werden können. Hierzu bietet Wasserstoff als Energieträger einen vielversprechenden Ansatz. Strom aus erneuerbaren Energieträgern kann per Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt werden (Power-to-Hydrogen). Der Wasserstoff kann direkt in der chemischen Industrie eingesetzt oder in das Erdgasnetz eingespeist und so über weite Strecken transportiert werden. Zudem ist Wasserstoff, gegebenenfalls in Kombination mit Brennstoffzellen, eine mögliche Lösung zur Dekarbonisierung von Sektoren, in denen eine Elektrifizierung ansonsten schwierig erscheint. Dies gilt etwa für den Schwerlastverkehr.

Die erfolgreiche Implementation einer Wasserstoffwirtschaft setzt jedoch geeignete rechtliche Rahmenbedingungen voraus. Aus diesem Grund untersucht der Beitrag, welche Rechtsvorschriften die Nutzung von Wasserstoff in der Schweiz beeinflussen.

II. Methodik

Die rechtliche Analyse stützt sich auf die einschlägigen Rechtsvorschriften in der Schweiz. Soweit verfügbar, wird auch die relevante Literatur und Rechtsprechung ausgewertet. Ergänzend wird rechtsvergleichend auch das Recht der Europäischen Union einbezogen. Dies hat einerseits Bedeutung in Bezug auf das weiterhin geplante bilaterale Energieabkommen zwischen der Schweiz und der EU. Andererseits ist das europäische Gasnetz grenzüberschreitend verbunden, sodass eine über den nationalen Rechtsrahmen hinausgehende Betrachtung zwingend erscheint.

III. Ergebnisse

1. Sicherheitsrechtlicher Rahmen

Die sicherheitstechnischen Vorschriften für den Umgang mit Wasserstoff sind auf europäischer sowie Schweizer Ebene ausreichend ausgestaltet. Dies beruht auf den langen Erfahrungen mit Wasserstoff in der chemischen Industrie. So wird Wasserstoff unter

² TROMM, Wasserstoff für die Energiewende, Vortrag an den Energieforschungsgesprächen Disentis 2018.

²⁷ Universität Luzern, Zentrum für Recht und Nachhaltigkeit, Frohburgstrasse 3, 6002 Luzern, +41 41 229 59 47, markus.schreiber@unilu.ch, www.unilu.ch/markus-schreiber

anderem von den EU Classification, Labelling, Packaging (CLP)-Vorgaben sowie der REACH-Verordnung³ erfasst, die von der Schweiz in enger Anlehnung an die EU umgesetzt wurden.

2. Einspeisung in das Gasnetz

Die Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz wird dagegen von rechtlichen Einschränkungen erschwert, die zudem im europäischen Vergleich stark schwanken. In der Schweiz ist die Einspeisung in das Erdgasnetz derzeit auf 2 Volumenprozent beschränkt;⁴ in den EU-Mitgliedstaaten finden sich Grenzwerte zwischen 0.1 und 12 Volumenprozent.⁵ Zudem wird derzeit auf europäischer und Schweizer Ebene untersucht, inwiefern sich diese Grenzwerte technisch sicher erhöhen liessen.

3. Gasmarktregulierung

2019 wurde der Vernehmlassungsentwurf für ein Gasversorgungsgesetz veröffentlicht. Dieses soll Anwendung auf die Versorgung mit «Gas» finden, ohne dass dieser Begriff näher definiert würde. Die Vermeidung des Wortes «Erdgas» legt nahe, dass auch Wasserstoff im Gasnetz erfasst wäre, was ausdrücklich die Ansicht des Bundesrates im erläuternden Bericht ist.⁶ Somit wäre die Versorgung mit Wasserstoff über das Gasnetz voraussichtlich von einem zukünftigen Regulierungsrahmen erfasst.

4. Sektorenkopplung

Die Nutzung von Wasserstoff könnte insbesondere einen wesentlichen Schritt in Richtung einer stärkeren Kopplung der verschiedenen Energie- sowie (etwa über den Verkehr) weiterer Wirtschaftssektoren darstellen. Dies wäre insbesondere der Fall bei einer Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff (Power-to-Gas/Power-to-Hydrogen). In der Schweiz ist der Rechtsrahmen für Power-to-Gas sowie für die Energiespeicherung insgesamt noch unzureichend ausgestaltet. Auf europäischer Ebene hingegen wird auch die Umwandlung von Strom in Gas ohne Rückumwandlung in Strom mit der neuen Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie als Energiespeicherung anerkannt.⁷

5. Rechtliche Anreize

In der Schweiz wird Wasserstoff, der ausschliesslich unter Verwendung erneuerbarer Energieträgerhergestellt wurde, als erneuerbares Gas im Sinne der SVGW-Richtlinie G13 anerkannt. Wasserstoff aus der Elektrolyse ist hingegen nach der hier vertretenen Ansicht nicht als «Biogas» im Sinne des Energiegesetzes einzuordnen und profitiert daher nicht von einer Abnahmepflicht des Gasnetzbetreibers. Werden die Vorgaben der SVGW-Richtlinie G13 erfüllt, kann jedoch ein Herkunftsnachweis der Clearingstelle für erneuerbare Gase ausgestellt werden. Die internationale Handelbarkeit erneuerbarer Gase leidet jedoch noch unter der Tatsache, dass sich grenzüberschreitend anerkannte Herkunftsnachweissysteme für solches Gas noch im Aufbau befinden.

Darüber hinaus profitiert Wasserstoff als Brennstoff davon, nicht von der CO₂-Abgabe erfasst zu werden. Schliesslich entfällt die leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe für Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb.⁸ Hierunter fallen auch Fahrzeuge mit Wasserstoffbrennstoffzellenantrieb, nicht hingegen Fahrzeuge mit Wasserstoffverbrennungsmotor.

³ Verordnung (EG) Nr. 1907/2006, ABl. EU 2006 L 396/1.

⁴ SVGW-Richtlinie G18, Ziffer 6.2.

