



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

**Bundesamt für Energie BFE**

# Energieforschung und Innovation

## Bericht 2022





## Editorial

Die Herausforderungen des Klimawandels und die Energieversorgungssicherheit gehören in der Schweiz und weltweit zu den wichtigsten Themen. Neben der Umsetzung von Effizienzmassnahmen und der Anwendung erneuerbarer Energietechnologien spielt die Energieforschung eine wichtige Rolle. Sie hilft, das zunehmend komplexere Energiesystem mit verschiedenen Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichsten Akteuren und verschiedenen Energiesektoren zu studieren und technische und nicht-technische Lösungen zu entwickeln.

Das Bundesamt für Energie (BFE) fördert und koordiniert die Schweizer Energieforschung in einem programmatischen Ansatz seit vielen Jahren und unterstützt anwendungsorientierte Forschung, Pilot- und Demonstrationsprojekte sowie grössere interdisziplinäre Forschungskonsortien. Eingesetzt werden hierfür drei verschiedene Förderinstrumente, welche sich komplementär ergänzen. In dieser Broschüre werden exemplarisch Projekte vorgestellt, welche das BFE fördert und eng begleitet, dies stellvertretend für eine Vielzahl von weiteren Forschungs-, Pilot- und Demonstrationsprojekten. Die angegebenen QR-Codes leiten zu detaillierten Informationen weiter.

Bundesamt für Energie BFE  
Sektion Energieforschung und Cleantech

(Titelbild) Photovoltaik auf landwirtschaftlich genutzten Flächen, so genannte Agri-Photovoltaik (Agri-PV), kann einen zusätzlichen Beitrag zur heimischen Stromversorgung leisten. Allerdings müssen solche Anlagen in der Schweiz gemäss heutiger Gesetzgebung einen Vorteil für die landwirtschaftliche Produktion bewirken. In einem vom BFE unterstützten Pilotprojekt werden bei der Beerenproduktion der Firma Bioschmid GmbH hierzu drei verschiedene Agri-PV-Systeme getestet und verglichen, um damit die Auswirkung von Schutz und Verschattung mit den drei unterschiedlichen Systemen für die agronomische Ertragsentwicklung zu bewerten (Bildquelle: Insolight SA).



(Links) In einem Projekt der Fachhochschule Nordwestschweiz, der Bioburn AG und Kaskad-E wurde untersucht, welche Arten von Biomassen, neben Holz, energetisch genutzt werden können. Durch Pyrolyse (Verkohlung) kann aus Biomasse Wärmeenergie und Pflanzenkohle erzeugt werden. 32 Arten von Biomassen wurden untersucht, wobei sich drei der Substrate als besonders erfolgversprechend erwiesen: Waldholz-Rinde, Weizenkleie und Kaffeerösterei-Abfälle. Diese wurden auf zwei kommerziellen Pyrolyse-Anlagen in Basel und Stettlen (BE) zusätzlichen Messungen unterzogen. Als geeignet für die Herstellung von Energie und Kohle wurde die Rinde von Waldholz beurteilt (Foto oben links, Bildquelle: Léonard Marchand/FHNW). Sie hat das grösste zusätzlich nutzbare Energiepotenzial der untersuchten Substrate. Unten links ist die Pyrolyseanlage der Energieversorgerin IWB zusehen, die seit 2021 in Betrieb ist. (Bildquelle: IWB) Aus der Verwertung von Landschaftspflegematerial wird mit dieser Anlage Fernwärme für 170 Haushalte sowie 550 Tonnen Pflanzenkohle erzeugt.



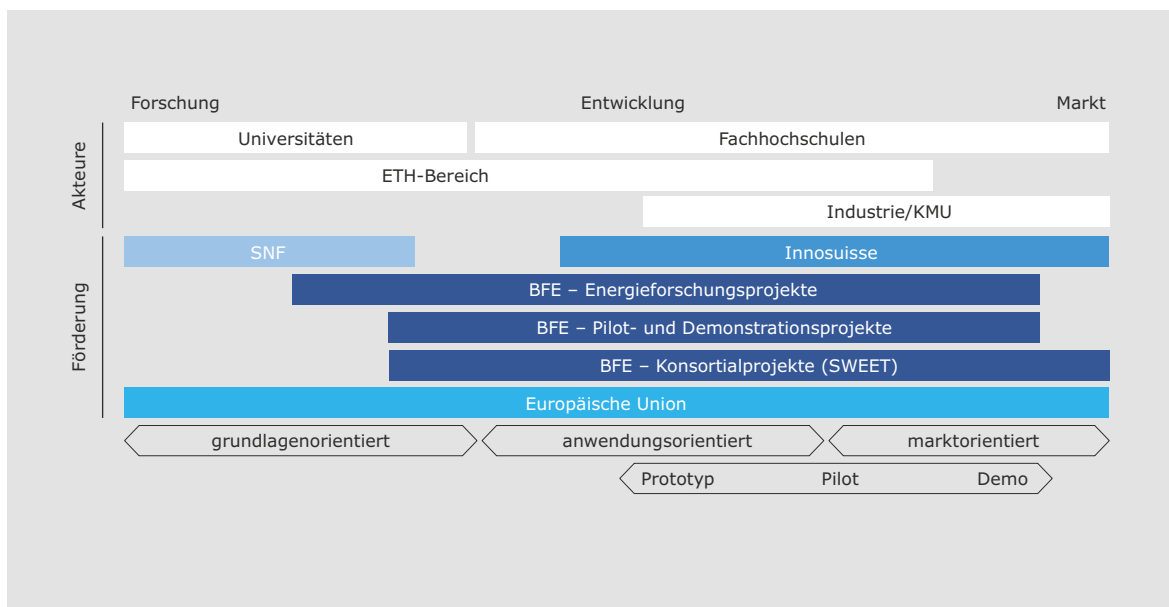
# Inhalt

Editorial	3
Inhalt	4
Überblick	
Technologie- und Innovationsförderung	5
Thematische Energieforschungsprogramme	6
Inter- und transdisziplinäre Forschungsförderung mit SWEET	6
Statistik der Schweizer Energieforschung	8
Highlights	
Die Wasserkraft noch wertvoller machen	12
Innovative und effiziente Lösungen zur CO <sub>2</sub> -Abscheidung	14
Wie ein «Magnet-Motor» Strom erzeugt	18
Das Heizsystem mit dem Herz aus Eis	20
Mehr Windstrom dank optimierter Modelle	24
Wie flexible Tarife das Stromsystem stabilisieren	26
International	
Internationale Zusammenarbeit	29
Beteiligung in Technologie-Kooperationsprogrammen der IEA	30
Teilnahme an ERA-NETs – European Research Area Networks	30
Weitere internationale Zusammenarbeit	30

# Technologie- und Innovationsförderung

Mit drei komplementären Förderinstrumenten für Forschung und Innovation im Energiebereich deckt das Bundesamt für Energie (BFE) praktisch das gesamte Technologiespektrum ab. Es richtet sich dabei nach einem eigenen Energieforschungskonzept 2021–2024, das sich wiederum am Energieforschungskonzept des Bundes orientiert. Für die aktuelle Periode 2021–2024 ist ein noch stärkerer Fokus auf nicht-technische Forschung (engl. SSH: social sciences and humanities) gelegt. Technische Wissenschaften und SSH sollen schon bei der Konzipierung von Forschungsvorhaben eng zusammenarbeiten, um Forschungsergebnisse frühzeitig auf die spätere Anwendung auszurichten.

Die BFE-Mittel für Energieforschung werden unterstützend eingesetzt, um Lücken in der Förderlandschaft zu schliessen und die Schweizer Energieforschung damit zu koordinieren. Aktuell stehen hierfür rund 50 Millionen Franken pro Jahr zur Verfügung und es werden rund 300 laufende Projekte pro Jahr eng begleitet.



Das Bundesamt für Energie (BFE) koordiniert Forschung und Innovation im Energiebereich über einen grossen Teil der Wertschöpfungskette (Innosuisse = Schweizerische Agentur für Innovationsförderung; SNF = Schweizerischer Nationalfonds).

# Thematische Energieforschungsprogramme

Das Bundesamt für Energie (BFE) deckt mit thematisch orientierten Energieforschungsprogrammen das gesamte Spektrum der Energieforschung in den Bereichen «Energieeffizienz» und «Erneuerbare Energie» ab. Diese Programme sind eng mit den anderen Förderinstrumenten des BFE (Programm für Pilot- und Demonstrationsprojekte und das Programm SWEET) verknüpft.



Die einzelnen Programme orientieren sich entlang der Achsen «Energieeffizienz», «Erneuerbare Energie», «Geistes- und sozialwissenschaftliche Themen», «Speicherung und Netze». Zentrale Themen wie «Digitalisierung», «Sektorkopplung» und «Energiespeicherung» werden programmübergreifend behandelt.

Gebäude und Städte (3–8)	Mobilität (4–8)	Industrielle Prozesse (3–8)
Netze (3–8)	Elektrizitätstechnologien (3–8)	Verbrennungsbasierte Energiesysteme (3–8)
Brennstoffzellen (2–8)	Batterien (2–8)	Wärmepumpen und Kältetechnik (4–8)
Solarthermie und Wärmespeicherung (4–8)	Photovoltaik (3–8)	Solare Hochtemperaturenergie (CSP) (3–8)
Wasserstoff (2–8)	Bioenergie (3–8)	Wasserkraft (4–8)
Geothermie (3–8)	Windenergie (4–8)	Stauanlagensicherheit (3–8)
Energie-Wirtschaft-Gesellschaft		

Thematische Energieforschungsprogramme des BFE. Die Zahlen in Klammern bezeichnen den Technologiereifegrad von Projekten, die durch das entsprechende Programm gefördert werden.

## Inter- und transdisziplinäre Forschungsförderung mit SWEET

Im September 2020 wurde vom eidgenössischen Parlament das Förderprogramm SWEET – «SWiss Energy research for the Energy Transition» bewilligt, welches nahtlos an das vorangegangene Programm SCCER «Swiss Competence Centers in Energy Research» anknüpft. Für SWEET stehen bis 2032 Fördermittel von 136,4 Millionen Franken zur Verfügung. Im Gegensatz zu SCCER ist SWEET ein kompetitives Programm, d. h. es werden fortwährend Ausschreibungen publiziert, auf die sich Konsortien bewerben können. SWEET fördert über Ausschreibungen inter- und transdisziplinäre Konsortien, die sich aus verschiedenen Hochschulen, Universitäten und Partnern aus Privatwirtschaft und öffentlicher Hand zusammensetzen.



Die vier Konsortien DeCarbCH, EDGE, PATHFNDR und SURE der ersten Ausschreibung zum Thema «Integration

erneuerbarer Energien in ein nachhaltiges und resilientes Schweizer Energiesystem» haben ihre Forschungsarbeiten 2021 aufgenommen. Die Konsortien setzen sich mit Themen wie der Dekarbonisierung des Heizens und Kühlens, der Dezentralisierung des Energiesystems durch erneuerbare Energien, der Sektorkopplung und der nachhaltigen Entwicklung und Resilienz des Energiesystems auseinander.

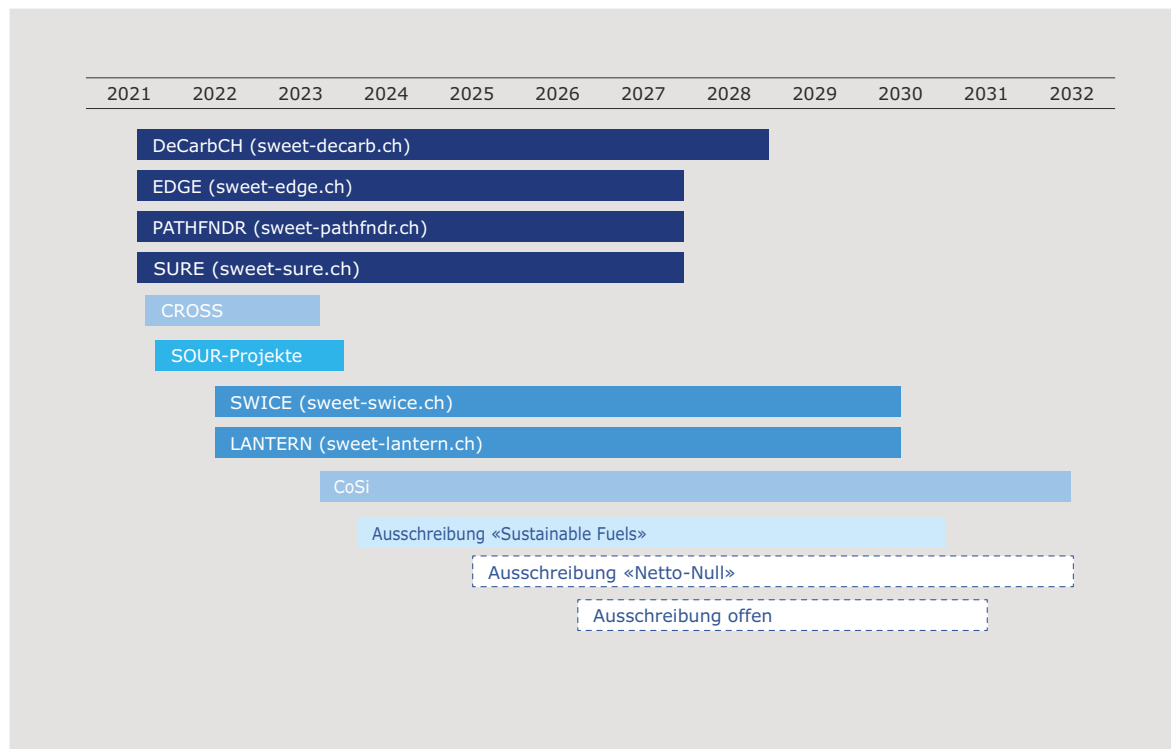
Neben den SWEET-Konsortien werden mit dem Instrument SOUR («SWEET Outside-the-box Rethinking») bewusst unkonventionelle Projekte, die einzelne Forschende oder kleine Teams umsetzen, gefördert. In der ersten SOUR-Ausschreibung – zum selben Leitthema wie die erste SWEET-Ausschreibung – erhielten vier Projekte den Zuschlag.

