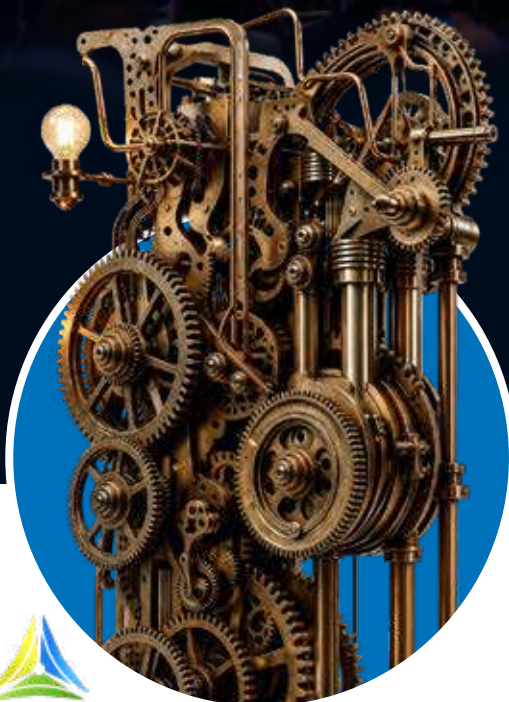




SEKTOR-KOPPLUNG

Der Schlüssel zu einer erfolgreichen Energiewende in der Schweiz



In Zusammenarbeit mit:



Kanton Bern
Canton de Berne



Executive Summary

Die Schweizer Energiewende tritt in eine neue Phase. 2025 stand im Zeichen des Aufzeigens – 2026 steht im Zeichen der Umsetzung und Skalierung. Die erste Ausgabe des Whitepapers «Sektorkopplung» wurde seit September 2025 über 100'000 Mal aufgerufen und hat damit eine aussergewöhnlich hohe Resonanz erzielt. Seither wurden neue Projekte initiiert, bestehende Vorhaben weiterentwickelt und zusätzliche Erfahrungen aus der Praxis gewonnen. Die zweite Ausgabe knüpft daran an und verschiebt den Fokus konsequent von der Frage, ob Sektorkopplung funktioniert, hin zur Frage, wie sie systematisch und landesweit skaliert werden kann.

Der Handlungsdruck bleibt hoch: Die Schweiz importiert heute 68 Prozent ihrer Wärme, Kälte und Elektrizität; allein für Erdölprodukte und Gas fließen netto rund CHF 8,1 Milliarden pro Jahr ins Ausland. Damit ist Sektorkopplung nicht nur ein Instrument der Klimapolitik, sondern zunehmend eine Frage von Versorgungssicherheit, volkswirtschaftlicher Resilienz und Wettbewerbsfähigkeit. Das Whitepaper zeigt anhand von über 30 Praxisbeispielen, dass die dafür notwendigen Technologien grundsätzlich vorhanden und bereits im Einsatz sind.

Die Projekte verdeutlichen zugleich, dass die Transformation auf allen Systemebenen stattfinden muss: vom einzelnen Gebäude über Areale und Gemeinden bis zu Kantonen, Regionen, der nationalen Ebene und internationalen Grossprojekten. Auf Gebäude- und Aarebene werden Photovoltaik, Wärmepumpen, Wärme- und Stromspeicher, Abwärmenutzung, Elektromobilität

und intelligente Steuerung zu integrierten Systemen verbunden. Gemeinden und Kantone übernehmen zunehmend eine koordinierende Rolle zwischen Energieversorgung, Netzen, Wärmeplanung, Mobilität und räumlicher Entwicklung. Auf regionaler und nationaler Ebene kommen saisonale Flexibilität, Power-to-X und erneuerbare Gase hinzu; internationale Projekte zeigen, wie bereits erprobte Grosslösungen auf Schweizer Verhältnisse übertragen werden können. Gerade die Verbindung dieser Ebenen ist entscheidend: Sektorkopplung ist keine einzelne Technologie, sondern eine Systemarchitektur.

Die Entwicklung seit 2025 zeigt dabei einen wichtigen Reifeprozess. Projekte, die in der ersten Ausgabe noch als Pilotansätze dokumentiert wurden, liefern heute Erkenntnisse für Standardisierung und Replikation. So wurden beispielsweise die 2025 dokumentierten Sanierungsprojekte in Stallikon und Aesch genutzt, um einen integrierten One-Stop-Shop-Ansatz zu testen, Prozesse zu standardisieren und Umsetzungspotenziale zu identifizieren. Der nächste Schritt besteht darin, solche Einzellösungen aus dem Projektmodus herauszuführen und in wiederholbare Geschäfts-, Planungs- und Infrastrukturmodelle zu überführen.

Die zentrale Herausforderung ist deshalb nicht mehr primär technologischer Natur. Die Bremsfaktoren liegen zunehmend bei den Rahmenbedingungen: lange Bewilligungsverfahren, starre Raumplanung, fragmentiertes Fachwissen, fehlende Zusammenarbeit zwischen Wirtschaft, Wissenschaft, Verwaltung und Politik, kurzfristige Investitionshorizonte sowie mangelnde politische Kontinuität. Hinzu kommt die Herausforderung, ein zunehmend dezentrales Energiesystem digital zu orchestrieren und Stromproduktion, Verbrauch,

Speicher, Wärme und Mobilität zeitlich und räumlich aufeinander abzustimmen.

Genau darin liegen zugleich die grössten Chancen. Intelligent gekoppelte dezentrale Erzeugung, Speicher und flexible Verbraucher können den Bedarf an kostspieligem Netzausbau reduzieren, lokale Wertschöpfung erhöhen und die Abhängigkeit von Energieimporten senken. Die Elektrifizierung von Wärme, Mobilität, Kühlung und neuen Verbrauchern wie Rechenzentren erhöht zwar den Strombedarf, eröffnet durch intelligente Steuerung aber gleichzeitig erhebliche Flexibilitätspotenziale. Forschungsergebnisse im Bericht zeigen exemplarisch, wie gross einzelne Hebel sein können: Eine Erhöhung der jährlichen energetischen Sanierungsrate von 1,1 auf 2 Prozent könnte die modellierte Winterstromlücke 2050 von rund 11 auf 6 TWh reduzieren.