⁵ QUARTON/SAMSATLI, Renewable and Sustainable Energy Reviews 98 (2018), S. 302, 303.

⁶ Gasversorgungsgesetz. Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, September 2019, S. 14.

⁷ Art. 2 Nr. 59 Richtlinie (EU) 2019/944, ABl. EU 2019 L 158/125.

⁸ Art. 3 Abs. 1 lit. j Schwerverkehrsabgabeverordnung, SR 641.811.

7.13 Pricing electricity futures with distortion functions under model ambiguity

Michael SCHÜRLEV²⁸, Debora Daniela ESCOBARV²⁹,
Florentina PARASCHIV³⁰

Themenzuordnung: Wasserstoff, Versorgungssicherheit, Energiespeicherung

Zusätzliche Stichworte: Notstrom, Mobilfunk, Zuverlässigkeit von Brennstoffzellensystemen

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Due to the non-storability of electricity, the classical approaches for pricing commodity futures cannot be applied to power markets. We propose a novel approach that uses a change in the probability measure based on distortion functions to model the link between electricity futures and expected spot prices for a certain delivery period. To the best of our knowledge, this is the first study that uses the distortion premium for the explanation of risk preferences in power markets. We formulate a transformation of the empirical distribution of future spot prices with three elements that account for forward-looking information, risk preferences and model ambiguity. In particular, we do not prespecify the form of the distortion function but retrieve its shape from the data. To model the distribution of future spot prices, we introduce a novel regime-switching approach with high predictive power for futures. These features allow us to match observed futures prices and retrieve the characteristics of the risk premium with respect to time-to-delivery, season of the delivery month and load profile.

²⁸ University of St. Gallen, Institute for Operations Research and Computational Finance (ior/cf-HSG)

²⁹ London School of Economics

³⁰ NTNU Business School, Norwegian University of Science and Technology

7.14 Scenarios for the Future Swiss Electricity System and the Role of Flexibility Options

**Marius SCHWARZ³¹, Jared GARRISON³¹, Blazhe GJORGIEV³¹,
Xuejiao HAN³¹, Renger VAN NIEUWKOOP³¹, Elena RAYCHEVA³¹,
Xuqian YAN³¹, Turhan DEMIRAY³¹, Gabriela HUG³¹,
Giovanni SANSAVINI³¹, Christian SCHAFFNER³¹**

Themenzuordnung: Klima- und Energiepolitik, Dekarbonisierung; Versorgungssicherheit; Netze

Zusätzliche Stichworte: Energiesysteme, Modellierung, Flexibilität

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Inhalt

Politische Veränderungen im Energiesektor haben weitreichende Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem und beeinflussen alle Sektoren der Wirtschaft. Aufgrund der hohen Komplexität der Energiewirtschaft, wurden bisher nur wenige Versuche unternommen, die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Komponenten dieses Systems zu modellieren. Nexus-e, eine Plattform für die Modellierung von Energiesystemen, schliesst diese Lücke und schafft eine interdisziplinäre Infrastruktur, in welcher Module über klar definierten Schnittstellen miteinander verbunden werden. Nexus-e ermöglicht insbesondere auch die Kombination von «Bottom-Up» und «Top-Down» Energiemodellen, wodurch es möglich ist einen breiteren Bereich der Energiewirtschaft abzubilden als dies bei traditionellen Modellierungsansätzen der Fall ist. Nexus-e kann daher die Auswirkungen zukünftiger Entwicklungen in der Energiewirtschaft ganzheitlicher analysieren.

Um die Fähigkeiten von Nexus-e zu veranschaulichen, untersuchen wir in einem ersten Projekt die Frage, wie zentrale und dezentrale Flexibilitätstechnologien im schweizerischen Elektrizitätssystem eingesetzt werden können und wie sie sich auf den traditionellen Betrieb des Elektrizitätssystem auswirken.

Methodik

Nexus-e berücksichtigt die technische Darstellungen von Energieversorgungs-, Nachfrage- und Speichertechnologien, sowie eine wirtschaftliche Bewertung der verschiedenen Investitionsanreize. Darüber hinaus kombiniert Nexus-e diese Aspekte mit der Modellierung der lang- und kurzfristigen Strommarktstrukturen und Stromnetze und evaluiert die Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft.

Wir simulieren drei Szenarien: Das Baseline Szenario beinhaltet die erwartbare Entwicklung der technisch-ökonomischen Parameter (z.B. Laufzeit von 50 Jahren für Schweizer Kernkraftwerke) und den Status quo des schweizerischen Rechts- und Regulierungsrahmens (z.B. Subventionen für PV-Systeme). Das Nuclear-60 Szenario spiegelt die Dis-

³¹ ETH Zürich

kussion um den Ausstieg aus der Kernenergie wider und geht davon aus, dass die Kernkraftwerke nach einer Laufzeit von 60 Jahren aus dem Betrieb genommen werden. Das High-Flexibility Szenario spiegelt die Diskussion über die Auswirkungen und den Wert eines erhöhten Angebots an verteilter Flexibilität im Stromsystem wider und geht von niedrigen Batteriekosten und einem hohen Potenzial für Demand-Side Management aus.

Ergebnisse

Unsere Ergebnisse zeigen, dass der Ausstieg aus der Kernenergie mit erheblichen Investitionen in neue PV-Kapazitäten ausgeglichen werden kann. Somit bleibt das Stromangebot mit der Nachfrage weiterhin in Einklang. Zusätzlich erfolgen Investitionen in Biomasse und PV-Batterien, jedoch keine in Windkraft oder Netzbatterien. Das Ende der Investitionszuschüsse nach 2030 verringert die wirtschaftliche Attraktivität neuer PV-Kapazitäten im Jahr 2040. Sinkende PV-Preise kurbeln jedoch die PV-Installationen im Jahr 2050 wieder an. Bis 2050 ist PV für den grössten Anteil (d.h. 32,6 – 35,5%) der Stromproduktion verantwortlich, gefolgt von Speicher- (26,0 – 28,3%) und Flusswasserkraftwerken (15,9 – 17,4%). Hinzu kommt, dass mit dem Ausstieg aus der Kernenergie die Importe einen grösseren Beitrag zur Stromversorgung in der Schweiz leisten und im Jahr 2050 bis zu 5,7% der Nachfrage decken. Zwischen 2030 – 2040 ist die Importabhängigkeit sogar noch grösser, da die stagnierende PV-Kapazität den Ausstieg aus der Kernenergie nicht vollständig ersetzen kann. Dies führt zu wesentlich höheren Nettoimporten von bis zu 16,5% der jährlichen Nachfrage.