Die aus der Ausschreibung «Living & Working» resultierenden Konsortien LANTERN und SWICE haben 2022 mit ihren Arbeiten begonnen. Beide Konsortien untersuchen Fragestellungen im Setting von sogenannten Living Labs. LANTERN nutzt diese, um Massnahmen für eine dekarbonisierte, ressourceneffiziente Schweiz zu entwickeln, zu testen, zu validieren und zu skalieren. SWICE will Möglichkeiten zum Sparen von Energie und zur Verbesserung der Lebensqualität identifizieren und quantifizieren, die aus neuen Lebens-, Arbeits- und Mobilitätsformen resultieren könnten.

Das Konsortium CoSi erhielt den Zuschlag bei der Ausschreibung «Ko-Evolution des Schweizer Energiesystems und der Schweizer Gesellschaft und ihre Darstellung in koordinierten Simulationen». Es wird eine Plattform für den Austausch zwischen Natur- und Ingenieurwissenschaften und den Sozial- und Geisteswissenschaften aufbauen und damit Szenarien und Modelle entwickeln, die die Wechselwirkungen zwischen dem Energiesystem und der Gesellschaft besser abbilden. Um einen nachhaltigen Aufbau zu ermöglichen, wird das CoSi Konsortium ausnahmsweise während 10 Jahren unterstützt. CoSi wird die CROSS-Aktivität der ersten vier Konsortien weiterführen.

Mit der Frage, wie die Schweiz ihren zukünftigen Bedarf an nachhaltigen Treib- und Brennstoffen sowie Plattformchemikalien decken kann, sollen sich Forschende im Rahmen der Ausschreibung «Sustainable Fuels and Platform Chemicals» befassen. Diese wurde im Herbst 2022 in Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Zivilluftfahrt (BAZL) und armasuisse lanciert. So sollen Technologien für Produktion, Transport, Verteilung, Speicherung und Nutzung weiterentwickelt werden. Zudem soll aufgezeigt werden, wie das zusätzliche Potenzial von schweizerischem Hofdünger zur Produktion von Treib- und Brennstoffen sowie Plattformchemikalien profitabel genutzt werden kann.

Für 2024 ist eine Ausschreibung in Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Umwelt (BAFU) zum Thema Netto-Null geplant.



Übersicht der Konsortien der abgeschlossenen, laufenden und geplanten Ausschreibungen im Förderprogramm SWEET.

DeCarbCH



EDGE



PATHFNDR



SURE



SWICE



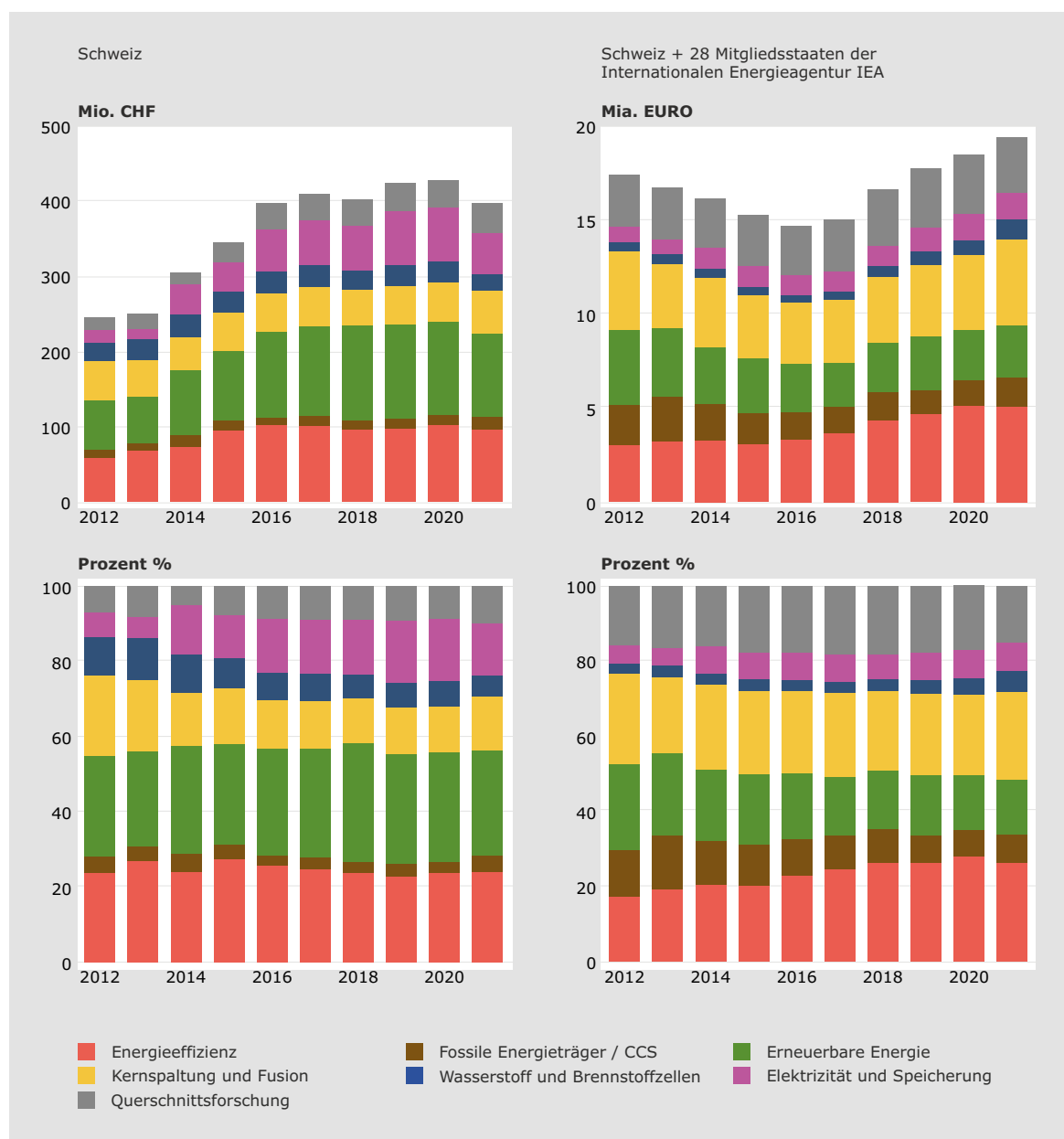
LANTERN



# Statistik der Schweizer Energieforschung

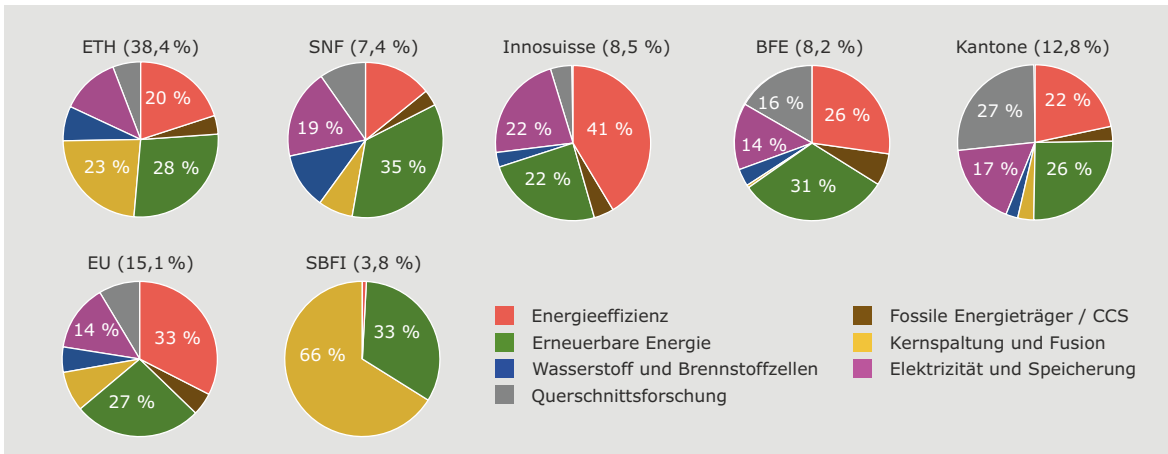
Seit 1977 erfasst das Bundesamt für Energie (BFE) Daten zu Projekten, die ganz oder teilweise von der öffentlichen Hand (Bund und Kantone), vom Schweizerischen Nationalfonds zur Förderung der wissenschaftlichen Forschung (SNF), von Innosuisse oder von der Europäischen Union (EU) finanziert werden. Informationen zu einzelnen Projekten können aus dem öffentlich zugänglichen Informationssystem des Bundes ([www.aramis.admin.ch](http://www.aramis.admin.ch)), des SNF ([data.snf.ch](http://data.snf.ch)), der EU ([cordis.europa.eu](http://cordis.europa.eu)) und den

jeweiligen Webseiten der Institute eingesehen werden. 2021 hat die öffentliche Hand in der Schweiz 400 Millionen Franken für die Energieforschung aufgewendet, was 170 % des Aufwands im Jahr 2011 entspricht. Zum Vergleich liegen die Ausgaben von 29 Mitgliedsländern der Internationalen Energieagentur (IEA) zusammen (inkl. der Schweiz) bei rund 19 Mia. Euro und waren über die letzten 10 Jahre in etwa konstant.

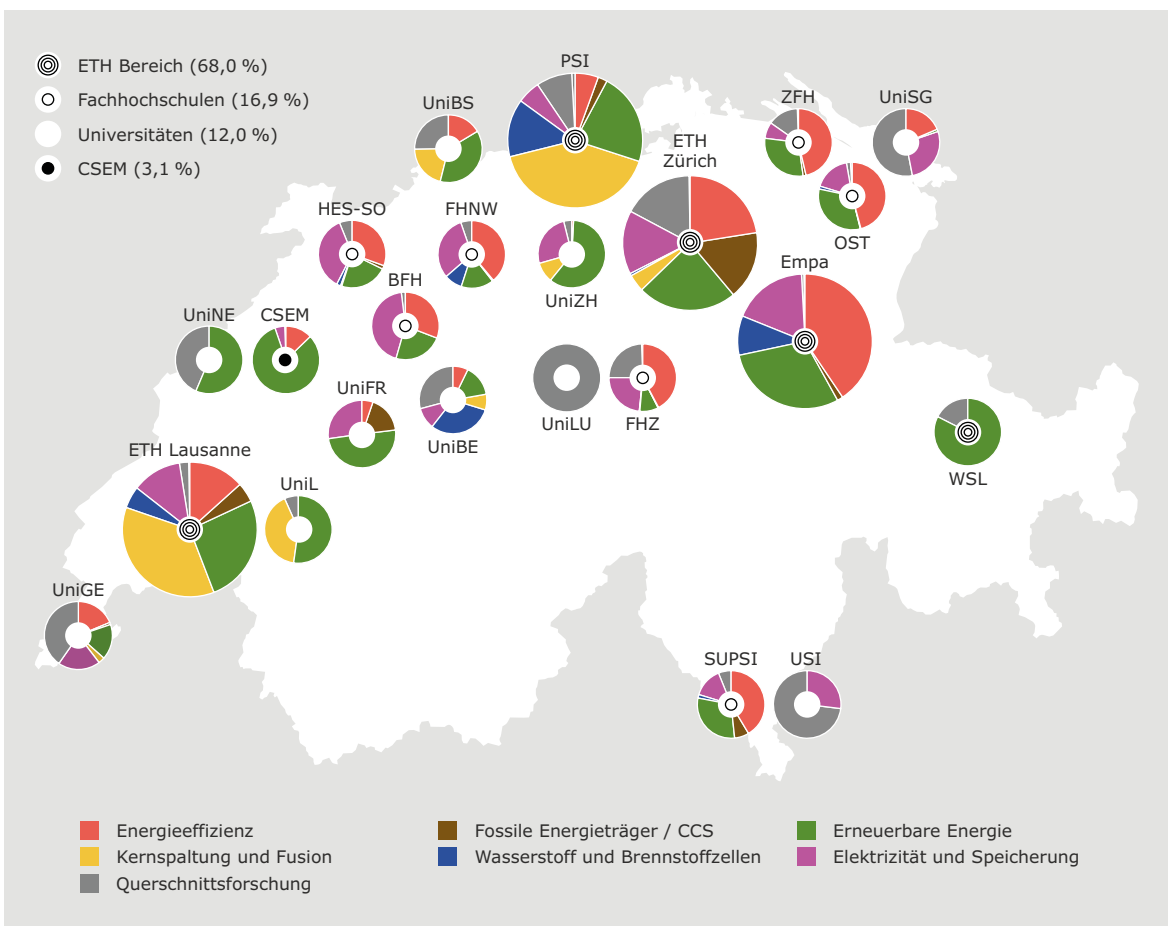


Für Energieforschung aufgewendeten öffentliche Mittel in der Schweiz (links) und in 29 Mitgliedsländern der Internationalen Energieagentur IEA (rechts). Für die Schweiz liegt dieser Aufwand im Bereich 0,3 bis 0,65 Promille des Bruttoinlandsprodukts. Die eingesetzten Mittel sind nach der Klassifikation der Internationalen Energieagentur (IEA) aufgegliedert (Quelle: Energieforschungsstatistik BFE).