Die strategische Botschaft für 2026 ist damit klar: Die Schweiz verfügt über Technologien, Know-how, Projekte und Investitionsfähigkeit. Was jetzt benötigt wird, ist ein verlässlicher Rahmen für deren Skalierung. Dazu gehören politische Planungssicherheit, einfachere Bewilligungs- und Förderverfahren, lokale Energiegemeinschaften und dynamische Tarife, langfristig ausgerichtete Finanzierung, Digitalisierung sowie eine frühzeitige, sektorübergreifende Planung. Die nächste Phase der Energiewende entscheidet sich nicht daran, ob weitere Einzeltechnologien erfunden werden, sondern daran, ob bestehende Lösungen konsequent miteinander verbunden, repliziert und vom Gebäude bis zum nationalen Energiesystem skaliert werden.

Energetische Grüsse
Daniel A. Oechslin & Frank Schürch

SEKTORKOPPLUNG

Der Schlüssel zu einer erfolgreichen Energiewende in der Schweiz

MITWIRKENDE

Konzept: Daniel A. Oechslin (oe.energy), Frank Schürch (energie-cluster.ch)

Redaktion: Alexandra Moser (Green Energy Venture AG)

Wir danken den folgenden Partnern für ihre Beiträge und ihr Fachwissen:

Ulrich Nyffenegger (Kanton Bern)	Philipp Erdmann (Weisskopf Partner GmbH)
Daniela Decurtins (gazenergie)	Maike Schubert (Weisskopf Partner GmbH)
Janos Kick (gazenergie)	Alina von Allmen (Regionalkonferenz Oberland-Ost)
René Scotzniovsky (Gemeinde Allschwil)	Pascal Peter (GUNEP AG)
Adrian Altenburger (HSLU T&A)	Laurent Raeber (Swiss Energypark)
Marc Bättschmann (Tend AG)	Martina Rechsteiner (ZHAW)
Massimiliano Capezzali (HEIG-VD)	Norbert Rücker (Bank Julius Baer)
Dominik Clauss (a energie AG)	Sandro Schopfer (sun2wheel AG)
Sjef de Bruijn (Biral AG)	Frido Stutz (NewGreenTec International AG)
Raymond C. Decorvet (Everllence Schweiz AG)	Silvan Suter (Thermal Transformer AG)
Claudio De Giacomi (Joulia SA)	Kamil Szostek (Jobst Willers Engineering AG)
Manuel Marti (Joulia SA)	Roger Walther (EBP Schweiz AG)
Alfons De Stefani (ADapt GmbH)	Timon Wanzenried (B-Solartec AG)
Luigi Di Cola (Hoval AG Schweiz)	Gregor Zust (eRevo AG)
Rahul Gupta (EPFL)	Marc Meyer (eRevo AG)
Michel Haller (OST)	Deniz Akman (BLS Schifffahrt AG)
Krisztina Kelevitz (OST)	
Daniel Meier (EVTEC AG)	
Stefan Minder (Weisskopf Partner GmbH)	

**Wir danken dem erweiterten Team
von energie-cluster.ch für die wertvolle
Unterstützung und Koordination.**

WEITERE INFORMATIONEN

Green Energy Venture AG (Teil der OE-EN Gruppe) | amo@green-energy-venture.com | www.green-energy-venture.com
energie-cluster.ch | info@energie-cluster.ch | www.energie-cluster.ch

WHITEPAPER HERUNTERLADEN

www.oe.energy/publications/2026



01	EXECUTIVE SUMMARY	S.1
02	METHODIK	S.6
03	POLITISCHE KONTINUITÄT: DER GRUNDPFEILER DES SCHWEIZERISCHEN WOHLSTANDS Energie-cluster.ch	S.10
04	DAS AUFLAUFEN DER GEOPOLITIK AUF DER ENERGIEWENDE Bank Julius Bär	S.12
05	DIE ENERGIEWENDE WIRD ZUR INFRASTRUKTUR- UND KAPITALFRAGE OE-EN AG	S.16
06	DIE WARMER GEBÄUDEMASSE: DER UNTERSCHÄTZTE KURZZEITSPEICHER DER ENERGIEWENDE ADapt GmbH	S.20
07	VON EINZELDISZIPLINEN ZUM SYSTEMDENKEN: BILDUNG FÜR DIE VERNETZTE ENERGIEZUKUNFT SPF Institut für Solartechnik OST & EBP Schweiz AG	S.24
08	GEBÄUDEDAMMUNG SORGT DANK SEKTORKOPPLUNG FÜR DEN WINTERSTROM-AUSGLEICH SPF Institut für Solartechnik OST	S.27
09	FERNWÄRME UND FERNKÄLTE a/energie AG	S.31
10	EBENEN DER SEKTORKOPPLUNG:	
A.	EBENE: GEBÄUDE	S.35
I.	RECHENZENTRUM OSTSCHWEIZ: SEKTORKOPPLUNGSOBJEKT UND REGIONALER ENERGIE-HUB Hoval AG Schweiz	36
II.	TRIEWALD DMES – DEZENTRALE MULTI-ENERGIE-SYSTEME ALS INFRASTRUKTUR FÜR SEKTORKOPPLUNG UND LANGZEITSPEICHERUNG eRevo AG.....	40
III.	SERIELLES SANIEREN IN DER SCHWEIZ: VOM PILOTPROJEKT ZUM SYSTEMISCHEN MODELL Tend AG	45
IV.	GARDEROBENGEBÄUDE WALDEGG HORGEN: SOLARE VOLLVERSORGUNG UND ABWASSERWÄRMENUTZUNG IM SPORTBAU Joulia SA	49