Angesichts des Übergangs weg von der Kernkraft und hin zu PV besteht ein zunehmender Bedarf an Flexibilität über eine breite Palette von Zeitskalen von saisonal bis unterstündlich: Erstens nimmt die Saisonalität der Nettolast mit zunehmendem PV-Durchdringungsgrad zu. Der zunehmende Bedarf an saisonaler Flexibilität wird durch zusätzliche Stromimporten aus dem Ausland (und vermehrt Stromexporte im Winter) und einer Anpassung der Stromproduktion von Staudämmen im Inland gedeckt. Zweitens unterstreicht die zunehmend dynamischere Nettolast (gering nach Sonnenaufgang und sonnenigen Tagen, hoch nach Sonnenuntergang und bewölkten Tagen) die Notwendigkeit flexibler Erzeugungs- und Nachfragekapazitäten. Diese stündliche und tägliche Dynamik wird grösstenteils durch rasche Veränderungen bei den Importen und Exporten und den Staudämmen abgedeckt. In geringerem Masse tragen auch Pumpen von Wasserkraftwerken, Flusswasserkraftwerke, PV-Batterien und Demand-Side Management dazu bei, die notwendige Versorgung zu gewährleisten. Drittens nehmen die tertiären Reserveanforderungen mit steigendem PV-Durchdringungsgrad zu. Die tertiäre Reserve hilft die unterstündlichen Abweichungen der tatsächlichen von der geplanten Stromproduktion auszugleichen. Diese können jedoch mit den bestehenden steuerbaren Kapazitäten versorgt werden. Viertens wirkt sich die Erhöhung des Anteils der nicht steuerbaren Einheiten negativ auf die Systemsicherheit aus und trägt somit zum Risiko von Stromausfällen bei. Dieser Gefahr kann jedoch mit nur wenigen Nachrüstungen von Übertragungsleitungen begegnet werden. PV-Batterien und Demand-Side Management können dieses Risiko sogar noch weiter verringern und die Systemsicherheit stärken.

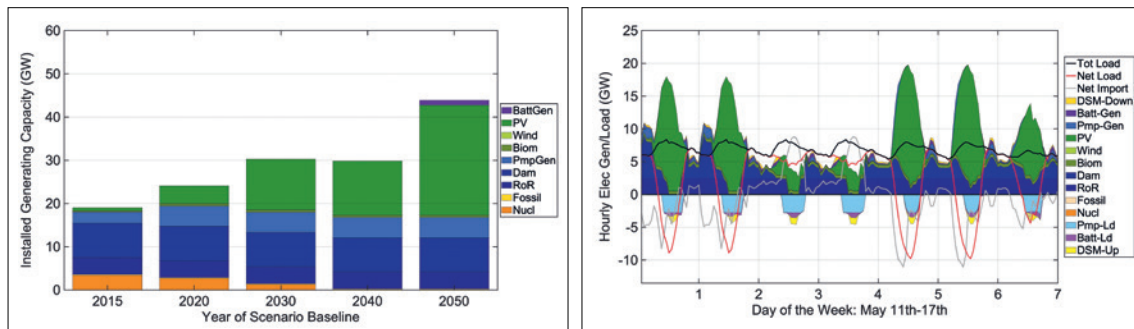


Abbildung 1: Nexus-e Ergebnisse für die installierte Erzeugungskapazität von 2020 - 50 (links) und die stündliche Stromerzeugung für eine ausgewählte Woche mit hoher Sonneneinstrahlung in 2050 (rechts)

Wir danken dem Bundesamt für Energie für die finanzielle Unterstützung des Projektes. Die Abschlussberichte beinhalten die vollständige Beschreibung des Modells und der Ergebnisse. Zusätzlich stellen wir weitere Visualisierungen und numerische Ergebnisse zum Download auf unserer Homepage (www.nexus-e.ethz.ch) zur Verfügung. Es ist zu beachten, dass alle in diesem Bericht vorgestellten Ergebnisse mit erheblichen Unsicherheiten und Annahmen behaftet sind. So sind zum Beispiel Netto-Null-Emissionsziele (für die Schweiz oder die umliegenden Länder) in keinem der simulierten Szenarien enthalten. Daher haben die Szenarien einen illustrativen Charakter, und sollten nicht als Vorhersagen interpretiert werden.

7.15 Wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Notstromanlagen im Feldtest

Ulrike TRACHTE³², Thomas GISLER³³

Themenzuordnung: Wasserstoff, Versorgungssicherheit, Energiespeicherung

Zusätzliche Stichworte: Notstrom, Mobilfunk, Zuverlässigkeit von Brennstoffzellensystemen

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Inhalt

Eine zuverlässige Kommunikation über Telekommunikationsdienste haben im Alltag eine hohe Bedeutung gewonnen. Verschiedene Mobilfunkdienstleister bieten diesen Service an. In Krisenfällen muss insbesondere die Kommunikation der Behörden und Organisationen für Rettung und Sicherheit sichergestellt sein. In der Schweiz wird hierfür das Sicherheitsfunknetz POLYCOM eingesetzt, welches zum Schutz der kritischen Infrastrukturen dient. Die Kantone sind aufgefordert ein operatives Konzept auszuarbeiten, welches bei einem Stromausfall den Betrieb des POLYCOM Funknetzes für bis zu 72 Stunden respektive drei Tage gewährleistet.