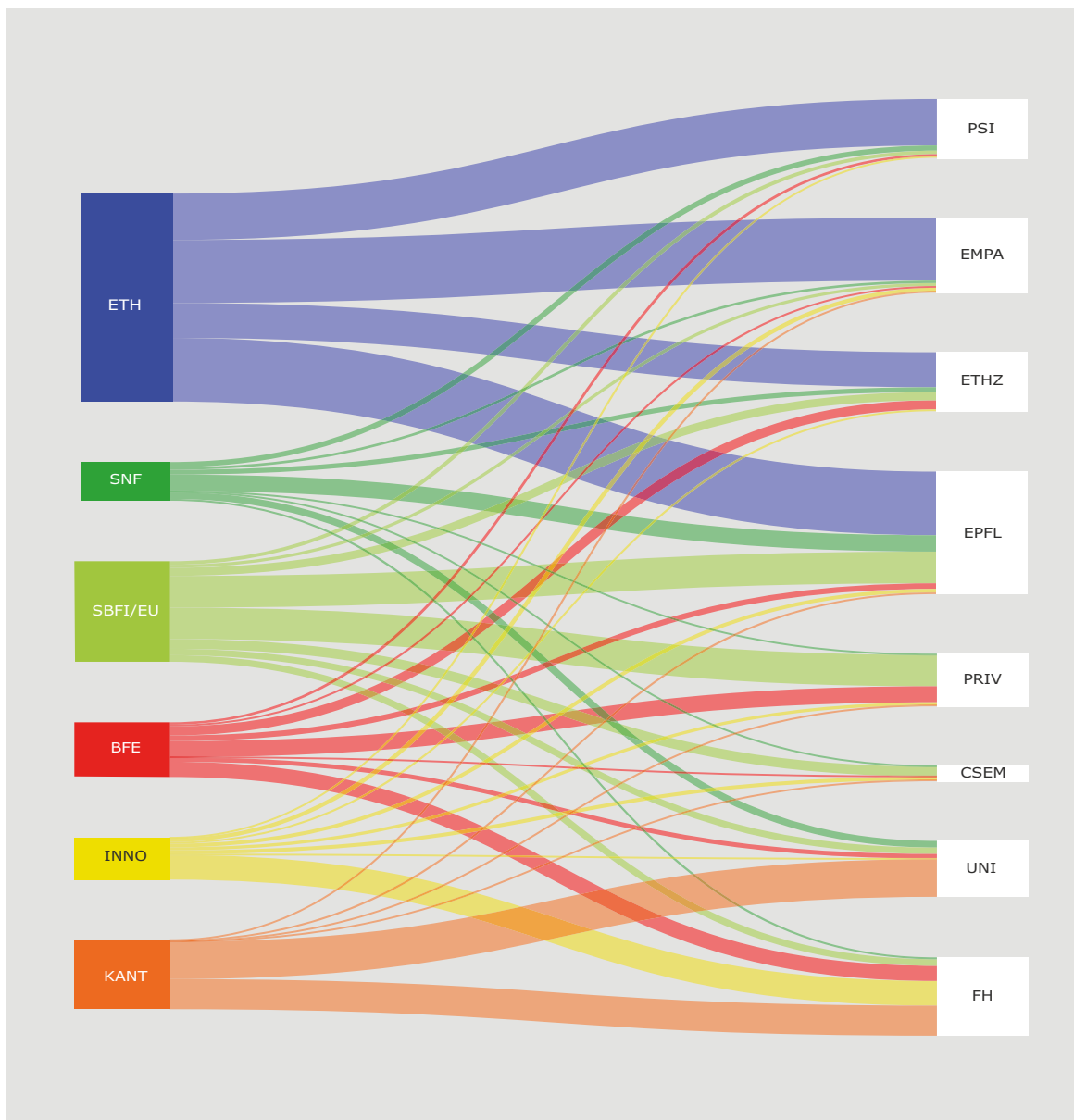




Öffentliche Mittel für die Energieforschung (2021) nach Förderstelle und Themenfeld: Rund 38 % der Mittel für die Energieforschung in der Schweiz stammen direkt aus dem ETH-Bereich, etwa 13 % aus kantonalen Mittel für Fachhochschulen und Universitäten. Der Rest sind kompetitive Fördermittel. ETH: Rat der Eidgenössischen Technischen Hochschulen, SNF: Schweizerischer Nationalfonds zur Förderung der wissenschaftlichen Forschung, Innosuisse: Schweizerische Agentur für Innovationsförderung, BFE: Bundesamt für Energie, EU: Europäische Union, SBFI: Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation (Quelle: Energieforschungsstatistik BFE).



Energieforschungsthemen an Schweizer Hochschulen (2021). Die Themen sind nach der Klassifikation der Internationalen Energieagentur (IEA) aufgliedert. Der grösste Teil der öffentlichen Energieforschung (68 % der eingesetzten öffentlichen Mittel) findet im ETH-Bereich statt. BFH: Berner Fachhochschule, CSEM: Centre suisse d'électronique et de microtechnique, EMPA: Swiss Federal Laboratories for Materials Science and Technology, EPFL: Eidgenössische technische Hochschule Lausanne, ETHZ: Eidgenössische technische Hochschule Zürich, FHGR: Fachhochschule Graubünden, FHNW: Fachhochschule Nordwestschweiz, FHO: Fachhochschule Ostschweiz, FHZ: Fachhochschule Zentralschweiz, HES-SO: Fachhochschule Westschweiz, PSI: Paul Scherrer Institut, SUPSI: Fachhochschule der italienischen Schweiz, UniBE: Universität Bern, UniBS: Universität Basel, UniFR: Universität Freiburg, UniGE: Universität Genf, UniLS: Universität Lausanne, UniLU: Universität Luzern, UniNE: Universität Neuenburg, UniSG: Universität St. Gallen, UniZH: Universität Zürich, USI: Universität der italienischen Schweiz, ZFH: Zürcher Fachhochschule (Quelle: Energieforschungsstatistik BFE).



Woher stammen die öffentlichen Mittel für die Energieforschung in der Schweiz und wohin fließen diese? Ein grosser Teil kommt direkt aus dem ETH-Bereich. Nicht berücksichtigt sind Mittel von privater Seite, etwa Eigenleistungen in Innosuisse-Projekten oder in Pilot- und Demonstrationsprojekten des BFE. Nicht abgebildet sind Mittelflüsse kleiner als 0.2 Millionen Franken.

Mittelherkunft: ETH: ETH-Rat, SNF: Schweizerischer Nationalfonds, SBFI/EU: Mittel aus europäischen Projekten oder vom SBFI (Staatssekretariat für Bildung, Forschung & Innovation), BFE: Bundesamt für Energie, INNO: Innosuisse, KANT: Kantone.

Mittelverwendung: PSI: Paul Scherrer Institut, EMPA: Swiss Federal Laboratories for Materials Science and Technology, ETHZ: ETH Zürich, EPFL: ETH Lausanne, PRIV: Privatwirtschaft, CSEM: Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique, UNI: Universitäten, FH: Fachhochschulen (Quelle: Energieforschungsstatistik BFE).

(Rechts) Dank einer ans Kraftwerk gekoppelten Lithium-Ionen-Batterie kann das Hochdruck-Laufwasserkraftwerk Ernen im Oberwallis auch kurzfristige Schwankungen im Stromnetz ausgleichen, ohne die Leistung der Turbinen anpassen zu müssen. Das erhöht die Lebensdauer der mechanischen Komponenten (Bildquelle: FMV).



# Die Wasserkraft noch wertvoller machen

Massiv mehr Leistung, mehr Flexibilität für die Netzstabilisierung und weniger Umweltauswirkungen: das sind die Anforderungen an die Wasserkraft in den nächsten Jahren. Wie Kraftwerksbetreiber all diese Vorgaben am besten erfüllen können, erforscht das Projekt «HydroLEAP».

Wasserkraft ist der zentrale Pfeiler der Schweizer Stromversorgung: Sie trägt entscheidend zur Versorgungssicherheit und zur Netzstabilität bei. Ihre Bedeutung wächst mit der steigenden Nutzung von unregelmässig anfallendem Strom aus neuen erneuerbaren Energien. Um die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen, muss die Wasserkraft signifikant ausgebaut werden, ohne dabei die Umwelt zu stark zu beeinträchtigen. Gleichzeitig stehen bei etlichen Kraftwerken im Rahmen der Konzessionserneuerung kurz- bis mittelfristig Sanierungs- und Modernisierungsarbeiten an.

Im Projekt «HydroLEAP» untersuchen Forschende von EPFL, ETHZ und der Fachhochschule West-

schweiz (HES-SO) gemeinsam mit Kraftwerksbetreibern, wie der nötige Um- und Ausbau gelingt. Sie suchen nach Massnahmen, mit denen die Leistung des Wasserkraftparks ausgebaut und gleichzeitig die Betriebskosten sowie die Umweltauswirkungen minimiert werden können. Dafür überprüfen sie an einer repräsentativen Auswahl von drei Kraftwerken verschiedene Fragestellungen praxisnah.

Pumpspeicherkraftwerke sind für die Stabilität des Stromnetzes unentbehrlich, weil sie Produktionsüberschüsse speichern und Engpässe in der Produktion ausgleichen können. Diese Flexibilität wird in Zukunft immer wichtiger. In den Pumpspeicherkraftwerken Veytaux I und II am

Genfersee erproben die Forschenden nun neue Betriebsweisen, um die Flexibilität zu erhöhen. Ein weiteres Ziel ist es, eine Methode für die vorausschauende Wartung von Kraftwerken zu entwickeln. Dabei analysieren Algorithmen in Echtzeit die relevanten Betriebsdaten der Anlage und ermitteln, wann bestimmte Komponenten ersetzt oder gewartet werden müssen. Dadurch können kostspielige Stillstände des Kraftwerks und teure Leerfahrten des Servicepersonals vermieden werden. Auch sind Wartungsarbeiten besser planbar und die Betriebskosten sinken.

Auch am zweiten Pilotstandort, dem Hochdruck-Laufwasserkraftwerk Ernen, steht die Flexibilität der



Das Laufwasserkraftwerk Massongex-Bex-Rhône soll 2028 in Betrieb genommen werden und jährlich rund 80 GWh Strom produzieren. Um die Auswirkungen der Stauanlage auf das Rhonebett möglichst tief zu halten, sind verschiedene Ausgleichsmassnahmen vorgesehen. Für den Schutz der Fische entwickeln Forschende der ETH Zürich einen neuartigen Fischleitrochen. Dieser soll abwärts wandernde Fische in das für sie vorgesehene Bypass-System und um das Kraftwerk herum lotsen (Bildquelle: MBR SA).



Pumpspeicherkraftwerke können Schwankungen im Stromnetz ausgleichen. Dazu nutzen sie überschüssigen Strom, um Wasser zurück in den Stausee zu pumpen oder überbrücken Engpässe, indem sie gespeichertes Wasser turbinieren. Im Kraftwerk Veytaux wird nun untersucht, wie sich dieser Ausgleich optimieren lässt (Bildquelle: Forces Motrices Hongrin-Léman SA (FMHL)/David Picard).

Wasserkraftnutzung im Zentrum. Bei einem flexiblen Betrieb muss das Kraftwerk seine Leistung schnell und oft innerhalb von Sekunden anpassen. Dies beschleunigt den Verschleiss der Turbinen und verkürzt ihre Lebensdauer. Batterien können diesen Effekt abfedern, indem sie kurzfristige Netzschwankungen ausgleichen. Weltweit laufen dazu erste Versuche. Mit der installierten Batterie im Oberwallis sollen nun auch in der Schweiz vertiefte Erfahrungen gewonnen werden.

Ein zweites Teilprojekt in Ernen sucht nach der besten Variante für die

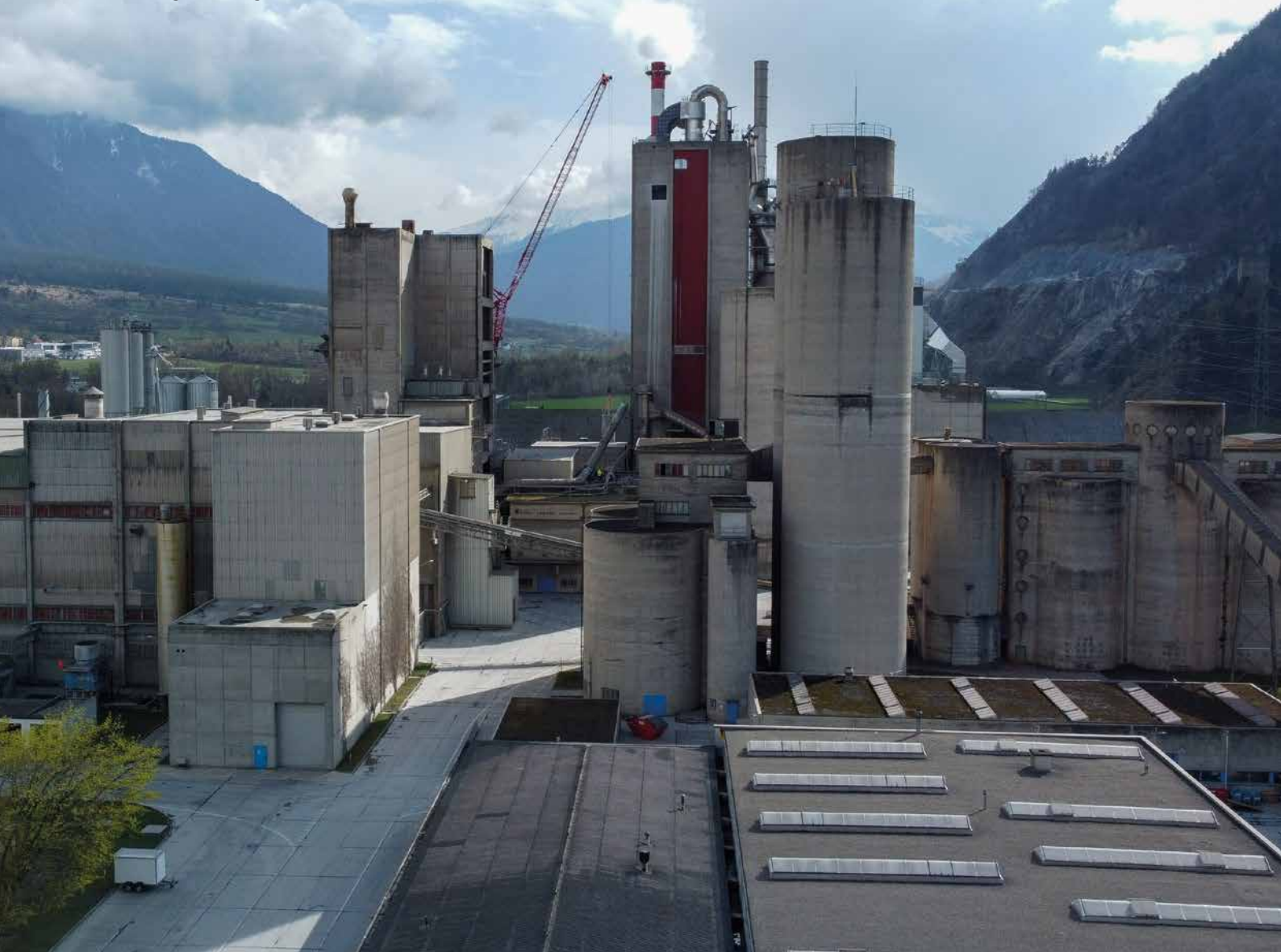
anstehende Sanierung des Kraftwerks. Erprobt wird der Ersatz einer Francis-Turbine durch eine teurere, jedoch flexibler einsetzbare Pelton-Turbine. Dies soll Erkenntnisse für geeignete Umrüstungsmassnahmen in anderen Schweizer Wasserkraftwerken bringen.