B.	EBENE: AREAL	S.52
I.	POSITIVE ENERGY DISTRICTS IN DER PRAXIS ZHAW (mit HSLU)	53
II.	HERISAU: THERMISCHES NETZ ALS FLEXIBLES ENERGIESYSTEM – ABWÄRME, ERDSONDEN UND SEKTORÜBERGREIFENDE STEUERUNG Weisskopf Partner GmbH	64
III.	NACHHALTIGE ERDSONDEN DANK REGENERATION DURCH PVT B-Solartec AG	67
IV.	ABWÄRMEGETRIEBENE KÜHLUNG FÜR RECHENZENTREN UND INDUSTRIE Thermal Transformer AG	70
C.	EBENE: GEMEINDE	S.73
I.	ST.GALLER STADTWERKE: EIN SMARTES ENERGIESYSTEM ENTSTEHT gazenergie, Verband der Schweizerischen Gasindustrie	74
II.	POWERPYRAMID – HYBRIDES WIND-SOLAR-KLEINKRAFTWERK FÜR DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG NewGreenTec International AG	78
III.	VOM LÜFTUNGSERSATZ ZUM WÄRMENETZ – WIE EIN HALLENBAD DIE ENERGIEWENDE IN ALLSCHWIL VORANBRACHTE Gemeinde Allschwil	81
IV.	WÄRMEVERBUND HOHRN: VON DER HOLZFEUERUNG ZUR SEKTORGEKOPPELTEN ENERGIEPLATTFORM GUNEP AG	86
V.	EFFIZIENTE VERDICHTUNG URBANER LADEINFRASTRUKTUR: NETZDIENLICHES DC-LADEKONZEPT FÜR KOMMUNALE FLOTTEN UND DEN ÖFFENTLICHEN RAUM EVTEC AG	89
D.	EBENE: KANTON	S.92
I.	KLIMANEUTRALE TOURISMUSREGION BERNER OBERLAND – OST: FÖRDERUNG DER UMWELTFREUNDLICHEN E-MOBILITÄT Kanton Bern & EBP Schweiz AG	94
E.	EBENE: REGION	S.98
I.	VON DER KI UM DAS NETZ ZUR KI IM NETZ Swiss Energypark & EPFL	100
II.	BLS SCHIFFFAHRT: VON DER ELEKTRISCHEN FLOTTE ZUR ENERGIEPLATTFORM DER ZUKUNFT BLS Schifffahrt AG	104
F.	EBENE: NATIONAL	S.107
I.	AUTOHEDGE – BIDIREKTIONALES LADEN UNTER DYNAMISCHEN NETZTARIFEN sun2wheel AG	108
G.	EBENE: INTERNATIONAL	S.112
I.	BIOMETHANIMPORTE FÜR DIE SEKTORKOPPLUNG gazenergie, Verband der Schweizerischen Gasindustrie	113

Methodik

Der diesjährige Bericht ist das Ergebnis einer breit abgestützten Zusammenarbeit von insgesamt 78 Partnerinnen und Partnern aus Wirtschaft, Politik, Verwaltung, Forschung und Bildung. Im regelmässigen Austausch zwischen Februar und August wurden ausgewählte Projekte diskutiert, neue Erkenntnisse gewonnen und wertvolle Synergien geschaffen. Der Bericht führt die Ergebnisse dieses Austauschs zusammen und bietet einen strukturierten Überblick über die im Rahmen der Initiative behandelten Projekte und Themen.

In 7 themenübergreifenden Beiträgen beleuchtet der Bericht zentrale technische, gesellschaftliche, wirtschaftliche und politische Fragestellungen der Sektorkopplung. Anhand von 18 konkreten Projekten wird aufgezeigt, wie Sektorkopplung auf unterschiedlichen Ebenen – vom Gebäude und Areal bis hin zur kommunalen, kantonalen, regionalen, nationalen und internationalen Ebene – als Hebel für wirtschaftlich tragfähige und umsetzbare Lösungen wirken kann. Gemeinsam veranschaulichen die Projekte die Vielfalt der Ansätze zur Sektorkopplung und zeigen, wie diese in konkrete und umsetzbare Lösungen überführt werden können.

Der Bericht verbindet übergeordnete Themen mit praxisnahen Projektbeispielen. Dadurch können übergreifende Fragestellungen der Sektorkopplung gemeinsam mit konkreten Erfahrungen aus der Projektentwicklung und Umsetzung betrachtet und gleichzeitig die Zusammenhänge zwischen verschiedenen Ebenen und Ansätzen aufgezeigt werden.

Die vorgestellten Themen und Projekte verstehen sich bewusst nicht als abschliessende Darstellung der Sektorkopplung in der Schweiz, sondern als Impuls für deren Weiterentwicklung. Sie geben einen Einblick in aktuelle Ansätze und Erfahrungen und bilden eine Grundlage für den weiteren Austausch und die Zusammenarbeit. Umso mehr freuen wir uns darauf, die Initiative 2027 gemeinsam mit neuen Projekten, Perspektiven und Partnern weiterzuführen.

Denn die Energiewende braucht Menschen, die vorausdenken, gestalten und umsetzen – eine starke Crew, die auch bei wechselnden Winden den richtigen Kurs hält.

*Mit freundlichen Grüssen,
Ihr Sektorkopplungs-Team*



TEILNEHMER UNSERER INITIATIVE UND IHRE JEWEILIGEN PROJEKTE (alphabetisch):

a/energie AG: *Fernwärme und Fernkälte: Klimafeste thermische Netze für die Schweiz* — a/energie AG untersucht, wie Fernwärme- und Fernkältenetze als thermisches Rückgrat der Sektorkopplung dienen können — indem sie Strom, Wärme und Kälte über Gemeinden hinweg in einem klimaresilienten System verbinden.

ADapt GmbH: *Die warme Gebäudemasse: der unterschätzte Kurzzeitspeicher der Energiewende* — ADapt GmbH zeigt, wie die thermische Masse von Gebäuden als Kurzzeit-Energiepuffer fungieren kann, um Spitzenlasten zu reduzieren und eine intelligentere Integration von erneuerbarem Strom zu ermöglichen.

B-Solartec AG: *Nachhaltige Erdsonden dank Regeneration durch PVT* — B-Solartec AG präsentiert ein System, das Geothermie-sonden mithilfe von PVT-Hybridkollektoren regeneriert — die gleichzeitig Photovoltaik- und Thermalerzeugung auf einem Panel kombinieren, um die langfristige Leistung der Erdsonden zu erhalten.

Bank Julius Bär: *Das Auflaufen der Geopolitik auf der Energiewende* — Julius Bär untersucht, wie geopolitische Verwerfungen Energiemärkte und Investitionsströme neu gestalten, und was dies für den Schweizer Umgang mit Versorgungssicherheit und Infrastrukturfinanzierung bedeutet.

BLS Schifffahrt AG: *BLS Schifffahrt: Von der elektrischen Flotte zur Energieplattform der Zukunft* — BLS Schifffahrt AG beschreibt, wie die Elektrifizierung ihrer Seeflotte zu einer umfassenderen Energieplattform weiterentwickelt wird, die Uferladung, Netzdienstleistungen und Betriebsflexibilität verbindet.

EBP Schweiz AG: *Die Energiewende braucht Fachkräfte mit Systemverständnis* — EBP und Partner von SPF/OST untersuchen, welche Kompetenzen und Bildungsrahmen Fachleute benötigen, um gekoppelte Energiesysteme zu planen, zu betreiben und zu steuern — und wo die Schweiz derzeit Lücken aufweist.



eRevo AG: *Triewald DMES — Dezentrale Multi-Energie-Systeme als Infrastruktur für Sektorkopplung und Langzeitspeicherung* — eRevo AG präsentiert das dezentrale Multi-Energie-System Triewald als skalierbares Infrastrukturmodell, das Strom-, Wärme- und Gasspeicher integriert, um Langzeitflexibilität zu ermöglichen.