Um diese Funktion zu erfüllen, werden die Systeme in der Regel mit Unterbrechungsfreien Stromversorgungsanlagen (USV) ausgestattet. Diese Notstromversorgung erfolgt meist über herkömmliche Technologien mit Blei-Batterien für kurze und mit Diesel- oder Benzingeneratoren für länger anhaltende Stromausfälle.

In Ergänzung oder als Ersatz dieser bekannten Technologien versprechen Brennstoffzellen (BZ) technische und ökologische Vorteile. BZ-Systeme werden häufig mit Wasserstoff betrieben. Im Gegensatz zu Verbrennungsmotoren arbeiten sie leise, mit besserem Wirkungsgrad und ohne lokale Emissionen. Bei ausreichender Wasserstoffbereitstellung können langanhaltende Stromausfälle ohne Personal vor Ort überbrückt werden.

Die Hochschule Luzern – Technik & Architektur hat in Projekten fünf im Feld installierte Notstromsysteme mit BZ über einen Zeitraum von acht Jahren getestet. Drei Installationen werden für das POLYCOM-Netz eingesetzt und zwei Systeme bei einem Mobilfunkanbieter. Für alle Anlagen wird Wasserstoff in 50-Liter-Druckgaszylindern mit 200 bar bereitgestellt. In den Projekten wurde die Anwendung der BZ-Systeme umfassend getestet in Bezug auf Zuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit, Logistik der Wasserstoffbereitstellung sowie Aspekte zu Wartungsaufwand und Serviceverfügbarkeit.

³² Trachte Ulrike, Hochschule Luzern – Technik & Architektur, Technikumstrasse 21, CH-6048 Horw, 041 3493 249, ulrike.trachte@hslu.ch, <https://www.hslu.ch/de-ch/hochschule-luzern/forschung/projekte/detail/?pid=3447>

³³ Gisler Thomas, Hochschule Luzern – Technik & Architektur, Technikumstrasse 21, CH-6048 Horw, 041 349 33 37, thomas.gisler@hslu.ch, <https://www.hslu.ch/de-ch/technik-architektur/forschung/kompetenzzentren/electronics>

Methodik

Die fünf Systeme arbeiten mit einer Leistung von zwei bis sechs Kilowatt und wurden an unterschiedlichen Standorten installiert. Es gibt zwei Systeme auf dem offenen Feld, ein System auf einem Gebäudedach in städtischer Umgebung, eines in den Bergen auf einer Höhe von 2400 Metern und ein Outdoor-System bei einem Tunneleingang. Nachfolgende Tabelle zeigt Fotos der verschiedenen Standorte.

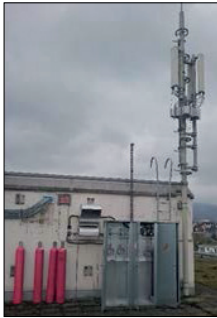


Abb. 1: Standort auf Gebäudedach



Abb. 2: Standort in den Bergen auf 2'400 m ü. M.



Abb. 3: Standort im Feld



Abb. 4: Standort Outdoor-System an Tunneleingang



Abb. 5: Standort im Feld

Tabelle 1: Fotos der Standorte im Feld

Zwei Systeme wurden als eigenständige BZ-Notstromversorgung eingesetzt. Zur kurzen Überbrückung der Anlaufzeit der BZ wurde ein Batteriepuffer eingesetzt. Bei den drei Systemen für das POLYCOM-Netz wurden eine BZ in Ergänzung zu einer bestehenden Batterie-USV-Anlage integriert. In einem der drei Systeme wurde später die Batterie-USV durch ein eigenständiges System mit Supercappuffer ersetzt. Alle Systeme wurden mit Messequipment ausgestattet, welches eine kontinuierliche Echtzeit-Fernüberwachung und Aufzeichnung aller Systemparameter und Energieflüsse und die Durchführung ferngesteuerter Netzausfallsimulationen ermöglicht. Um die Zuverlässigkeit zu testen, wurden in einer ersten über dreijährigen Testphase Stress- und Langzeittests durchgeführt. Die Stresstests erfolgten mit häufigen und kurzen Netzausfallszyklen. Im Langzeitbetrieb wurden Stromausfälle von vier Stunden sowie für die POLYCOM Systeme von 72 Stunden simuliert. In einer zweiten Phase wurden die Systeme im Normalbetrieb mit reduzierten gelegentlichen Tests betrieben und permanent überwacht.

Ergebnisse

Die Zuverlässigkeit der BZ-Systeme wird definiert als der Prozentsatz von erfolgreich überbrückter Stromausfallsituationen bezogen auf alle aufgetretenen Stromausfallsituationen. Insgesamt zeigen die Ergebnisse eine sehr hohe Zuverlässigkeit der Systeme zwischen 99.6% und 100% auf. Die Ausfälle waren alle auf die Batterie zurückzuführen. Die drei POLYCOM-Installationen erfüllten eine Zuverlässigkeit von 100%. Nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse inklusive Laufzeiten der BZ zusammen.

Nr.	Standort	In Betrieb seit	Max. Leistung BZ	Laufzeit BZ	Anzahl der Start Zyklen	Zu- verlässigke it
1	Telekom 1	Dez 2011	6 kW	151 h	560	99.6 %
2	Telekom 2	Nov 2011	6 kW	161 h	580	99.6 %
3	POLYCOM 1	Nov 2011	4 kW	166 h	527	100 %
4	POLYCOM 2	Nov 2011	4 kW	176 h	530	100 %
5	POLYCOM 3	Juni 2012	2 kW	163 h	413	100 %

Tabelle 2: Zuverlässigkeit der BZ-Systeme an den einzelnen Standorten seit Inbetriebsetzung im Feld

Alle Resultate zur Zuverlässigkeit der Systeme erfüllen die Anforderungen der Betreiber. Aus technischer Sicht haben sich BZ-Systeme als reale Alternative zu herkömmlichen Technologien im Notstrombereich erwiesen.