Die dritte untersuchte Anlage ist der geplante Neubau des Flusskraftwerks in der Rhone zwischen Massongex VS und Bex VD. Hier ist das Ziel, die Umweltauswirkungen möglichst klein zu halten. Dazu suchen die Forschenden mit Laborsimulationen nach den wirksamsten Lösun-

gen für die Fischwanderung in beide Richtungen und sie ermitteln die am besten geeignete Turbinenauslegung und Betriebsstrategie in Bezug auf Feinsedimente. Hohe Konzentrationen an solchen Partikeln im Wasser können zu Schäden an den Turbinen führen.

Die in diesem Projekt entwickelten Methoden werden durch praktische Tests geprüft, so dass sie auf grosse Anteile des Schweizer Kraftwerkparcs anwendbar sein werden. So kann die Wasserkraft einen noch nachhaltigeren Beitrag zur Energiewende leisten.





Die Zementindustrie ist nach der Stahlindustrie der zweitgrösste CO<sub>2</sub>-Ermittent der Welt. Insbesondere bei der Verbrennung von Brennstoffen, aber auch durch die Zersetzung des Kalksteins fallen jedes Jahr rund 2,2 Gigatonnen CO<sub>2</sub> an. Mit dem Oxyfuel-Verfahren, das reinen Sauerstoff anstelle von Umgebungsluft dem Verbrennungsprozess zuführt, soll künftig weniger CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre gelangen. Das Projekt «Accelerating Carbon Capture using Oxyfuel technology in Cement production» (AC2OCem) untersucht dessen Wirkung in neuen und bestehenden Zementwerken mit dem Ziel, die Zementindustrie möglichst schnell zu dekarbonisieren (Bildquelle: Holcim).

## Innovative und effiziente Lösungen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung

Die Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO<sub>2</sub> spielt eine entscheidende Rolle, wenn man die Energieversorgung und die Industrie dekarbonisieren will. Um die globalen Emissionsreduktionsziele zu erreichen, sind innovative Lösungen gefragt. Das Bundesamt für Energie unterstützt zwei Pilotprojekte, welche die Entwicklung solcher Lösungen vorantreiben.

Die zunehmenden Treibhausgasemissionen sind eine der grössten globalen Herausforderungen. Um die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus verschiede-

nen Quellen zu minimieren, kann das CO<sub>2</sub> entweder abgeschieden und als Ressource für Kraftstoffe oder die chemische Industrie ver-

wendet oder aber dauerhaft gespeichert werden. Dieser Aufgabe widmet sich das internationale Pilotprojekt PrISMA («Process-Informed

design of tailor-made Sorbent Materials for energy-efficient carbon capture»). Daran beteiligt sind die USA, Norwegen, die Schweiz und das Vereinigte Königreich. Es soll den Übergang der Energie- und Industriesektoren hin zu einer CO<sub>2</sub>-neutralen Wirtschaft vorantreiben, indem es die Markteinführung wettbewerbsfähiger und umweltfreundlicher Trenntechnologien zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung (Carbon Capture, Utilization and Storage CCUS) beschleunigt.

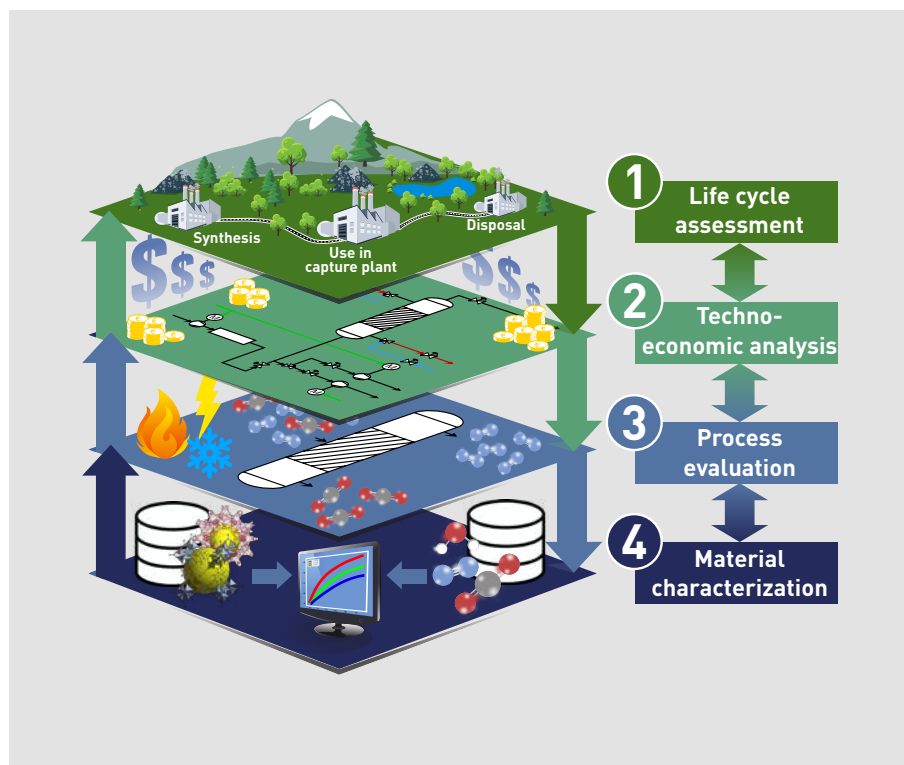
Um die verschiedenen Industriesektoren zu dekarbonisieren, besteht ein grosser Bedarf an Abscheidetechnologien, die speziell auf die jeweilige CO<sub>2</sub>-Quelle zugeschnitten sind. Auch soll künftig das abgeschiedene CO<sub>2</sub> in verschiedenen Anwendungen genutzt werden. Vor diesem Hintergrund entwickeln weltweit führende Forschungsteams in enger Kooperation mit Partnern aus der Privatwirtschaft

und von Nichtregierungsorganisationen eine Technologieplattform, die Lösungen zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus unterschiedlichen Quellen wie auch für dessen Nutzung und Speicherung vereint.

Während heutige CO<sub>2</sub>-Abscheidemethoden spezifisch für jede Kombination aus CO<sub>2</sub>-Quelle und -Senke entwickelt werden müssen, zielt PrISMa darauf ab, massgeschneiderte und wirtschaftlich tragfähige Lösungen in einem effizienten Workflow zu entwickeln. Dabei soll insbesondere die praktisch unbegrenzte Vielfalt chemischer Materialien systematisch ausgenutzt werden. Das Zuschneiden der Abscheidetechnologien auf eine bestimmte Kombination von CO<sub>2</sub>-Quelle (z. B. Müllverbrennung, Kohleverbrennung oder Zementherstellung) mit einer Senke (z.B. geologische Lagerung) erlaubt die Steigerung von Effizienz und Wirtschaftlichkeit. Der PrISMa-Workflow entwickelt dabei erst-

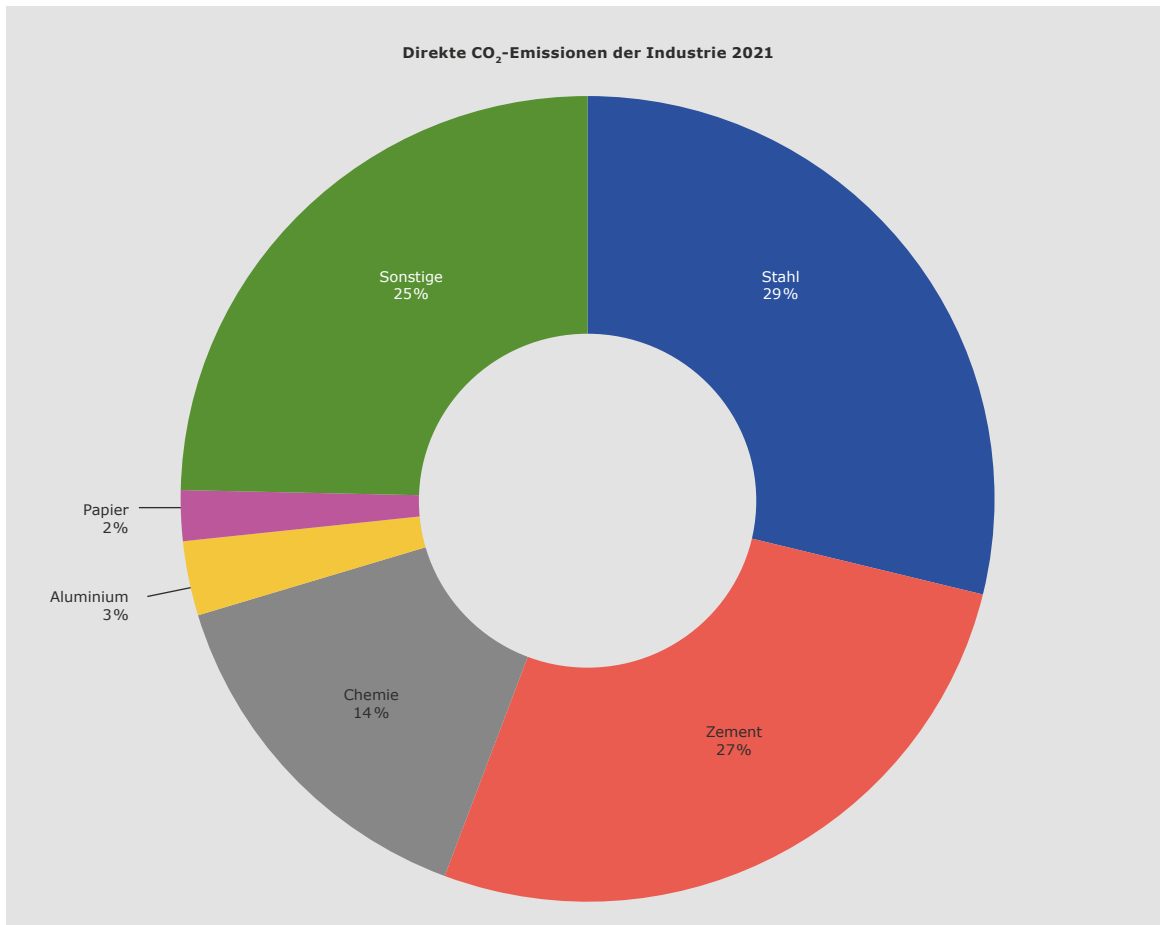
mals CO<sub>2</sub>-Abscheidemethoden systematisch als Schlüsselglied in der Gesamtkette von der CO<sub>2</sub>-Entstehung bis zur Verwendung als Rohstoff respektive zur Endlagerung, um so das Potenzial zur CO<sub>2</sub>-Reduktion künftig besser zu nutzen.

Die Forschenden haben über 50 Fallstudien aus Grossbritannien, den USA, China und der Schweiz erarbeitet, wobei die CO<sub>2</sub>-Quellen ein breites Spektrum umfassen – von Erdgas und Kohle bis hin zu Zement und Luft. Hierbei wurde insbesondere das Potenzial neuartiger Sorptionsmaterialien untersucht, die sich optimal für ein bestimmtes Abscheidungsverfahren eignen und maximal zur CO<sub>2</sub>-Reduktion beitragen. Selbst für neue Materialien, die bisher nur im Rechner existieren, erlaubt die Plattform die Bewertung sowohl ihrer zukünftigen Kosten als auch ihrer Umweltauswirkungen durch prädiktive Modelle und Ökobilanzen. Hierdurch werden vielspre-



Die Abbildung links stellt die PrISMa-Plattform zur Entwicklung von CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien schematisch dar. Diese kombiniert innovative neue Materialien mit der Prozessentwicklung und bewertet sie auf Basis techno-ökonomischer und ökologischer Kriterien (Quelle: ETHZ).





2021 war die Industrie direkt für den Ausstoss von 9,4 Gigatonnen CO<sub>2</sub> verantwortlich. Das entspricht einem Viertel der weltweiten Emissionen (ohne die indirekten Emissionen aus der für industrielle Prozesse verwendeten Elektrizität). 27 % davon entfallen auf die Zementherstellung. Das Szenario «Netto-Null-Emissionen bis 2050» sieht die Reduktion der industriellen Emissionen bis 2030 auf etwa 7 Gigatonnen CO<sub>2</sub> vor – trotz des erwarteten Wachstums der Industrieproduktion. Verbesserungen wurden bereits bei der Energieeffizienz und der Nutzung erneuerbarer Energien erzielt. Wichtige Voraussetzungen für die Erreichung der Ziele sind eine höhere Material- und Energieeffizienz, eine schnellere Verbreitung erneuerbarer Brennstoffe und eine beschleunigte Entwicklung und Einführung kohlenstoffarmer Produktionsverfahren sowie die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (Quelle: IEA).

chende Materialien für die Herstellung identifiziert und die Leistungsfähigkeit bisheriger Materialien gebenchmarkt.