EVTEC AG: *Effiziente Verdichtung urbaner Ladeinfrastruktur: Netzdienliches DC-Ladekonzept für kommunale Flotten und den öffentlichen Raum* — EVTEC AG präsentiert ein DC-Ladekonzept für dichte urbane Umgebungen — mit Hochleistungsladung für kommunale Flotten und öffentliche Nutzer sowie netzdienlichem Lastmanagement, um kostspielige Netzausbau-massnahmen zu vermeiden.

gazenergie, Verband der Schweizerischen Gasindustrie: *Biomethan-Importe in der Schweiz: Potenziale, Herausforderungen und regulatorische Rahmenbedingungen* — gazenergie untersucht die Bedingungen, unter denen die Schweiz Biomethan in grossem Massstab importieren kann — mit Blick auf Bezugsquellen, Infrastrukturanforderungen und die regulatorischen Anpassungen, die für den grenzüberschreitenden Handel mit erneuerbarem Gas notwendig sind.

St.Galler Stadtwerke: *Ein smartes Energiesystem entsteht* — Die St. Galler Stadtwerke präsentieren ihren Ansatz zum Aufbau eines intelligenten, integrierten städtischen Energiesystems in St. Gallen — mit Kopplung von Strom, Wärme, Mobilität und Dateninfrastruktur für eine zuverlässige, kohlenstoffarme Versorgung der gesamten Stadt.

Gemeinde Allschwil: *Vom Lüftungersatz zum Wärmenetz* — wie ein Hallenbad die Energiewende in Allschwil voranbrachte — Die Gemeinde Allschwil zeigt, wie ein Lüftungersatzprojekt in einem öffentlichen Hallenbad zum Ausgangspunkt eines lokalen Wärmenetzes wurde — ein Praxisbeispiel für Sektorkopplung auf kommunaler Ebene.

GUNEP AG: *Wärmeverbund Hohrain: Von der Holzfeuerung zur sektorgekoppelten Energieplattform* — GUNEP AG dokumentiert die Entwicklung des Wärmeverbunds Hohrain von einer Biomasse-Heisanlage zu einer vollständig sektorgekoppelten lokalen Energieplattform mit erneuerbaren Quellen, Speichern und intelligenter Steuerung.

Hoval AG Schweiz: *Rechenzentrum Ostschweiz: Sektorkopplungsobjekt und regionaler Energie-Hub* — Hoval und RZO AG präsentieren ein Rechenzentrum in der Ostschweiz, das nicht nur als Verbraucher, sondern als aktiver Energie-Hub konzipiert ist: Abwärme wird ins lokale Fernwärmenetz eingespeist, und Netzdienstleistungen werden erbracht.

Joulia SA: *Garderobengebäude Waldegg Horgen: Solare Vollversorgung und Abwasserwärmenutzung im Sportbau* — Joulia präsentiert das Garderobengebäude Waldegg in Horgen als Showcase für Sektorkopplung auf Gebäudeebene: Solarenergie deckt den gesamten Bedarf, und ein innovatives System zur Wärmerückgewinnung aus Duschwasser nutzt sonst verlorene thermische Energie.

Kanton Bern & EBP Schweiz AG: *Klimaneutrale Tourismusregion Berner Oberland* — Ost: Förderung der umweltfreundlichen E-Mobilität — EBP und der Kanton Bern präsentieren ein kantonales Projekt zur Dekarbonisierung der Mobilität im östlichen Berner Oberland, das Elektromobilitätsinfrastruktur mit erneuerbarer Energieversorgung in einer tourismusintensiven Alpenregion verbindet.

NewGreenTec International AG: *PowerPyramid — Hybrides Wind-Solar-Kleinkraftwerk für dezentrale Energieversorgung* — NewGreenTec International AG präsentiert die PowerPyramid, ein kompaktes hybrides Wind-Solar-Kleinkraftwerk für die dezentrale Energieversorgung an Standorten, an denen ein Netzan-schluss kostspielig oder nicht verfügbar ist.

OE-EN AG: *Die Energiewende wird zur Infrastruktur- und Kapitalfrage* — OE-EN AG argumentiert, dass die nächste Phase der Energiewende nicht mehr primär eine Technologiefrage, sondern eine Frage der Finanzierung und Infrastruktur ist — und stellt Capital Transition Networks als Modell zur Mobilisierung langfristiger Investitionen im erforderlichen Massstab vor.

SPF Institut für Solartechnik OST: *Gebäudedämmung sorgt Dank Sektorkopplung für den Winterstrom-Ausgleich* — Das SPF Institut für Solartechnik an der OST quantifiziert, welchen Beitrag eine höhere Gebäudesanierungsrate zur Winterstrombilanz der Schweiz leisten kann — ein direkter Hebel zur Bewältigung des saisonalen Versorgungsproblems.

sun2wheel AG: *AutoHedge — Bidirektionales Laden unter dynamischen Netztarifen* — sun2wheel AG präsentiert AutoHedge, ein System, das bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen nutzt, um Schwankungen bei dynamischen Netztarifen abzufedern — und damit Elektrofahrzeuge zu einem aktiven Finanz- und Netzflexibilitäts-Asset für ihre Besitzer macht.

Swiss Energypark & EPFL: *Von der KI um das Netz zur KI im Netz* — Swiss Energypark und die EPFL präsentieren eine Plattform, die KI von einem Analysetool, das ausserhalb des Netzes operiert, zu einer Echtzeit-Intelligenz im Netz weiterentwickelt — für die Optimierung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch regionaler Energiesysteme in Echtzeit.

Tend AG: *Seriell Sanieren in der Schweiz: vom Pilotprojekt zum systemischen Modell* — Tend AG dokumentiert, wie ihr serieller Sanierungsansatz — standardisierte Gebäudehüllensanierungen und Wärmesystemwechsel — von Einzelprojekten zu einem für den landesweiten Rollout bereitstehenden Modell geworden ist.

Thermal Transformer AG: *Abwärmegetriebene Kühlung für Rechenzentren und Industrie* — Thermal Transformer AG präsentiert eine Technologie, die Abwärme aus Rechenzentren und industriellen Prozessen für Kühlzwecke nutzt — aus einer thermischen Belastung wird eine Ressource, und industrielle Energieflüsse werden geschlossen.

Weisskopf Partner GmbH: *Herisau: Herisau: Thermisches Netz als flexibles Energiesystem* — Abwärme, Erdsonden und sektorübergreifende Steuerung — Weisskopf Partner GmbH präsentiert das thermische Netz in Herisau als Fallstudie für flexibles Fernwärmedesign: Abwärme, geothermischer SONDENSPEICHER und sektorübergreifende Steuerung gleichen variable erneuerbare Erzeugung mit stabiler lokaler Versorgung aus.