Neben der Funktionsfähigkeit der Anlagen hat für die Betreiber auch ein gutes Serviceangebot für die BZ-Systeme und die Gasversorgung einen hohen Stellenwert. In diesem Bereich hat sich das Konzept der Wartung 'aus einer Hand' von BZ, Wasserstoffinfrastruktur und Sicherheitsvorkehrungen bewährt. Verbesserungspotential gibt es noch im Bereich der Gaszylinderlieferungen und des Anschlussservice. Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit sind die Investitionskosten der BZ-Systeme im Vergleich zu herkömmlichen Lösungen noch hoch. Es ist aber zu erwarten, dass die Kosten zukünftig sinken.

7.16 Wasserstoff für die Energiewende

Peter Tromm³⁴, Werner HEDIGER³⁵

Themenzuordnung: Neue Erneuerbaren Energien, Wasserstoff, Energie- und Regionalentwicklung

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Die Stromabnahmeverträge der Wasserkraftwerke im alpinen Raum werden zurzeit neu ausgehandelt. Nachdem bisher Preise von etwa CHF 0.20 bis 0.25 pro Kilowattstunde üblich waren, bieten die Käufer nur noch CHF 0.05 bis 0.08, mit dem Hintergrund, dass zum Beispiel Windkraftstrom der Nordsee auch zu diesem Preis zu kaufen ist. Dadurch entgeht den Wasserkraftproduzenten und teilweise auch den Konzessionsgemeinden in den Berggebieten ein wichtiger Teil ihrer Einnahmen. Die Suche nach Alternativen hat begonnen. Dazu zählt auch der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft.

Wasserstoffwirtschaft

Die eingangs beschriebene Ausgangslage führt zu Überlegungen, den Strom aus der Wasserkraft anderweitig zu verwenden. Im Zuge der Energiewende soll einerseits die gesamte Stromproduktion auf neue erneuerbare Energien umgestellt werden, was neue Speichermöglichkeiten bedingt. Eine solche Möglichkeit stellt die Umwandlung von elektrischem Strom in Wasserstoff dar, da dieser in Tanks gelagert werden und zu einem späteren Zeitpunkt einer Nutzung zugeführt werden kann. Je nach Speicherkapazität lässt sich so ein Stromengpass zum Beispiel nachts oder im Winter durch Rückumwandlung des Wasserstoffs in Strom mittels einer Brennstoffzelle überbrücken. Andererseits ist die Verminderung von CO₂-Emissionen ebenfalls ein Ziel der Energiewende. Auch hier kann Wasserstoff als Energieträger eine Rolle spielen. Und zudem eine regionalwirtschaftliche Bedeutung erlangen.

Chancen einer Wasserstoffwirtschaft im Alpinen Raum

Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft

- Herstellung von Wasserstoff durch Wasserkraft-, Solar- und Windstrom
- Regionaler Transport des Wasserstoffs zu Wasserstoff-Tankstellen
- Verkauf des Wasserstoffs an im regionalen Einsatz stehende Fahrzeuge und an andere Verbraucher

Zurzeit entsteht beispielsweise beim Rheinkraftwerk Reichenau eine für Graubünden erste Elektrolyse-Anlage zur Herstellung von Wasserstoff, welche mittels Strom aus dem Rheinkraftwerk und den Solaranlagen in Felsberg und an der Autobahn A13 zwischen

³⁴ Zentrum für Wirtschaftspolitische Forschung, Fachhochschule Graubünden FHGR, Comercialstrasse 22, 7000 Chur, +41 (0)81 286 39 77, peter.tromm@fhgr.ch, www.fhgr.ch

³⁵ Zentrum für Wirtschaftspolitische Forschung, Fachhochschule Graubünden FHGR, Comercialstrasse 22, 7000 Chur, +41 (0)81 286 37 33, werner.hediger@fhgr.ch, www.fhgr.ch

Chur Süd und Ems betrieben wird. Dieser Wasserstoff wird zu einer geplanten Wasserstoff-Tankstelle (WT) in Felsberg transportiert und dort zunächst zum Betanken von Lastwagen benutzt.

Analysiert wird die finanzielle Tragfähigkeit solcher Projekte in einem Bergkanton wie Graubünden. Eine Rolle spielen dabei die Investitionskosten der verschiedenen Anlagen, die Verkaufsmöglichkeiten von Wasserstoff (H), die erzielbaren Preise pro verkaufte Menge, die Rentabilität von WT und gewisse Umweltaspekte.

Erste Resultate und Analysen vorhandener Literatur zeigen, dass sich WT rechnen. Der Abgabe-Preis für 1 kg H liegt in der Schweiz bei ca. CHF 10. Mit 1 kg H fährt ein Auto ca. 100 km, womit eine Vergleichbarkeit mit Benzin gegeben ist, da 6.5 l Benzin auch etwa CHF 10 kosten und für 100 km reichen. Die Herstellung von 1 kg H mittels Elektrolyse kostet ca. CHF 5.5, die Differenz zum Erlös beträgt also etwa CHF 4.5 und kann für Transport und Verkauf verwendet werden.

Ein erstes lohnendes Anwendungsgebiet sind wasserstoffbetriebene Lastwagen, welche dadurch keine lastabhängige Schwerverkehrsabgabe (LSVA) mehr entrichten müssen. Der LKW-Unternehmer spart so ca. CHF 50'000 bis 100'000 pro LKW und Jahr.

Um eine WT rentabel betreiben zu können, genügen bereits 10 LKW mit einer Fahrleistung von etwa 50'000 bis 100'000 km pro Jahr. Bei einem Verbrauch von ungefähr 5 kg/100 km würden diese 10 LKW 50'000 kg H im Jahr tanken. Dies ergibt einen Ertrag von CHF 200'000 (CHF 4/kg x 50'000 kg). Die Betriebskosten einer WT (Investitionskosten etwa CHF 1 Million) werden auf CHF 100'000 geschätzt, die vom Ertrag subtrahiert werden müssen.