Die während der dreijährigen Forschungsarbeit geschaffene Technologieplattform ist mittlerweile betriebsbereit. Sie soll künftig dahingehend erweitert werden, dass Forscher die CO<sub>2</sub>-senkende Wirkung von Materialien besser vorhersagen können. Gleichzeitig will man sich auf die Synthese einiger der leistungsstärksten Materialien konzentrieren. Das Projekt PRISMa ist ein wichtiger Schritt, um fortschrittliche CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien weiterzuentwickeln und die Voraussetzungen für

eine klimafreundliche Wirtschaft zu schaffen.

Ein weiteres Projekt aus dem Bereich CCUS ist AC2OCem («Accelerating Carbon Capture using Oxyfuel technology in Cement production»). Es verfolgt das Ziel, die Zementindustrie möglichst schnell zu dekarbonisieren. Die Zementindustrie ist die zweitgrösste industrielle CO<sub>2</sub>-Emissionsquelle und setzt pro Jahr 2,2 Gigatonnen CO<sub>2</sub> frei. Das entspricht 27 % der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Industriesektor. Bei der Zementherstellung wird eine grosse Menge an CO<sub>2</sub> freigesetzt, einerseits durch die Verbrennung von Brennstoffen in der

Brennkammer, andererseits durch die Zersetzung des Kalksteins. Das europäische Pilotprojekt untersucht den Einsatz des Oxyfuel-Verfahrens sowohl in bestehenden als auch in neuen Zementwerken. Dieses gilt als eine der kosteneffizientesten Lösungen zur Kohlenstoffabscheidung im Zementherstellungsprozess. Beim Oxyfuel-Verfahren wird reiner Sauerstoff anstelle von Umgebungsluft in den Verbrennungsprozess eingespeist. Dadurch entsteht ein CO<sub>2</sub>-Abgasstrom. Das CO<sub>2</sub> wird abgeschieden und beispielsweise mittels einer Synthese zu Methanol verarbeitet oder als Ausgangsstoff zur Weiterverarbeitung anderen Industrien zur Verfügung gestellt.



Im Rahmen des AC2OCem-Projekts wurde die bereits fortgeschrittene Oxyfuel-Technologie der ersten Generation, die in bestehenden Zementwerken eingesetzt werden soll, weiterentwickelt. Zudem wurde die Oxyfuel-Technologie der zweiten Generation ohne Abgasrückführung, die insbesondere bei neuen Öfen zur Anwendung kommen sollen, analytisch und experimentell untersucht. Es wurde eine Reihe von Tests mit dem Prototyp eines neuen Ofenbrenners durchgeführt, bei denen bis zu 100 % Sauerstoff beigeführt und bis zu 100 % alternative Brenn-

stoffe mit einem hohen Biomasseanteil (z.B. Klärschlamm) verwendet wurden. Die Tests geben unter anderem Aufschluss darüber, wie nachgerüstete und neue Zementwerke optimal konstruiert werden können.

Simulationen tragen dazu bei, die Effizienz des Oxyfuel-Konzepts in Bezug auf den Energieverbrauch weiter zu steigern. Ebenfalls wurden Daten zur Erstellung einer Ökobilanz über den gesamten Lebenszyklus neuer sowie nachgerüsteter Zementwerke erhoben und das Potenzial dieser neuen technischen

Lösung zur Kohlenstoffabscheidung und -speicherung abgeschätzt.

Die erfolgreich durchgeführten Pilotversuche bringen die Oxyfuel-Technologie einer grossmassstäblichen Anwendung in der Zementindustrie näher und tragen wesentlich zur Marktreife der ersten Generation der Oxyfuel-Technologie bei. Das Projekt soll nicht zuletzt das öffentliche Bewusstsein und die Akzeptanz für den Einsatz von CCUS in energieintensiven Industrien steigern und das erworbene Wissen auch für andere zugänglich zu machen.



Ein Ansatz zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Zementherstellung ist die Verwendung alternativer Brennstoffe, unter anderem von Biomasse. Ihr kommt eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung der Zementherstellung zu. Mit dem Einsatz biogener Brennstoffe können gemäss Cemsuisse bereits heute schon jährlich 400 000 Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart werden. 2020 lag der Anteil alternativer Brennstoffe in der Schweiz bei 69,1 %, davon entfielen 43,3 % auf Biomasse. Ziel ist es gemäss der Roadmap von Cemsuisse, den Anteil alternativer Brennstoffe bis 2050 auf 100 % zu erhöhen, jenen von Biomasse auf 60 % (Bildquelle: Universität Stuttgart).





Swiss Blue Energy forscht seit 2012 an der Entwicklung eines Thermo-Magnetischen Motors. Mit diesem Prototyp gelang es dem Ingenieurteam erstmals, mehr Energie zu erzeugen, als für den Betrieb der Pumpen erforderlich ist (Bildquelle: Swiss Blue Energy).

## Wie ein «Magnet-Motor» Strom erzeugt

Eine Schweizer Firma hat einen Thermo-Magnetischen Motor entwickelt, der aus Abwärme mit tiefem Temperaturniveau direkt Strom produzieren kann. Marktreif ist die Idee zwar noch nicht, aber vor Kurzem gelang der Beweis, dass das Konzept funktioniert.

Was tun mit der Abwärme, die in Industriebetrieben oder Kraftwerken anfällt? Im Temperaturbereich unter 100 °C wird sie heute – wenn überhaupt – meist für das Heizen und die Warmwasserbereitung genutzt. Die Aargauer Firma «Swiss Blue Energy» jedoch ist überzeugt, dass sie solche Niedertemperaturabwärme noch besser nutzen kann: Sie will daraus Strom erzeugen. Dampfturbinen, die üblicherweise für die Stromerzeugung aus Abwärme eingesetzt werden, kommen bei

Abwärmepertemperaturen unter 100 °C nicht infrage. Swiss Blue Energy setzt daher auf eine innovative Eigenentwicklung: den Thermo-Magnetischen Motor (TMM).

Das Konzept des TMM basiert darauf, dass gewisse Materialien nur in einem bestimmten Temperaturbereich magnetisch sind. Eines dieser Materialien ist Gadolinium (siehe rechtes Bild). Es ist magnetisch, solange es kälter als 19,3 °C ist. Wird es erwärmt, verliert es seine mag-

netische Eigenschaft. Dieses Phänomen macht sich der TMM zunutze, indem er das Gadolinium abwechselnd mit Kaltwasser abkühlt und mit Warmwasser erwärmt. Das benötigte Warmwasser mit einer Temperatur von rund 60 °C kann mit Niedertemperaturabwärme aus Industrie oder Kraftwerken bereitgestellt werden, da solche niederwertige Abwärme sonst meist ungenutzt bleibt. Die Verfügbarkeit von Kaltwasser lässt sich durch die Wahl des Standorts an einem Fluss oder

See gewährleisten. Zusätzliche Energie braucht der TMM lediglich für den Betrieb der Pumpen, die das Kalt- respektive Warmwasser ins System transportieren.

Um aus den magnetischen Eigenschaften des Gadoliniums Strom zu erzeugen, hat Swiss Blue Energy es auf einem horizontalen Rotor angebracht, der von einem Gehäuse mit Permanentmagneten umgeben ist. Wird das Gadolinium abwechselnd gekühlt und wieder erwärmt, entsteht ein magnetischer Fluss, der durch die Permanentmagnete in eine Kreisbewegung umgesetzt wird (siehe Grafik unten). Die mechanische Energie aus der Drehbewegung des Rotors wird anschliessend über einen konventionellen Generator in Strom umgewandelt. So entsteht aus bisher oft ungenutzter Niedertemperaturabwärme wertvolle Elektrizität.

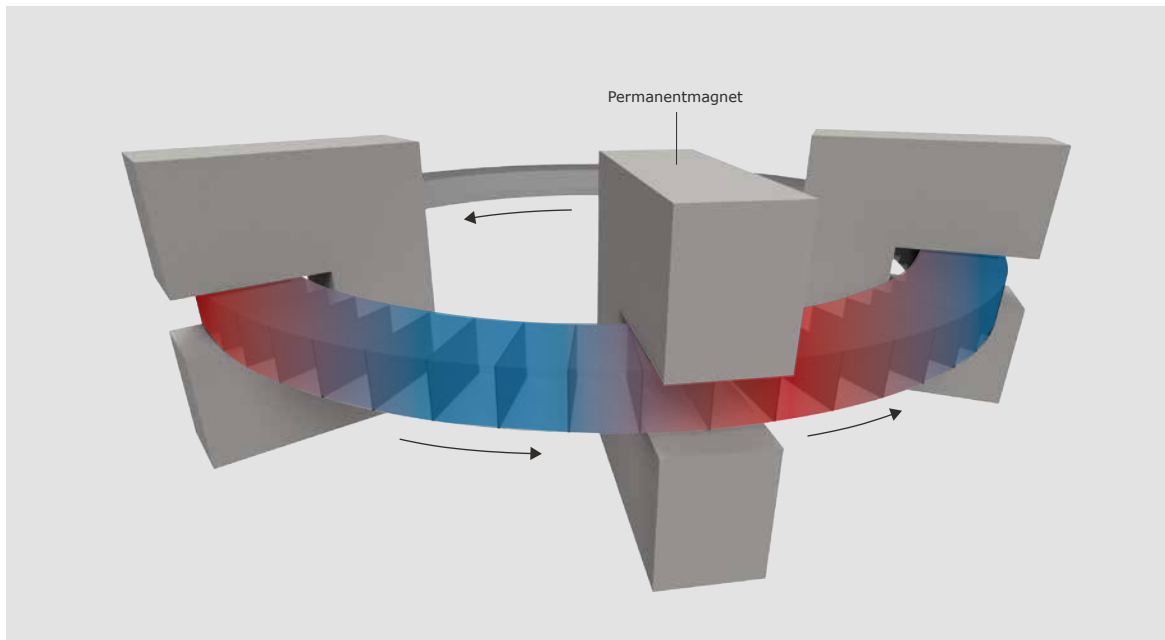
Von der Marktreife ist der TMM derzeit allerdings noch ein gutes Stück entfernt. Zwar ist es Swiss Blue

Gadolinium (Gd) zählt zu den Metallen der Seltenen Erden. Es ist magnetisch, sofern seine Temperatur weniger als 19,3 °C beträgt. Diese Schwelle wird als Curie-Temperatur bezeichnet. Als Material für den Thermo-Magnetischen Motor ist Gadolinium unter anderem wegen seiner Toxizität nicht optimal, an geeigneten Alternativen wird daher rege geforscht (Bildquelle: Wikimedia Commons).



Energy in einem zweijährigen Projekt gelungen, mehr Strom zu produzieren, als die Pumpen und die Hilfsanlagen selber verbrauchen. Mit der elektrischen Leistung von 531 Watt, die der Generator erzeugt, liesse sich beispielsweise ein E-Scooter antreiben. Für die Markttauglichkeit muss das Konzept noch stark optimiert werden. Dazu ist hauptsächlich eine Alternative zum Gadolinium nötig, denn dieses ist zu wenig effizient, zu

teuer und zu wenig umweltfreundlich. An solchen Alternativen wird international geforscht; Swiss Blue Energy arbeitet dazu mit der Technischen Universität Delft (Niederlande) zusammen. Dort versucht man, eine Legierung zu entwickeln, die effizienter, umweltfreundlicher und günstiger ist als Gadolinium. Sobald dies gelingt, will Swiss Blue Energy die Optimierung des TMM angehen und eine marktreife Version entwickeln.



Funktionsweise eines Thermo-Magnetischen Motors: Im kreisförmigen horizontalen Gehäuse befindet sich Rotor, auf dem Gadolinium angebracht ist. Am Gehäuse befinden sich in regelmässigem Abstand Permanentmagneten – in der Grafik als senkrechte graue Blöcke erkennbar. Jeweils zwischen zwei dieser Magneten wird das Gadolinium auf dem Rotor durch einen Kaltwasserstrom gekühlt (blau). Dadurch wird es magnetisch und vom nächsten Permanentmagneten angezogen, wodurch eine Drehbewegung nach rechts entsteht. Erreicht das Gadolinium den Permanentmagneten, wird es mit warmem Wasser erhitzt (rot). Ab 19,3 °C verliert es seine magnetische Eigenschaft und kann den Permanentmagneten ungebremst passieren. Anschliessend wird es erneut gekühlt (blau), vom nächsten Permanentmagneten angezogen und weiter nach rechts bewegt (Quelle: Swiss Blue Energy).





## Das Heizsystem mit dem Herz aus Eis

Mangels Alternativen sorgt in einer Überbauung in Bern eine Kombination von Wärmepumpe und Eisspeicher für die Wärmeversorgung. Das auf den ersten Blick verblüffende Konzept funktioniert und erreicht auch eine hohe Effizienz, wie ein zweijähriges Monitoring belegt.

Für eine Wärmeversorgung aus erneuerbaren Quellen stehen heute in der Schweiz viele Möglichkeiten bereit. Ob Wärmepumpe, Fernwärme oder Holzheizung: Die Systeme sind etabliert und wirtschaftlich konkurrenzfähig. Doch was tun, wenn an einem Standort keines dieser Systeme realisiert werden kann? Solche Fälle sind eher selten – aber es gibt sie, wie das Beispiel des Weltpostparks im Osten von Bern zeigt.