ZHAW & HSLU: *Positive Energy Districts in der Praxis* — ZHAW und HSLU dokumentieren das Hard Areal in Winterthur als Positive Energy District Living Lab, messen und analysieren die Energieflüsse eines gemischt genutzten Städtequartiers und gewinnen übertragbare Erkenntnisse für die sektorgekoppelte Quartiersentwicklung.





Politische Kontinuität: der Grundpfeiler des schweizerischen Wohlstands

Frank Schürch

Politologe, MBA, CEO energie-cluster.ch

Die Schweiz verdankt einen grossen Teil ihres Wohlstands verlässlichen Rahmenbedingungen. Unternehmen investieren, Gemeinden planen, HauseigentümerInnen sanieren und EnergieversorgerInnen bauen nur dann, wenn die politische Richtung über Legislaturen hinaus erkennbar bleibt. Das gilt für Energie, Infrastruktur, Bildung, Forschung und Innovation: Ihre Wirkung entsteht nicht im Takt von Wahlkämpfen, sondern über Jahre und Jahrzehnte.

In der Energiepolitik ist die Ausgangslage klar. 2024 entfielen 45,7 Prozent des schweizerischen Endenergieverbrauchs auf Erdölprodukte, 12,3 Prozent auf Gas und 0,3 Prozent auf Kohle; erneuerbare Energieträger erreichten 29,9 Prozent. Gleichzeitig flossen allein für den Aussenhandel mit Erdölprodukten und Gas netto gut 8,1 Milliarden Franken ins Ausland. Dieses Geld schafft nur begrenzt Wertschöpfung im Inland und hält die Schweiz abhängig von Weltmarktpreisen, geopolitischen Risiken und Lieferketten.

Dekarbonisierung ist deshalb nicht nur Klimapolitik, sondern Standortpolitik. Jede ersetzte Ölheizung, jedes effizientere Gebäude, jede Kilowattstunde einheimischer erneuerbarer Energie und jeder Speicher stärkt die Versorgungssicherheit. Die Schweiz hat sich gesetzlich zum Netto-Null-Ziel 2050 bekannt; 2024 nahm die Stimmbevölkerung das Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit 68,7 Prozent Ja-Stimmen an. Wer diesen Kurs verlässlich umsetzt, mobilisiert privates Kapital, senkt Risiken und schafft Arbeit im Inland.

Kontinuität bedeutet dabei nicht Starrheit. Politik muss auf neue Technologien, Preise und Sicherheitslagen reagieren können. Doch abrupte Förderstopps, ständig wechselnde Bewilligungsverfahren oder politisch relativierte Ziele verteuern Projekte und verunsichern Investoren. Deutschland musste nach dem russischen Angriff auf die Ukraine seine Gasversorgung in hohem Tempo und zu hohen Kosten neu organisieren. Frankreich zeigte 2022, dass auch ein stark zentralisiertes Stromsystem ver-

wundbar sein kann. Die Lehre lautet: Risiken breit streuen und Investitionen rechtzeitig auslösen.

INNOVATION SCHAFFT WOHLSTAND

Die Innovationskraft und die kontinuierliche Investition in Forschung, Entwicklung, Bildung und Unternehmertum haben die Schweiz reich gemacht. Im Global Innovation Index 2025 belegte sie zum 15. Mal in Folge den ersten Platz. Für Forschung und Entwicklung wendet die Schweiz rund 3,2 Prozent ihres Bruttoinlandsprodukts auf. Die vier grossen Nachbarländer liegen bei rund 3,1 Prozent in Deutschland, 3,3 Prozent in Österreich, 2,2 Prozent in Frankreich und 1,4 Prozent in Italien; die USA erreichen rund 3,4 Prozent. Diese Zahlen zeigen: Die Schweiz gehört zur Spitzengruppe, darf ihren Vorsprung aber nicht als selbstverständlich betrachten.

China investiert umfassend und strategisch in Innovation. 2025 stiegen seine Forschungs- und Entwicklungsausgaben auf 2,80 Prozent des BIP; im Global Innovation Index rückte das Land erstmals unter die zehn innovativsten Volkswirtschaften vor. Auch in absoluten Beträgen nähert sich China den USA rasch an. Diese Entwicklung unterstreicht den Wert schweizerischer Innovationen, erhöht aber zugleich den Wettbewerbsdruck auf unsere Unternehmen, Hochschulen und Forschungsinstitutionen.

Die Schweiz muss mithalten: mit starken eigenen Investitionen in Forschung und Innovation, modernen Infrastrukturen, verlässlichen Bedingungen für Unternehmen und Start-ups sowie einem attraktiven Bildungs- und Forschungsstandort. Ebenso wichtig sind internationale Innovationskooperationen. Wissenschaftlicher Fortschritt entsteht zunehmend in grenzüberschreitenden Netzwerken; die erneuerte Teilnahme an europäischen Forschungsprogrammen ist deshalb nicht Neben-

sache, sondern Standortpolitik. Wer sich abschottet oder bei Forschung und Technologietransfer spart, verliert Know-how, Vorsprung und Fachkräfte und schafft zusätzliche Abhängigkeiten vom Ausland.

Die nötigen Investitionen kann sich die Schweiz leisten. Gemäss dem World Economic Outlook des Internationalen Währungsfonds liegt ihre Bruttostaatsschuld 2026 bei rund 38,5 Prozent des BIP. Zum Vergleich: Deutschland erreicht etwa 64,6 Prozent, Österreich 82,1 Prozent, Frankreich 118,4 Prozent, Italien 138,4 Prozent und die USA 125,8 Prozent. Die tiefe Verschuldung ist kein Freipass für beliebige Ausgaben. Sie verschafft der Schweiz aber einen aussergewöhnlichen strategischen Spielraum für produktive Investitionen, die künftige Wertschöpfung, Resilienz und Steuereinnahmen stärken.

Energie- und Innovationspolitik folgen damit derselben Logik. Politische Kontinuität schafft Vertrauen; Vertrauen löst langfristige Investitionen aus; und diese Investitionen sichern Wohlstand, Eigenständigkeit und Handlungsspielraum. Die Alternative wäre ein Stop-and-go, das Kapital verteuert, Projekte verzögert und Abhängigkeiten vergrössert. Investitionen in Energie, Forschung und Innovation sind deshalb keine Belastung der Zukunft, sondern Investitionen in die Zukunft. ■

Quellenhinweise

- Bundesamt für Energie: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2024.
- Bundesamt für Umwelt / Bundeskanzlei: Netto-Null-Ziel 2050; Abstimmung über eine sichere Stromversorgung 2024.
- Bundesamt für Statistik / OECD: Forschungs- und Entwicklungsausgaben im internationalen Vergleich (jüngste vergleichbare Werte).
- WIPO: Global Innovation Index 2025.
- National Bureau of Statistics of China: Statistical Communiqué 2025.
- Internationaler Währungsfonds: World Economic Outlook, April 2026 (Bruttostaatsschuld in Prozent des BIP).