Damit sind WT regionalwirtschaftlich sinnvoll und lassen sich auch im Berggebiet rentabel betreiben. Konkret kann H regional u.a. bei Kommunal- und Pistenfahrzeugen zum Einsatz kommen, bei regionalen Transportunternehmen, bei landwirtschaftlichen Fahrzeugen und auch bei Personenwagen. Ein weiteres Anwendungsgebiet ist H als Energiequelle in komplexen Hochbauten wie z.B. grösseren Hotels oder Spitälern. Auch der Tourismus profitiert, indem Gäste mit H-Fahrzeugen anreisen und in der Ferienregion auftanken können. Daneben kann sich die Region als umweltbewusst und nachhaltig darstellen.

Die Wasserstoffwirtschaft führt damit zu einer regionalen Entwicklung im Industriebereich Energie, zum Erhalt bzw. Ausbau von Arbeitsplätzen, zur Erhöhung der Selbstversorgung, zur Vermeidung von langen Transportwegen erdölbasierter Treib- und Heizstoffe, einer Verminderung von CO₂-Emissionen und letztendlich zu einer Erhöhung der Lebensqualität.

Eine regionalwirtschaftliche Analyse mit der Beurteilung einer optimalen Dichte von WT für den Schweizer Alpenraum ist in Erarbeitung.

7.17 Zukünftige Produktion von alpinen Laufkraftwerken: Auswirkungen des Klimawandels, der Restwasserbestimmungen und technischen Optimierungen

**Tobias WECHSLER^{36, 37, 38, 39}, Manfred STÄHLI^{36,39},
Massimiliano ZAPPA^{36,39}, Klaus JORDE^{39,40}, Bettina SCHAEFLI^{37, 38, 39}**

Themenzuordnung: Netze, Elektrizitätsmarkt, Energiespeicherung

Zusätzliche Stichworte: grid tariff, demand response, acceptance

In der Schweiz werden rund 57% der Elektrizität durch die Wasserkraft erzeugt, wovon rund die Hälfte durch Laufkraftwerke erzeugt wird. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wird eine Steigerung von +10% angestrebt (insgesamt 38'600 GWh/a). Ein steigender Elektrizitätsbedarf sowie ein wachsendes ökologisches Bewusstsein, katapultiert die Wasserkraft in eine Position von hoher Erwartung und Verantwortung. In diesem Spannungsfeld untersucht die vorliegende Studie die Auswirkungen des Klimawandels auf die Produktion von Laufkraftwerken und vergleicht diese mit den potentiellen Einbussen durch die Restwasserbestimmungen sowie potentiellen Steigerungen durch technische Optimierungen.

Um die Auswirkungen des Klimawandels abzuschätzen, wurden sämtliche Abflüsse der Schweiz mit einem hydrologischen Modell (PREVAH) bis Ende Jahrhundert simuliert. Insgesamt wurden 26 Modellketten der neuen Klimaszenarien CH2018 verwendet, wobei zwischen den beiden CO₂-Emissionsszenarien RCP2.6 (konsequenter Klimaschutz) und RCP8.5 (kein Klimaschutz) unterschieden wird. Für elf verschiedene Laufkraftwerke werden anhand von Dauerkurven Produktionsentwicklungen bis Mitte und Ende des Jahrhunderts abgeschätzt; unter der Annahme gleichbleibender Technik und Gewässerschutzbestimmungen.

Die Produktionsentwicklung der betrachteten Laufkraftwerken ist abhängig von Änderungen des Niederschlags, der Temperatur und Verdunstung, was wiederum einen starken Einfluss auf die vorherrschenden hydrologischen Prozesse (Schnee- und Gletscherschmelze) haben und sich räumliche sowie zeitliche unterscheiden. Bis Mitte des Jahrhunderts (2045-2074) und mit konsequentem Klimaschutz (RCP2.6) wird die jährliche Produktion im Vergleich zur Referenzperiode (1981-2010) ungefähr gleich bleiben. Ohne Klimaschutz (RCP8.5) ist die Produktion leicht rückläufig (-3%). Ausnahmen bilden jene Kraftwerke, die stark von Schmelzprozessen beeinflusst sind. Ein reduzierter Schneefall sowie erhöhter Winterniederschlag (in Form von Regen), sorgen für höherer Winterabflüsse, wodurch die Winterproduktion bei praktisch sämtlichen in dieser Studie betrachteten Laufkraftwerken bis Mitte des Jahrhunderts ansteigt.

³⁶ Swiss Federal Institute for Forest, Snow and Landscape Research WSL, Zürcherstrasse 111, 8903 Birmensdorf, Switzerland

³⁷ Institute of Geography, University of Bern, Hallerstrasse 12, 3012 Bern, Switzerland