Bei dieser Überbauung mit drei Gebäuden verlangte die Bauherrschaft, dass die insgesamt 170 Wohnungen die Anforderungen von

Minergie-Eco erreichen und die Gesamtüberbauung jene des Labels «2000-Watt-Areal». Gefragt war folglich eine Wärmeversorgung, die auf erneuerbaren Quellen basiert. Die Abklärungen der Energieplaner ergaben, dass eine Wärmepumpe mit einer Grundwasser- oder Erdwärmesonde aus geologischen Gründen nicht möglich war. Auf eine Luft-Wasser-Wärmepumpe verzichtete man wegen des hohen Strombedarfs und möglicher Einsparungen aufgrund der Schallemissionen. Zudem bestand im Quartier kein Wärmenetz und es gab auch keine Bestrebungen, in absehbarer Zeit

eines zu realisieren. Eine Holzfeuerung schliesslich kam nicht infrage, weil sie die Luft stärker belastet hätte, als es der Energierichtplan zulies. Kurzum: An diesem Standort war keines der gängigen erneuerbaren Heizsysteme realisierbar.

Um die Vorgaben der Bauherrschaft punkto Nachhaltigkeit dennoch zu erfüllen, suchten die Energieplaner nach Alternativen. Sie fanden nach der Evaluierung verschiedener Optionen letztlich eine passende Lösung: Die Kombination einer Wärmepumpe mit einem Eisspeicher. Als Wärmequelle sollten Solarkol-



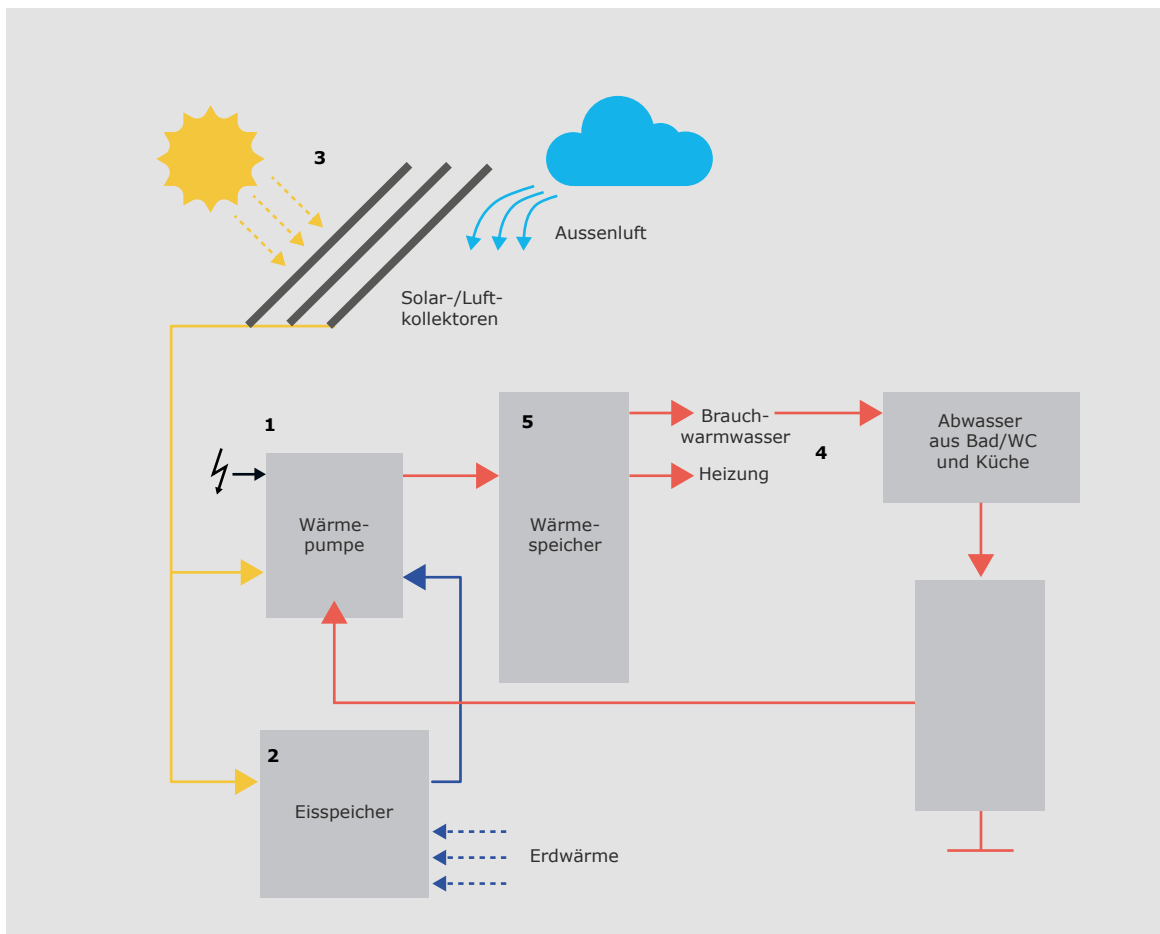
Der Weltpostpark im Osten der Stadt Bern umfasst drei Gebäude, die nach den Vorgaben von Minergie-Eco erbaut wurden. Die Überbauung als Ganzes erfüllt zudem die Kriterien des Labels «2000-Watt-Areal» (Bildquelle: B. Vogel).

lektoren sowie eine Abwasser-Wärmerückgewinnung dienen. Doch wie passen Eisspeicher und Wärmeversorgung zusammen? Das Konzept des Eisspeichers basiert auf einer speziellen Eigenschaft des Wassers: Wird es auf 0 °C abgekühlt, beginnt es zu gefrieren. Dieser als Kristallisation bezeichnete Prozess setzt Energie frei – und zwar sehr viel. Ein Beispiel: Wenn ein Liter Wasser gefriert, entsteht dieselbe Energiemenge, die für die Erwärmung derselben Wassermenge von 0 auf 80 °C nötig ist.

In einem Eisspeicher entzieht eine Wärmepumpe dem Wasser die thermische Energie und sorgt so für die Kristallisation. Erreicht der Speicher einen gewissen Vereisungsgrad, wird das Eis durch die Zuführung von Wärme aus Sonnenenergie wieder aufgetaut, was man als Regeneration



Blick ins Innere eines Eisspeichers, bevor er mit Wasser gefüllt wurde. Über die ringförmig angeordneten Rohre wird dem Wasser im Betrieb Wärme entzogen, wodurch es schliesslich von unten nach oben zu gefrieren beginnt. Ganz aussen wurde bewusst ein Freiraum belassen, damit dort kein Eis entsteht, das Schäden an der Wand verursachen könnte. Abgetaut wird der Eisspeicher durch ein zweites Rohrsystem, das an den Wänden installiert wurde. Der Eisspeicher taut daher jeweils von aussen nach innen auf (Bildquelle: Viessmann Schweiz AG).



So funktioniert die Wärmeversorgung des Weltpostparks: Die Wärmepumpe (1) versorgt über einen Wärmespeicher (5) die Wohnungen mit Brauchwarmwasser (BWW) und Heizenergie. Als Energiequellen dienen Solarkollektoren (3), der Eisspeicher (2) sowie die Abwasser-Wärmerückgewinnung (4) (Quelle: Weisskopf und Partner und FEKA AG).

bezeichnet. Der Prozess des Gefrierens und Auftauens ist beliebig oft wiederholbar und benötigt kaum Wartung.

Ein Eisspeicher lässt sich aber nicht nur im Winter zum Heizen einsetzen, sondern im Sommer auch zum Kühlen. Dazu lässt man im Speicher gegen Ende der Heizperiode bewusst viel Eis entstehen. An heißen Sommertagen wird die gespeicherte Kälte genutzt, indem das Wasser aus dem Heizkreislauf im Eisspeicher abkühlt. Strömt das Wasser dann erneut durch die Leitungen in den Wohnungen, nimmt es dort Wärme auf und kühlt so den Raum. Umgekehrt wird der Eisspeicher erwärmt, das Eis taut nach und

nach auf. Zu Beginn der Heizperiode besteht der Speicher dann wieder aus flüssigem Wasser – der Zyklus kann von Neuem beginnen.

Beim Projekt Weltpostpark erhielt jedes der drei Gebäude eine eigenständige Energieversorgung: Solarkollektoren auf dem Dach, dazu eine Wärmepumpe und einen Eisspeicher. Zusätzlich kommt ein System für die Abwasserwärmerückgewinnung zum Einsatz. Die Speicher wurden ausserhalb der Gebäude im Erdreich erstellt – sie sind eigentlich nichts anderes als unterirdische Tanks aus Beton. Zwei Gebäude verfügen über einen runden Eisspeicher mit einem Durchmesser von rund 11 m, das dritte wird aus Platzgrün-

den von zwei kleineren, rechteckigen Speichern versorgt. Das Innere der Eisspeicher beinhaltet zwei separate Rohrleitungen, die spiralförmig angeordnet sind und als Wärmetauscher dienen. Eine Leitung entzieht dem Speicher Wärme und sorgt so für die Kristallisation, die andere regeneriert den Eisspeicher, indem sie Wärme einbringt.

Ursprünglich war geplant, zur Regeneration des Eisspeichers lediglich Solarkollektoren zu nutzen. Eine Simulation ergab allerdings, dass damit die Versorgung nicht sichergestellt war, weil die Sonneneinstrahlung im Winter oft nicht ausreicht. Gefragt war also eine weitere Wärmequelle. Eine Spitzenlastabde-

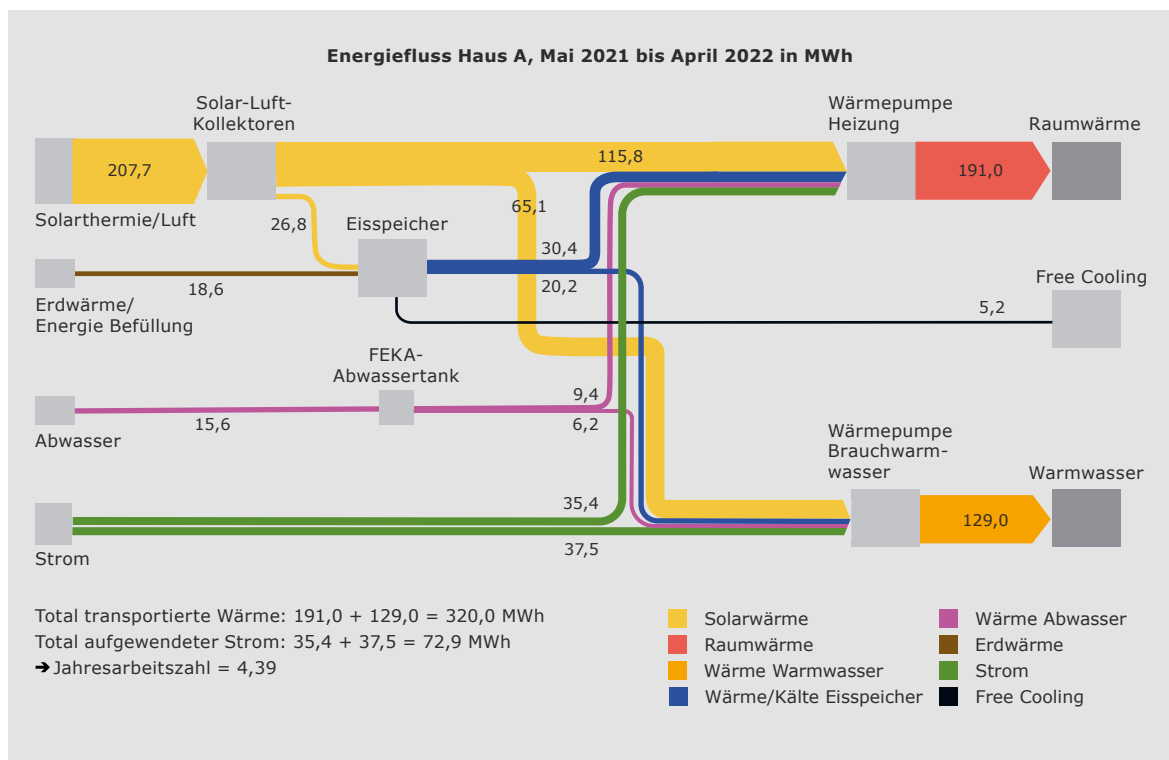
ckung durch einen Öl- oder Gaskessel kam nicht infrage. So fiel die Wahl schliesslich auf die Abwasser-Wärmerückgewinnung. Das Konzept ist recht neu, dürfte in Zukunft aber häufiger eingesetzt werden. Das hängt damit zusammen, dass bei energetisch hochwertigen Gebäuden (z. B. Minergie-Bauweise) die Warmwasserbereitung einen grossen Anteil am Gesamtenergiebedarf hat. Damit die im Abwasser von Spülbecken, Toilette, Lavabo und Dusche enthaltene thermische Energie nicht ungenutzt in der Kanalisation verpufft, kann sie mit einem Wärmetauscher entnommen werden. Eine Wärmepumpe nutzt die gewonnene Wärme für die Beheizung des Gebäudes – oder im Fall des Weltpostparks auch für die Regeneration des Eisspeichers. Damit sich die Wärmerückgewinnung lohnt, braucht es allerdings ein genügend grosses Abwasservolumen. Für Ein-

und Mehrfamilienhäuser kommt das System daher eher nicht infrage, für grosse Wohnüberbauungen wie den Weltpostpark eignet es sich hingegen bestens.

Die innovative Energieversorgung des Weltpostparks kann eine Inspiration für andere Standorte mit ähnlicher Ausgangslage sein. Das Bundesamt für Energie hat deshalb über zwei Jahre das Monitoring der Anlage unterstützt, um zu prüfen, ob das System Potenzial für weitere Anwendungen hat. Die Messungen zeigten, dass sich eine Anlage, die Solarthermie, Eisspeicher und Wärmepumpe kombiniert, effizient betreiben lässt. Belegen lässt sich dies anhand der mittleren Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe (JAZ) von 4,5. Das bedeutet, dass aus 1 kWh zugeführtem Strom 4,5 kWh Wärme produziert wurden – ein sehr guter Wert. Punkto Kosten ist die

Lösung mit Wärmepumpe und Eisspeicher ungefähr auf dem gleichen Niveau wie eine Erdsonden-Wärmepumpe.