Das Auflaufen der Geopolitik auf der Energiewende

Norbert Rücker

Leiter Economics & Next Generation Research, Bank Julius Bär; Präsident energie-cluster.ch

Die Geopolitik erlebte ein Comeback und drückte der Energiewelt in diesem Jahr ihren Stempel auf. Mit dem Irankrieg wurde der Albtraum des Ölmarkts, eine geschlossene Strasse von Hormus, Realität. Doch die befürchtete Ölkrise und Rezession blieben aus. Schnell zeigte sich, dass die Strasse von Hormus nicht wirklich geschlossen war und die Exporte rasch auf Alternativen ausweichen konnten. Die Ölpreise blieben weitestgehend unter den Niveaus von 2022. Noch eindrücklicher ist der Vergleich mit der Periode von 2010 bis 2015. Angepasst um die Inflation und somit um die Kaufkraft sind die heutigen Preise fast halb so hoch wie vor mehr als zehn Jahren. Dies kann als Signal von Entspannt-

heit trotz der vielfältigen geopolitischen Risiken gewertet werden.

Das ist nicht überraschend, denn der Markt reagierte ähnlich wie zur Energiekrise von 2022: Der Handel mit Öl und Gas passt sich nach Schocks ausserordentlich schnell an die neuen Gegebenheiten an. Den Anreiz dazu liefern die Preisaufschläge, die die höheren Kosten alternativer Routen kompensieren und die Nachfrage temporär dämpfen. Der Preis ist der Dirigent im Konzert von Angebot und Nachfrage. Den Weg zur Resilienz ebnen Pragmatismus und Opportunismus. Gerade jetzt, wo sich die Sorgen über tiefe Gaslager wieder breitmachen, sollten wir

die wichtigste Erfahrung von 2022 nicht ausser Acht lassen. Wenn Europa zahlt, dann kommen die Flüssiggasschiffe und sichern die Versorgung. Weshalb? Weil die Konkurrenz in Asien unter diesen Bedingungen teilweise auf Kohle ausweicht. Die Gaslager waren ab 2022 ausserordentlich voll, und das war nicht nur wetterbedingt. Eine Strommangellage bedingt eine Gasmangellage, da die Gaskraftwerke in Europa das letzte Glied der Stromversorgung sind. Risiken sollten erkannt und verstanden werden. Die vergangenen Jahre zeigen jedoch, dass der globale Gasmarkt eine solche Mangellage kaum zulässt. Die Kehrseite der Versorgungssicherheit sind starke, vorübergehende Preissprünge.

Noch weniger überraschend ist der Einfluss der Energiewende. Steigende Preise an der Zapfsäule sorgen verlässlich für Emotionen, doch ihre wirtschaftliche Bedeutung nimmt ab. Ein stetig wachsender Anteil der Autos und Lastwagen auf der Strasse ist elektrisch unterwegs. Auch wenn dieser Anteil in Europa und der Schweiz zurzeit bei knapp unter 5% liegt, schwächt sich der Einfluss der Ölpreisschocks auf die Wirtschaft, verstärkt durch die bessere Effizienz der Verbrenner. Dieser Trend ist sehr robust, denn der technologische Fortschritt verläuft rasant. Dank der günstigen chinesischen Modelle haben die

Marktanteile von Elektroautos bei den Neuzulassungen in den Schwellenländern Südostasiens und Südamerikas stark zugenommen und liegen heute beispielsweise bei 20% in Brasilien oder über 50% in Vietnam. China überschattet mit über 15 Millionen zugelassenen Elektroautos pro Jahr und Marktanteilen von über 60% alle anderen. Europa und die Schweiz liegen bei knapp 40%. Eine fast noch stärkere Dynamik zeigt sich in China im Schwerverkehr: Der Anteil elektrischer Lastwagen dürfte über das gesamte Jahr gesehen bei über 35% liegen. Die eingeschränkten Ölexporte aus dem Nahen Osten werden unter anderem durch reduzierte Importe Chinas aufgefangen. Unter den Experten wird derzeit genauer beobachtet und diskutiert, wie gross der Beitrag der Energiewende daran ist.

Vergleichbar wenig überraschend sind die Folgen für den Strommarkt. Das grosse Thema bleibt die Solarstromschwemme. Im Grosshandel ist Strom zur Mittagszeit zu Discountpreisen zu haben. An ausserordentlich sonnigen und windigen Tagen kippen die Preise regelmässig ins Negative, da erneuerbare Energien keine operativen Kosten haben, teilweise in fixe Vergütungssysteme eingebunden sind, und Kohle- und Atomkraftwerke nur begrenzt flexibel sind. Dieses Phänomen ist nicht auf Europa beschränkt, sondern weltweit zu beobachten, von den regionalen Strommärkten in den USA, über Australien bis hin zu China. Aufgrund der Solarstromschwemme waren Gaskraftwerke weniger gefragt, wodurch sich der Einfluss der durch den Iran-Konflikt gestiegenen Gaspreise auf die Strompreise abschwächte. Ebenso kompensierte die Schwemme einen Teilausfall der Wasserkraft und der Atomkraft als Folge von Hitze und Dürre. Neben dem Ölmarkt zeigt auch der Strommarkt eine nicht zu unterschätzende Resilienz.

Diese mittägliche Stromschwemme scheint im Widerspruch zu den Narrativen der Knappheit aufgrund von künstlicher Intelligenz und Datenzentren





oder der Elektrifizierung generell zu stehen. Diese Achterbahnfahrt der Preise im Tagesverlauf wird sich weiter verschärfen. Der Ausbau der Erneuerbaren liefert mehr zusätzlichen Strom als nachgefragt und degradiert fossile Kraftwerke, wie politisch gewünscht, zu Statisten. Dieser Ausbau ist wirtschaftlich und renditegetrieben und würde wohl auch ohne die noch verbleibenden Subventionen stattfinden. Doch gerade die Wirtschaftlichkeit der Solarenergie ist schwer zu fassen. In Deutschland erzielte die staatlich durchgeführte Auktion im Juli einen durchschnittlichen Preis von unter EUR 50 für Freiflächenanlagen. In Spanien tendieren privat abgeschlossene langfristige Solarstrom-Abnahmeverträge gegen EUR 30. Beide Zahlen sind anekdotische Beispiele, die konkurrenzlos tiefe Kosten implizieren. Diese Kosten liegen nicht nur unter denjenigen alternativer Technologien, sondern auch unter den heutigen und den in Zukunft noch tiefer erwarteten Marktpreisen. In den unteren Netzebenen gleichen sich die Eindrücke. Aufdachanlagen auf Gewerbebauten und Einfamilienhäusern bieten günstigeren Strom als der vom Netz. Den höheren Erstellungskosten stehen höhere Netzgebühren gegenüber.