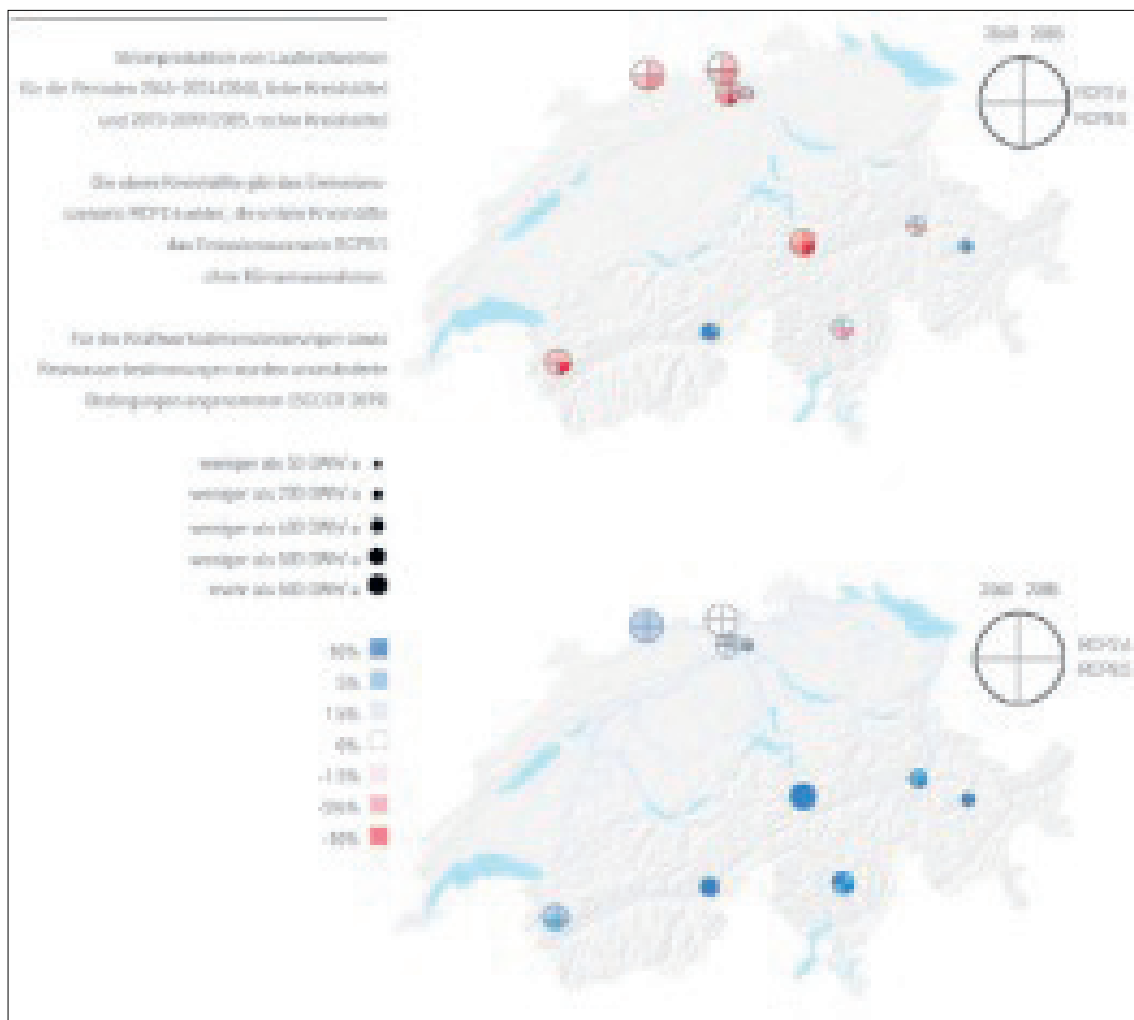
³⁸ Oeschger Centre for Climate Change Research and Institute of Geography, University of Bern, Falkenplatz 16, 3012 Bern, Switzerland

³⁹ Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity (SCCER-SoE), Sonneggstrasse 5, 8092 Zurich, Switzerland

⁴⁰ KJ Consult, Ferdinand-Raunegger-Gasse 26, 9020 Klagenfurt, Austria

Bis Ende des Jahrhunderts (2070-2099) und mit konsequentem Klimaschutz (RCP2.6) ist mit einem leichten Rückgang der Jahresproduktion (-1,5%) zu rechnen. Ohne Klimaschutz (RCP8.5) ist die Jahresproduktion stärker rückläufig (-7%). Die Winterproduktion wird bei praktisch allen untersuchten Laufkraftwerken ansteigen. Je nach Emissionsszenario wird der durchschnittliche Anstieg der Winterproduktion zwischen +5% (RCP2.6) und +10% (RCP8.5) liegen. Der Anstieg der Winterproduktion wird jedoch nicht ausreichen, um einen Rückgang der Jahresproduktion zu verhindern.

Die klimabedingten Veränderungen der Wasserkraftproduktion lassen sich einordnen, indem sie mit den Produktionseinbußen durch Restwasserbestimmungen (-4%) und Produktionssteigerungen durch technische Optimierungen (+6%) verglichen werden. Wir versuchen die drei Komponenten Klimawandel, Restwasserbestimmungen und technische Optimierungen zu analysieren und damit die Herausforderungen und Chancen der alpinen Wasserkraftproduktion zu eruieren.



7.18 How successfully do SIE-Initiatives contribute to EU Policy goals?

Tim DZUKOWSKI⁴¹, Christian WINZER⁴²

Topics: Social innovation in energy transition

Key words: SIE-initiative, goal-alignment, success

Relevant for mountainous regions: yes

Abstract

The contribution of initiatives promoting Social Innovations in the Energy Sector (SIE-Initiatives) to EU Policy Goals depends both on the alignment of the SIE-initiatives' goals and the EU, as well as the success of SIE-initiatives at pursuing their goals.

As part of a Horizon2020 project on Social Innovation in the Energy Sector, this study determines the contribution of SIE initiatives in CH, DE, FR, GB, NL and PL to EU policy goals such as emission reduction, renewables, efficiency, affordability, energy security, interconnection and competitiveness. Using a combination of researcher assessments, SMART indicators and surveys among SIE-representatives and third parties we investigate the perception bias of different stakeholders, the alignment between the goals of SIE initiatives and the EU and the intended and unintended contributions of SIE-initiatives to EU policy goals.

⁴¹ ZHAW, Zentrum für Energie und Umwelt, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, E-Mail: dzukotim@students.zhaw.ch, Mobil: +41 76 76 49 905

⁴² ZHAW, Zentrum für Energie und Umwelt, Bahnhofplatz 12, 8400 Winterthur, E-Mail: Christian.Winzer@zhaw.ch, Mobil: +41 76 77 89 703

8 Autorenverzeichnis

Rebekka Bärenbold

ETH Zürich, Chair of Economics

Email: rebekka.baerenbold@unibas.ch

Prof. Dr. Regina Betz

Center for Energy and the Environment (CEE),

School of Management and Law (SML),

Zurich University of Applied Sciences (ZHAW)

Email: betz@zhaw.ch

Prof. Dr. Anke Bockreis

Universität Innsbruck, Institut für Infrastruktur,

Arbeitsbereich Umwelttechnik

Email: anke.bockreis@uibk.ac.at

Prof. Dr. Robert Boes

Versuchsanstalt für Wasserbau,

Hydrologie und Glaziologie (VAW), ETH Zürich

Email: boes@vaw.baug.ethz.ch

Dr. Matthias Buchecker

Eidgenössische Forschungsanstalt WSL

Email: matthias.buecheker@wsl.ch

Mauro Caccivio

University of Applied Sciences and Arts of

Southern Switzerland (SUPSI-PVLab)