Die Resultate der Messungen verdeutlichten auch, dass die Abwasser-Wärmerückgewinnung ein wichtiger Bestandteil des Konzepts ist: Bei einer zeitlich variablen Hauptenergiequelle wie Solarenergie braucht es zwingend eine weitere, die einspringt, wenn zu wenig oder gar keine Sonne da ist. Die aus der Not geborene Energieversorgung des Weltpostparks entpuppte sich also als zuverlässiges, effizientes System, das bei ähnlichen Ausgangslagen durchaus wieder eingesetzt werden dürfte.



Das Energieflussdiagramm von Haus A für eine Heizperiode zeigt, dass nur 15 % der gewonnenen Solarenergie für die Regeneration des Eisspeichers verwendet werden mussten – 85 % flossen direkt in den Betrieb der Wärmepumpe. Ebenfalls spannend: Schätzungsweise 8 % der Energie, die der Eisspeicher aufnahm, stammte vom umgebenden Erdreich (Quelle: eicher+pauli).





Dieses Bild des Offshore-Windparks «Horns Rev 1» vor der Küste von Dänemark zeigt, welche Luftzirkulationen (Wirbelschleppen) hinter einer Windenergieanlage entstehen können (Bildquelle: Horns Rev 1 owned by Vattenfall, Fotograf Christian Steiness).

## Mehr Windstrom dank optimierter Modelle

Damit ein Windpark möglichst viel Strom generiert, müssen bei der Planung die lokalen Bedingungen sowie Wechselwirkungen zwischen den individuellen Windenergieanlagen im Windpark beachtet werden. Eine Open-Source-Bibliothek mit Daten von Schweizer Firmen soll dazu beitragen, den Aufwand bei der Planung zu reduzieren und präzisere Ergebnisse zu liefern.

Wer hierzulande ein Windenergieprojekt plant, muss ganz unterschiedliche Herausforderungen meistern. Dazu gehören unter anderem das komplexe Terrain und die speziellen Wetterbedingungen, welche die Schweiz prägen. Die Wechselwirkung zwischen thermischen

Effekten und dem Gelände führt beispielsweise zu tageszeitlichen Winden. Für die präzise Auslegung eines Windparks kann man sich nicht einfach auf konventionelle Berechnungsmethoden stützen, sondern muss solche Einflussfaktoren einbeziehen. Das führt dazu, dass für

jedes Windenergieprojekt spezifische Modelle eingesetzt werden und der Erfahrungsaustausch zwischen verschiedenen Projekten nur bedingt möglich ist.

Der hohe Planungsaufwand steht dem Ziel entgegen, das in der



Schweizer Energiestrategie verankert ist: 2050 soll die Windenergie eine Jahresproduktion von rund 4000 GWh Strom erreichen. Damit dies gelingt, müssen jedes Jahr ungefähr 40 Windenergieanlagen mit einer Leistung im Megawatt-Bereich in Betrieb genommen werden. Diese Zahl macht deutlich, dass der Aufwand für die Planung von Windenergieprojekten reduziert werden muss, um eine schnellere und kostengünstigere Umsetzung zu ermöglichen.

Durch die Digitalisierung ist es heute möglich, viele Daten rund um den Betrieb von Windenergieanlagen zu erfassen. Eine der Methoden dafür nennt sich «Supervisory Control and Data Acquisition» (SCADA). Zu den durch SCADA erhobenen Daten zählen etwa die Windgeschwindigkeit und -richtung, die Drehzahl und Temperatur des Generators oder die Position der Gondel, also des Gehäuses mit den maschinellen Einrichtungen. Durch die Verwendung dieser umfangreichen Daten mit Methoden des maschinellen Ler-

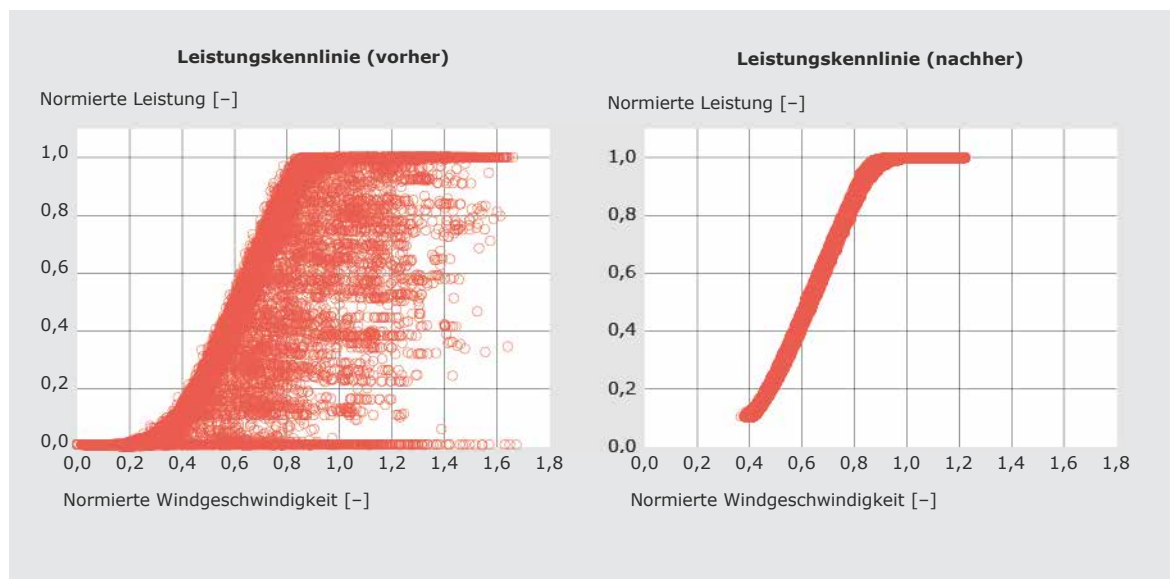
nens lässt sich der Leistungsverlauf einer Windenergieanlage präziser vorhersagen. Das ermöglicht es dem Betreiber, die Anlage besser zu kontrollieren und zu steuern.

Auf Stufe Windpark können sich die einzelnen Anlagen je nach Windrichtung gegenseitig beeinflussen, weil hinter ihnen – wie übrigens auch bei Flugzeugen – Luftzirkulationen entstehen (siehe Bild links). Diese sogenannten Wirbelschleppen stören den Betrieb anderer Windenergieanlagen. Sie lassen sich durch technische Vorrichtungen bis zu einem gewissen Grad lenken, sodass die Gesamtleistung des Windparks weniger beeinflusst wird. Diese komplexen Zusammenhänge werden heute durch datengesteuerte Modelle simuliert, um Erkenntnisse zur optimalen Planung und zum Betrieb von Windparks zu erhalten.

Im Rahmen des vom Bundesamt für Energie unterstützten Projekts «OpenIMPACT» trägt eine Schweizer Forschungsgruppe – der von Dr. Sarah Barber geleitete Fachbe-

reich «Wind Energy Innovation» an der Ostschweizer Fachhochschule – solche datengesteuerten Modelle in einer Open-Source-Bibliothek zusammen. Dies wird es Eigentümern und Betreibern vereinfachen, die Energieproduktion ihrer Windparks zu optimieren. Die Modelle sind auf die Herausforderungen von Schweizer Standorten ausgerichtet, denn sie berücksichtigen die komplexen Gelände-, Wetter- und Wirbelschleppeneffekte. Die dafür notwendigen Daten werden anhand von zwei Use Cases erhoben (siehe Grafik unten).

Auf Grundlage der Ergebnisse früherer Studien gehen die Forschenden davon aus, dass der Einsatz von Modellen aus ihrer Open-Source-Bibliothek die Stromproduktion von Windparks um mindestens 10 % steigern kann. So würde die Bibliothek wesentlich dazu beitragen, die Ziele der Energiestrategie 2050 im Bereich der Windenergie zu erreichen.



Die Grafik zeigt, wie die Leistungsdaten (Power Curve) einer Windkraftanlage aufbereitet werden, um ein Prognosemodell entwickeln zu können. Die Grafik links (a) zeigt die zwischen März 2020 und März 2022 erhobenen Daten. Jeder grüne Punkt entspricht dem Mittelwert der Stromproduktion über ein Zeitintervall von zehn Minuten. Diese Daten enthalten aber Ausreisser, also Abweichungen vom erwarteten Idealzustand sowie teilweise auch Verfälschungen der Resultate durch Wartungsarbeiten, Defekte, Messfehler, Steuerstrategien zur Reduktion der Turbinenbelastung oder Abschaltung bei stürmischen Winden. Die Ausreisser wurden entfernt, um schliesslich anhand der bereinigten Power Curve (b) den Idealzustand einer Windkraftanlage bestimmen zu können (Quelle: OST).





Eine Regelung der Nachfrage durch dynamische Strompreise kann den Ausbaubedarf der Stromnetze verringern. Diese Tarifmodelle motivieren die Endkunden, für gewisse Anwendungen nur dann Strom zu beziehen, wenn das Netz nicht stark belastet ist. Eine weitere Möglichkeit ist, dass der Netzbetreiber bei Stromengpässen bestimmte Geräte für eine gewisse Zeit vom Netz trennen darf (Bildquelle: Eniwa AG).

## Wie flexible Tarife das Stromsystem stabilisieren

Die Dekarbonisierung unseres Energiesystems verändert auch die Anforderungen ans Stromnetz. Der steigende Anteil an Elektromobilität, Wärmepumpen und unregelmässig anfallender erneuerbarer Energie belastet die Verteilnetze und macht einen Ausbau nötig. Die Digitalisierung kann mithelfen, die Investitionen tief zu halten. Eine mögliche Lösung ist die Verbrauchslenkung über verschiedene Arten der Laststeuerung und entsprechende Tarifmodelle.

Die Energiewende und die zunehmende Elektrifizierung haben häufigere und höhere Lastspitzen zur Folge, also kurz auftretende, starke Leistungsnachfragen im Stromnetz. Für seinen stabilen und effizienten Betrieb muss es modernisiert und ausgebaut werden. Gleichzeitig wird nach Lösungen gesucht, um Lastspitzen zu brechen und damit die Investitionskosten zu reduzieren. Eine Möglichkeit ist, die Endkunden mit Tarifierreizen zu motivieren, ihren Verbrauch zu flexibilisieren. Ein Forschungsteam der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW hat im Projekt «Efficient Network Tariffs for Flexible Consumers» (NETFLEX) gemeinsam

mit der regionalen Energieversorgerin Eniwa untersucht, welche Tarife dafür den grössten Anreiz setzen und am wirkungsvollsten sind.

Um die Kosten und die Akzeptanz unterschiedlicher Tarifmodelle zu ermitteln, befragten die Forschenden eine repräsentative Stichprobe von Privat- und Gewerbekunden. Die Teilnehmenden mussten dabei sieben Fragen beantworten, bei denen sie jeweils eines von drei Tarifmodellen wählen sollten. Die Modelle in den einzelnen Fragen unterschieden sich darin, welches Gerät bei Stromengpässen vom Netz getrennt wird, wie lange und wie oft das vorkommen darf und wie hoch die Ent-

schädigung dafür ist. Die Umfragen zeigten, dass beide Kundengruppen gegen entsprechende Vergütung prinzipiell bereit sind, ihren Verbrauch zugunsten der Netzstabilität zu flexibilisieren.

Bei Privatkunden am besten akzeptiert ist die Lastverschiebung, also die zeitliche Verschiebung des Strombezugs, bei Ladestationen für Elektrofahrzeuge, gefolgt von Wärmepumpen. Das schlägt sich auch in den Kosten nieder: Für eine einstündige Lastverschiebung pro Woche forderten die Befragten bei Wärmepumpen eine jährliche Entschädigung von rund 60 Franken,



bei Elektroauto-Ladestationen von 36 Franken.

Weitere Umfragen ergaben, dass die Mehrheit der befragten Haushaltskunden eine starke Abneigung gegen variable Tarife hat, die beispielsweise an den Nutzungszeitpunkt (Hoch- und Niedertarif) oder die Auslastung des Netzes gekoppelt sind. Knapp 72 % der Befragten würden sich eher für einen Einheitstarif mit direkter Laststeuerung entscheiden als für einen variablen Tarif mit oder ohne direkte Laststeuerung.

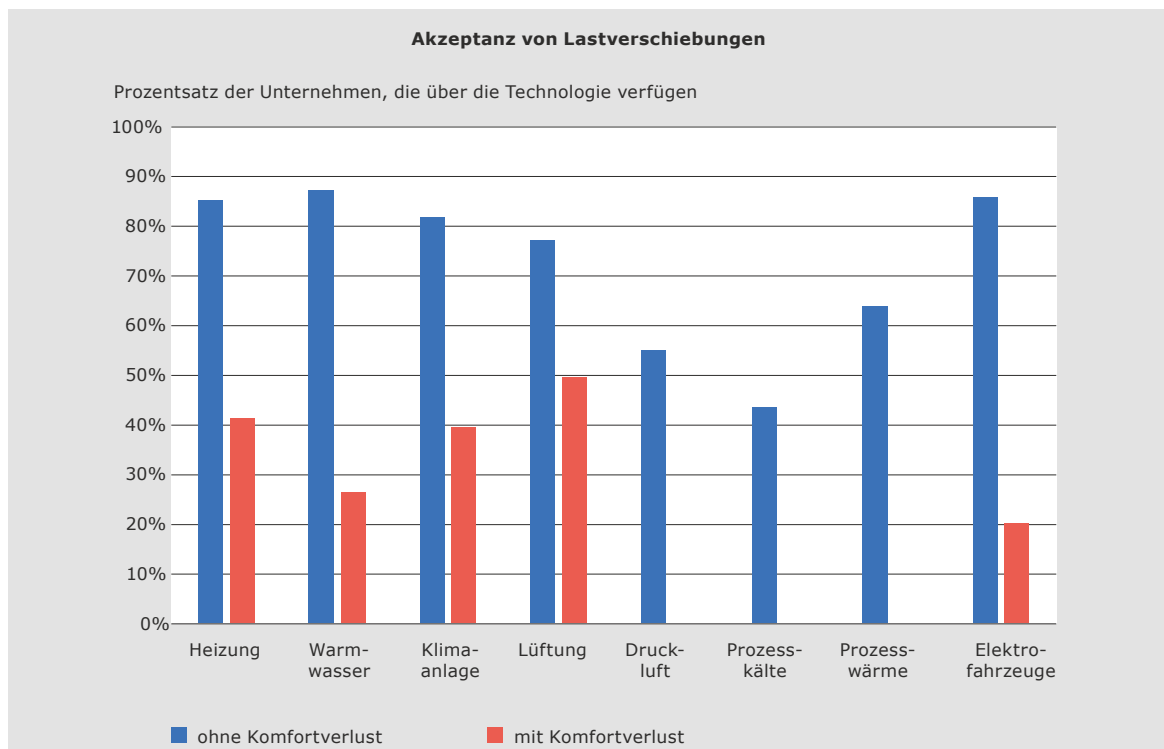
Am Beispiel des Versorgungsgebiets von Eniwa verglichen die Forschenden die Kosten für den nötigen Ausbau mit und ohne Anreize zur Steuerung von bestimmten Verbrauchern wie Wärmepumpen, Batteriespeicher oder Elektrofahrzeugen. Wie sich zeigte, lohnen sich solche Massnahmen: Bereits heute sind die Einsparungen beim Netzausbau durch

den flexibilisierten Verbrauch ähnlich hoch wie die von den Endkunden geforderten Entschädigungen. Mit der zunehmenden Verbreitung von Wärmepumpen und Elektroautos werden die Einsparungen noch ansteigen.