Die Wirtschaftlichkeit ist äusserst dynamisch. Die Solarstromschwemme und die Depression der Marktpreise tagsüber würden den Ausbau belasten und die Energiewende verlangsamen, wenn da nicht der Innovationsschub bei den Batteriespeichern wäre. Der Zubau an Batterien in Europa wird für dieses Jahr auf rund 20 Gigawatt geschätzt, was 20% aller Investitionen in Kraftwerks- und Speicherkapazitäten entspricht. Die stetige Skalierung der Produktion, die fortschreitende Technologie und das wachsende Knowhow bei Installation und Integration versprechen weiter sinkende Kosten. Dank Batterien breitet sich die Solarstromschwemme auf die weniger sonnigen Morgen- und Abendstunden aus, in denen die Marktpreise noch höher liegen. Dies stützt die Wirtschaftlichkeit. Wohin diese Dynamik führt, lässt sich

in den Vorreitermärkten in Kalifornien und Australien beobachten: Eine bessere Auslastung der grossen Kapazitäten bei Solar und Wind, ein Abschieben flexibler thermischer Kraftwerke in die Reserve, wirtschaftlich abgesichert über den Netzbetreiber, und als Folge davon gedämpfte Preisspitzen morgens, abends und im Schnitt über den ganzen Tag. Das Trilemma von Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltschutz scheint lösbar.

Die mittägliche Stromschwemme, die Unsicherheit im Gasmarkt und das Momentum der Elektrifizierung der Strasse sind der Nährboden für die sogenannte Sektorkopplung, der Verknüpfung von Strom mit Wärme und Mobilität. Die Sektorkopplung steht beispielhaft für die Dezentralisierung, die mit der Energiewende einhergeht, und verdeutlicht die damit verbundenen Chancen und Herausforderungen. Günstiger Solarstrom vom grossen Gewerbedach hilft, Kosten zu sparen, wenn genutzt in Elektrolastwagen oder Wärmepumpen. Die Möglichkeiten und Anwendungen sind vielfältig, wie diese Publikation eindrücklich zeigt, und mit der fortschreitenden Innovation werden die Chancen immer grösser. Die Herausforderungen hingegen bleiben altbekannt.



Dezentralisierung bedeutet, dass statt weniger heute viele an der Energiezukunft mitwirken. Nur mit dem entsprechenden Bewusstsein und Knowhow können Gewerbe oder Gemeinden diese Chancen der Sektorkopplung nutzen. Die Rahmenbedingungen hinken der Realität auf den Energiemärkten jedoch hinterher und schaffen unnötige Hürden. Je mehr Akteure mitwirken, desto einfacher und unkomplizierter sollten die Regulierung sein. In einem Hochlohnland wie der Schweiz schlägt Bürokratie umso deutlicher auf die Kosten durch.

Die Sektorkopplung kann man durchaus als die höchste Liga der Energiewende in den tieferen Ebenen des Stromnetzes bezeichnen. Jede Investition in die Sektorkopplung bringt das Versprechen, das Trilemma von Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umwelt zu lösen. Die Massnahmen für verbesserte Rahmenbedingungen sind altbekannt. Erstens ist ein uneingeschränkter Zugang zum europäischen Markt entscheidend, um die Stromschwemme zu kontrollieren und zu nutzen. Ein entsprechendes Abkommen ist laut sämtlicher Experten die wichtigste Stütze für die Versorgungssicherheit. Zweitens ist die volle Marktliberalisierung ein Impulsgeber für Innovation und die Energiewende, da dank ihr einfache und günstige Produkte und Dienstleistungen schneller den Weg in den Markt finden. Drittens, und das ist die noch fehlende Debatte, steht eine Reform der Netzentgelte an. Das bestehende System hat sich überlebt. Je mehr Solar- und Speicherkapazitäten in allen Winkeln des Netzes entstehen und je öfter der Strom in beide Richtungen fliesst, desto weniger bürokratisch und diskriminierender ist ein Netzentgelt für alle auf Basis der Kapazität (Kilowatt) anstelle des Bezugs (Kilowattstunden). ZEVs und LEGs sind zwar lohnenswert, aber letztlich nur begrenzt wirksame und aufwendige Ersatzlösungen. Die Schweiz zeigt viel Pionierarbeit, Unternehmertegeist und Innovation. Daran könnte sich die Politik orientieren. ■

Die Energiewende wird zur Infrastruktur- und Kapitalfrage

WARUM INVESTITIONEN IN ENERGIEINFRASTRUKTUR JETZT ENTSCHEIDEND WERDEN UND PRIVATES KAPITAL EINE NEUE ROLLE ÜBERNIMMT

Daniel A. Oechslin

CEO / Chairman, OE-EN AG

Die Diskussion über die Energiewende wurde lange vor allem als Diskussion über Technologien geführt. Photovoltaik, Windenergie, Elektromobilität, Wärmepumpen oder Wasserstoff standen im Zentrum. Inzwischen verschiebt sich der Fokus. Die entscheidende Frage lautet nicht mehr nur, welche Technologien verfügbar sind, sondern ob die notwendige Infrastruktur schnell genug geplant, finanziert, gebaut und in das bestehende Energiesystem integriert werden kann. Damit wird aus der Energiewende zunehmend eine Infrastrukturfrage — und damit zwangsläufig auch eine Kapitalfrage.

Die Dimension dieser Entwicklung ist erheblich. Die Internationale Energieagentur IEA erwartet für 2026 weltweite Energieinvestitionen von rund 3,4 Billio-

nen US-Dollar. Rund 2,2 Billionen US-Dollar davon sollen in erneuerbare Energien, Netze, Speicher, Kernenergie, Elektrifizierung, Effizienz und weitere CO₂-arme Technologien fließen.

Doch die Höhe der Investitionen allein erzählt nur einen Teil der Geschichte. Entscheidend ist, wo dieses Kapital investiert wird.