Email: mauro.caccivio@supsi.ch

Domenico Chianese

University of Applied Sciences and Arts of

Southern Switzerland (SUPSI-PVLab)

Email: domenico.chianese@supsi.ch

Tim Dzukowski

ZHAW, Zentrum für Energie und Umwelt

E-Mail: dzukotim@students.zhaw.ch

Dr. David Felix

Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und

Glaziologie (VAW), ETH Zürich

Email: felix@vaw.baug.ethz.ch

Thomas Gisler

Hochschule Luzern – Technik & Architektur

Email: thomas.gisler@hslu.ch

Dr. Manuel Grieder

ZHAW, Center for Energy and the Environment

Email: manuel.grieder@zhaw.ch

Dr. Gian Guidati

Schweizerisches Kompetenzzentrum für
Energieforschung - Strombereitstellung (SCCER-SoE), ETH Zürich
Email: gianfranco.guidati@sccer-soe.ethz.ch

Dr. rer. soc. oec. Adhurim Haxhimusa

University of Applied Sciences of the Grisons,
Centre for Economic Policy Research (ZWF), Switzerland
Email: adhurim.haxhimusa@fhgr.ch

Prof. Dr. Werner Hediger

Zentrum für Wirtschaftspolitische Forschung,
Fachhochschule Graubünden FHGR
Email: werner.hediger@fhgr.ch

Dr. Lilach Goren Huber

Zurich University of Applied Sciences (ZHAW)
Email: lilach.gorenhuber@zhaw.ch

Eskil Jarlskog

Nispera AG
Email: eskil.jarlskog@nispera.com

Dr. Klaus Jorde

Swiss Competence Center for Energy Research –
Supply of Electricity (SCCER-SoE)
KJ Consult
Email: klaus.jorde@kjconsult.net

Thomas Lichtmannegger

Universität Innsbruck, Institut für Infrastruktur,
Arbeitsbereich Umwelttechnik
Email: thomas.lichtmannegger@ubik.ac.at

Prof. Dr. Mario Liebensteiner

Friedrich-Alexander-Universität (FAU)
Chair of Energy Markets and Energy Systems Analysis
Email: mario.liebensteiner@fau.de

Patrick Ludwig

Center for Energy and the Environment (CEE)
Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW)
Email: patrick.ludwig@zhaw.ch

Dr. Jochen Markard

Swiss Federal Institute of Technology Zurich (ETH Zurich),
Group for Sustainability and Technology
Email: jmarkard@ethz.ch

Stefanie Müller

Eidgenössische Forschungsanstalt WSL
Email: stefanie.mueller@wsl.ch

Dr. Jörg Musiolik

*ZHAW School of Engineering,
Forschungsschwerpunkt Nachhaltige Energiesysteme
Email: joerg.musiolik@zhaw.ch*

Fabian Naumann

*Technische Universität Kaiserslautern,
Institute for Resource and Energy Economics
Email: fabian.naumann@wiwi.uni-kl.de*

Dr. Gianmarco Pizza

*Nispera AG
Email: gianmarco.pizza@nispera.com*

Prof. Dr. Boris Previšić

*Institut «Kulturen der Alpen»
Email: boris.previsic@unilu.ch*

Adélie Ranville

*Grenoble Ecole de Management GEM,
Department of Management & Technology
Email: adelie.ranville@grenoble-em.com*

Prof. Dr. Bettina Schäfli

*Institute of Geography, University of Bern
Oeschger Centre for Climate Change Research
and Institute of Geography, University of Bern
Swiss Competence Center for Energy Research –
Supply of Electricity (SCCER-SoE)
Email: bettina.schaefli@giub.unibe.ch*

Dr. Benjamin Schmid

*ZHAW School of Engineering,
Forschungsschwerpunkt Nachhaltige Energiesysteme
Email: benjamin.schmid@zhaw.ch*

Dr. Markus Schreiber

*Center for Law and Sustainability,
Universität Luzern
Email: markus.schreiber@unilu.ch*

Prof. Dr. Renate Schubert

*ETH Zürich, Chair of Economics
Email: schubert@econ.gess.ethz.ch*

Maria Stadler

*Fraunhofer Institute for Systems
and Innovation Research ISI
Email: maria.stadler@isi.fraunhofer.de*

Dr. Manfred Stähli

*Swiss Federal Institute for Forest,
Snow and Landscape Research WSL
Swiss Competence Center for Energy Research –
Supply of Electricity (SCCER-SoE)
Email: manfred.staehli@wsl.ch*

Ulrike Trachte

*Hochschule Luzern – Technik & Architektur
Email: ulrike.trachte@hslu.ch*

Prof. Dr. Peter Tromm

*Zentrum für Wirtschaftspolitische Forschung,
Fachhochschule Graubünden FHGR
Email: peter.tromm@fhgr.ch*

Markus Ulmer

*ZHAW School of Engineering
Forschungsschwerpunkt Data Analysis and Statistics
Email: markus.ulmer@zhaw.ch*

Dr. Anne-Lorène Vernay

*Grenoble Ecole de Management GEM,
Department of Management & Technology
Email: anne-lorene.vernay@grenoble-em.*

Tobias Wechsler

*Swiss Federal Institute for Forest,
Snow and Landscape Research WSL
Institute of Geography, University of Bern
Oeschger Centre for Climate Change Research
and Institute of Geography, University of Bern
Swiss Competence Center for Energy Research –
Supply of Electricity (SCCER-SoE)
Email: tobias.wechsler@giub.unibe.ch*

Dr. Christian Winzer

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

Dr. Massimiliano Zappa

*Swiss Federal Institute for Forest,
Snow and Landscape Research WSL
Swiss Competence Center for Energy Research –
Supply of Electricity (SCCER-SoE)
Email: massimiliano.zappa@wsl.ch*