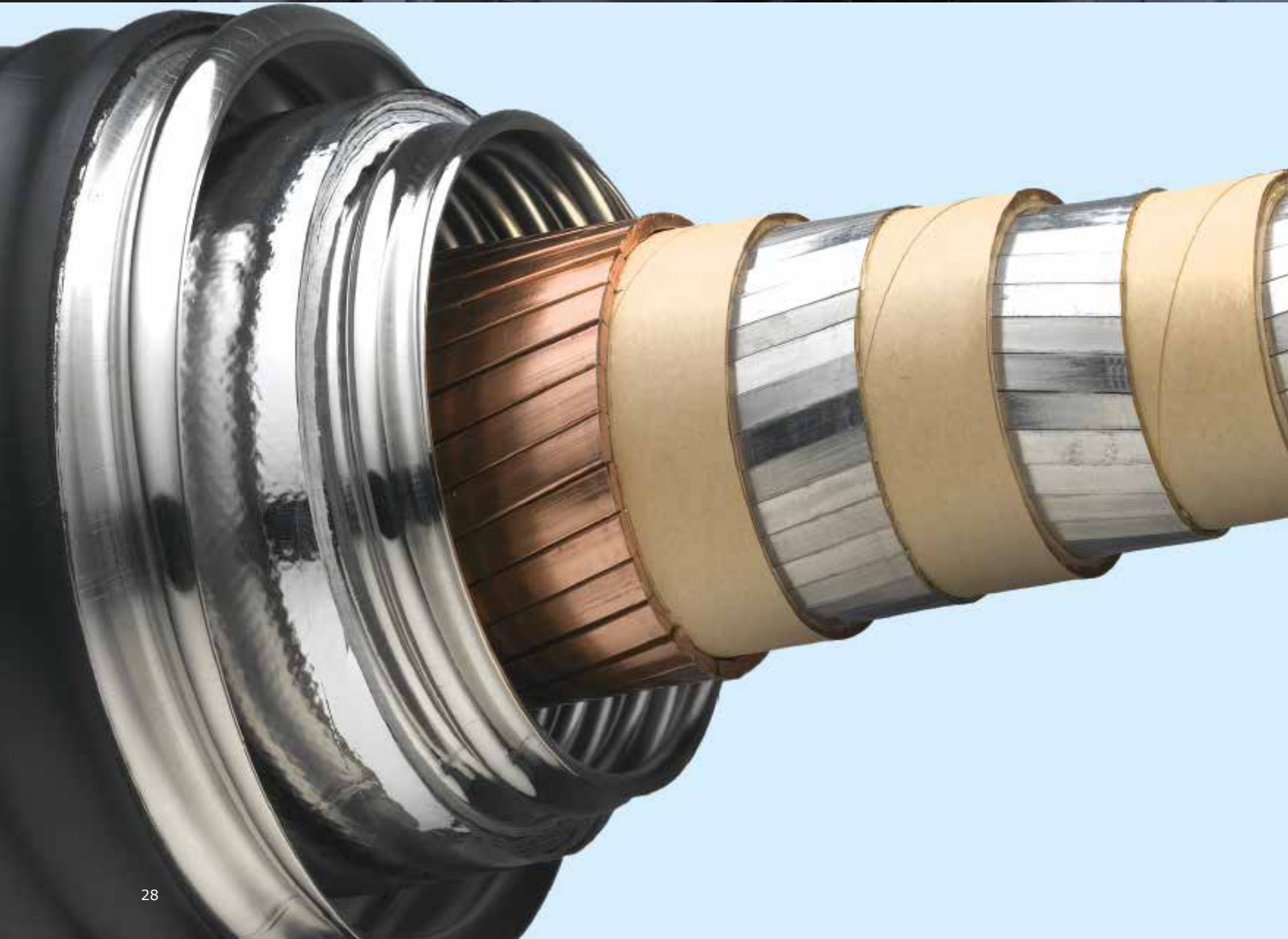
Eine weitere wichtige Erkenntnis des Forschungsprojekts ist: Rund zwei Drittel der Netzkosten sind von der Netzstruktur bestimmt, also von Anzahl und Lage der Netzanschlusspunkte. Ein Drittel rührt von den Lastspitzen her, hat also mit der Dimensionierung der Netzkomponenten zu tun. Deshalb empfehlen die Forschenden, die strukturabhängigen Kosten über eine regional unterschiedliche Grundgebühr pro Anschlusspunkt zu verrechnen. Die lastabhängigen Kosten hingegen sollen über die Arbeitspreise umgelegt werden. Dabei wird Energieversorgern oder Endkunden, die ihre Lasten selbst steuern, ein variabler

Preis verrechnet. Endkunden, die ihre Lasten vom Energieversorger steuern lassen, bezahlen einen konstanten Arbeitspreis. Zudem sollten die Endkunden verschiedene Qualitätsniveaus der Netzdienstleistung wählen können.

Die Steuerung durch den Energieversorger statt den Netzbetreiber hat den Vorteil, dass die Laststeuerung in Zeiten mit ausreichender Netzkapazität auch für andere Zwecke, wie zum Beispiel die Senkung der Strombeschaffungskosten, eingesetzt werden kann. Um die häufig hersteller- und gerätespezifischen Steuermöglichkeiten noch besser zu nutzen, könnte es ausserdem effizient sein, wenn einzelne Lasten, wie Ladestationen, Wärmepumpen oder Boiler, von separaten, auf diese Gerätekategorie spezialisierten Energieversorgern beliefert und gesteuert werden, was im aktuellen Rechtsrahmen jedoch nicht zulässig ist.



Im Gewerbebereich eignen sich vor allem energieintensive Fertigungsprozesse für eine Lastverschiebung. Allerdings fürchten viele Unternehmen einen negativen Einfluss auf die Produktqualität und den Betriebsablauf. Deshalb akzeptieren sie bei produktionsrelevanten Anlagen keine Lastverschiebungen – bei der Gebäudetechnik hingegen schon. Mehr als 85 % der Befragten gaben an, Lastverschiebungen von Raumwärme, Warmwasser und Elektrofahrzeugen ohne Komforteinbussen zu akzeptieren. Etwas tiefer ist die Bereitschaft bei Lüftung (77 %) und Klimatisierung (82 %). Mit Komforteinschränkung sind noch 40 % der Befragten bereit, eine Lastverschiebung bei Raumwärme, Lüftungs- und Klimaanlage zu akzeptieren und nur noch 20 % der Befragten bei Warmwasser und Elektrofahrzeugen. Ohne Komforteinbussen erwarten die befragten Unternehmen mindestens 10 % der jährlichen Stromkosten als Entschädigung. Mit Komforteinbussen steigen die Forderungen bis auf 20 %, was das Potenzial hier deutlich reduziert (Quelle: BFE-Zwischenbericht).





## Internationale Zusammenarbeit

Die internationale Zusammenarbeit in der Energieforschung hat in der Schweiz einen hohen Stellenwert. Das Bundesamt für Energie (BFE) stimmt auf institutioneller Ebene seine Forschungsprogramme mit internationalen Aktivitäten ab, um Synergien zu nutzen und Doppelspurigkeiten zu vermeiden. Der Zusammenarbeit und dem Erfahrungsaustausch im Rahmen der Internationalen Energieagentur (IEA) kommt eine besondere Bedeutung zu. So beteiligt sich die Schweiz über das BFE an verschiedenen «Technology Collaboration Programmes» der IEA, vormals «Implementing Agreements» ([www.iea.org/tcp](http://www.iea.org/tcp)), siehe Liste auf der Folgeseite.

Auf europäischer Ebene wirkt die Schweiz – wo immer möglich – aktiv in den Forschungsprogrammen der Europäischen Union mit. Das BFE koordiniert hier auf institutioneller Ebene die Energieforschung mit dem Europäischen Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan), den European Research Area Networks (ERA-NET), den europäischen Technologieplattformen, den gemeinsamen Technologieinitiativen (JTI) u. a. In gewissen Themenbereichen («Smart Grids», Geothermie, Wasserstoff) existiert eine intensive multilaterale Zusammenarbeit mit ausgewählten Ländern.



Supraleiter leiten Strom ohne merkliche elektrische Verluste, wofür jedoch eine starke Abkühlung notwendig ist. Für kommerzielle Anwendungen stehen die Hochtemperatur-Supraleiter (HTS) im Vordergrund. Im Rahmen des Technologie-Kooperationsprogramms «High-Temperature Super Conductivity» der IEA, bei der auch die Schweiz beteiligt ist (siehe S. 30), hat ein Expertengremium den Entwicklungsstand von HTS-Anwendungen für das Stromnetz abgeschätzt und in einer «Application Readiness Map» zusammengestellt. Zu den Gebieten, in denen die HTS-Technologie bereits einen hohen Reifegrad aufweist gehören u.a. leistungsfähige Mittelspannungs-Kabel zur Versorgung von Stadtzentren, so wie sie bspw. 2014 bis 2021 in Essen im Einsatz waren (Links oben, Bildquelle: Westenergie AG). Mit dem Kabel des Projekts AmpaCity wurden jährlich 39'000 MWh Strom transportiert. Die Kühlung benötigte dabei im gleichen Zeitraum 45 MWh Energie, was lediglich etwas mehr als einem Promille der übertragenen Energie entspricht.

In der Abbildung links unten ist ein HTS-Kabel zu sehen, wie es auch in Essen zum Einsatz kam. Links ist die Kupferschirmung zu erkennen. Die drei silbernen supraleitenden Schichten werden durch drei braune Isolierungen voneinander getrennt. Das Rohr wird innen und aussen von Stickstoff umströmt und so auf  $-200\text{ °C}$  gekühlt (Bildquelle: Westenergie AG).








## Beteiligung in Technologie-Kooperationsprogrammen der IEA

	Energy Conservation through Energy Storage (iea-eces.org)		Energy in Buildings and Communities (iea-ebc.org)
	Energy Efficient End-Use Equipment (iea-4e.org)		Heat Pumping Technologies (heatpumpingtechnologies.org)
	User-Centred Energy Systems (userstcp.org)		International Smart Grid Action Network (iea-isgan.org)
	High-Temperature Super Conductivity		Advanced Fuel Cells (ieafuelcell.com)
	Clean and Efficient Combustion (ieacombustion.com)		Advanced Motor Fuels (iea-amf.org)
	Hybrid & Electric Vehicles Technologies (ieahev.org)		Bioenergy (ieabioenergy.com)
	Geothermal (iea-gia.org)		Hydrogen (ieahydrogen.org)
	Hydropower (ieahydro.org)		Photovoltaic Power Systems Programme (iea-pvps.org)
	Solar Heating and Cooling (iea-shc.org)		Solar Power and Chemical Energy Systems (solarpaces.org)
	Wind (iea-wind.org)		Greenhouse Gas (ieaghg.org)
	Energy Technology Systems Analysis Program (iea-etsap.org)		

## Teilnahme an ERA-NETs (European Research Area Networks)

	Bioenergy (eranetbioenergy.net)		Solar (Cofund1 & Cofund2) (solar-era.net)
	Accelerating CCS Technologies (act-ccs.eu)		Geothermica (geothermica.eu)
	Concentrated Solar Power (csp-eranet.eu)		Materials (https://m-era.net/)
	Smart Energy Systems (eranet-smartenergysystems.eu)		

## Weitere internationale Zusammenarbeit

	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking		DACH-Kooperation Smart grids
	International Partnership for Geothermal Technology		Clean Energy Transition Partnership
	Driving Urban Transitions		

Damit Photovoltaik (PV)-Anlagen ein Maximum an Solarstrom produzieren, werden sie mit sogenannten Maximum Power Point (MPP)-Trackern ausgerüstet. Sind MPP-Tracker dezentral an den einzelnen PV-Modulen montiert, werden sie als «Optimizer» (dt. Leistungsoptimierer) bezeichnet. Wissenschaftler der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW) in Winterthur haben Empfehlungen erarbeitet, in welchen Fällen der Verbau von Optimizern in PV-Anlagen einen Mehrertrag an Energie bringt. Liegt eine leichte oder keine Verschattung vor, ist ein zentraler MPP-Tracker am Wechselrichter der PV-Anlage angezeigt. Bei einer mittleren Verschattung lohnt sich der Einsatz von Optimizern an ausgewählten Modulen. Bei starker Verschattung ist eine All-Optimizer Lösung sinnvoll (Bildquelle: Tigo Energy).



Impressum:  
Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
alice.feehan@bfe.admin.ch



Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern

[www.energieforschung.ch](http://www.energieforschung.ch)