VON DER ERZEUGUNG ZUM ENERGIESYSTEM

In den vergangenen Jahren floss sehr viel Kapital in neue Erzeugungskapazitäten. Solar- und Windkraft wurden weltweit massiv ausgebaut. Gleichzeitig zeigt sich zunehmend, dass zusätzliche Erzeugungsleistung allein kein funktionierendes Energiesystem schafft.

Strom muss transportiert, gespeichert, zeitlich verschoben, lokal verteilt und mit Verbrauchern ko-



ordiniert werden. Je stärker die Stromproduktion wetterabhängig und dezentral wird, desto wichtiger werden Netze, Batteriespeicher, flexible Verbraucher, Wärmesysteme, Energiemanagement und intelligente Steuerung. Genau dort entstehen heute die Engpässe.

Wir sehen die Netzinfrastuktur inzwischen ausdrücklich als einen der kritischen Flaschenhälse der weltweiten Elektrifizierung. Mehr als 2'500 Gigawatt an Erzeugungsanlagen, Speichern und neuen Verbrauchern befinden sich weltweit in Warteschlangen für einen Netzanschluss. Gleichzeitig müsste das jährliche globale Investitionsvolumen in Stromnetze deutlich steigen. Das Problem ist dabei nicht nur finanzieller Natur. Ein Solarpark oder ein Batteriespeicher kann vergleichsweise schnell errichtet werden. Planung, Bewilligung und Bau grosser Netzinfrastukturen benötigen dagegen häufig viele Jahre.

Die Energiewende entwickelt sich damit von einer reinen Generation Story zu einer Infrastructure Story.

DIE SCHWEIZ STEHT VOR DERSELBEN HERAUSFORDERUNG

Auch in der Schweiz steigt der Handlungsdruck. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wurden verbindliche Ausbauziele geschaffen. Bis 2035 soll die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft mindestens 35 TWh, bis 2050 mindestens 45 TWh erreichen. Doch parallel dazu verändert sich die Nachfrageseite.

Mobilität und Wärme werden zunehmend elektrifiziert. Unternehmen bauen Ladeinfrastruktur auf. Rechenzentren und digitale Anwendungen schaffen neue Lasten. Und immer mehr Gebäude und Areale werden gleichzeitig zu Stromproduzenten und Verbrauchern. Dabei geht es nicht nur um die jährli-



che Energiemenge — entscheidend ist zunehmend, wann, wo und mit welcher Leistung Energie produziert und verbraucht wird. Genau deshalb gewinnen Flexibilität und Speicherkapazitäten an Bedeutung.

Seit Anfang 2026 sind in der Schweiz weitere Teile des neuen Energiegesetzes (Mantelerlass) in Kraft. Der regulatorische Rahmen berücksichtigt stärker die systemdienliche Nutzung von Flexibilität und Speichern. Auch lokale Elektrizitätsgemeinschaften ermöglichen neue Formen der lokalen Vermarktung und Nutzung selbst produzierten Stroms. Das ist mehr als eine regulatorische Detailänderung. Es verändert schrittweise die Architektur des Energiesystems: weg von wenigen zentralen Produzenten und passiven Verbrauchern hin zu einem Netzwerk aus Produktion, Speicherung, Verbrauch und lokaler Optimierung.

INFRASTRUKTUR MUSS MIT DER ELEKTRIFIZIERUNG SCHRITT HALTEN

Die Grössenordnung der notwendigen Investitionen wird bereits am Schweizer Übertragungsnetz sichtbar. Swissgrid hat für das Strategische Netz 2040 31 wesentliche Netzprojekte identifiziert und plant Investitionen von rund 5,5 Milliarden Franken. Doch das Übertragungsnetz ist nur eine Ebene

des Systems. Die eigentliche Transformation findet gleichzeitig in den Verteilnetzen, bei Industrie- und Gewerbearealen, Immobilien, Mobilitätsinfrastruktur, Energieproduktion und Speicherung statt. Dort entstehen tausende einzelne Investitionsentscheidungen.

Eine zusätzliche Photovoltaikanlage kann beispielsweise gleichzeitig einen Batteriespeicher, eine Anpassung des Netzanschlusses, Ladeinfrastruktur und ein Energiemanagementsystem sinnvoll machen. Überschüssige Energie kann gespeichert oder lokal vermarktet werden. Lastspitzen können reduziert und Energieflüsse zeitlich optimiert werden. Hier fehlt im Gesamtkontext jedoch das fundierte Wissen, das für die Sicherheit privater Investitionen unabdingbar ist. Gute Beratung und zielführende, abgesicherte Modelle müssen geschaffen werden.

Aus einzelnen Anlagen werden zunehmend integrierte Energieinfrastrukturen.

DER STAAT KANN DEN RAHMEN SCHAFFEN – ABER NICHT JEDES PROJEKT FINANZIEREN

Die öffentliche Hand und die Energieversorgungsunternehmen bleiben zentrale Akteure. Übertragungs- und Verteilnetze, Versorgungssicherheit und regulatorische Rahmenbedingungen können nicht einfach dem Kapitalmarkt überlassen werden. Gleichzeitig ist offensichtlich, dass die Transformation des gesamten Energiesystems nicht ausschliesslich über staatliche Budgets oder die Bilanzen klassischer Energieversorger finanziert werden kann – dafür ist die Zahl der notwendigen Projekte zu gross und die Infrastruktur zu dezentral.

Hier entsteht eine zunehmend wichtige Rolle für privates und institutionelles Kapital. Versicherungen, Pensionskassen, Family Offices, Infrastrukturinvestoren und andere langfristig orientierte Kapitalgeber suchen Anlagen mit realen Vermögenswerten,

langfristiger wirtschaftlicher Nutzung und nachvollziehbaren Cashflows. Energieinfrastruktur kann grundsätzlich genau diese Eigenschaften bieten. Die Herausforderung besteht allerdings darin, Projekte investierbar zu machen. Ein einzelner Batteriespeicher, ein Energieprojekt auf einem Industrieareal oder eine Wärmeinfrastruktur ist für einen grossen institutionellen Investor häufig zu klein.

Gleichzeitig liegen zwischen Projektidee und einem finanzierbaren Infrastrukturasset mehrere Entwicklungsstufen: Standort, Netzanschluss, Bewilligungen, technische Planung, Verträge, Finanzierung und schliesslich Bau und Betrieb. Kapital allein löst dieses Problem nicht. Es braucht Strukturen, die Projekte entwickeln, Risiken reduzieren, Assets bündeln und daraus investierbare Portfolios schaffen.

ENTWICKLUNGSKAPITAL WIRD ZUM ENTSCHEIDENDEN BINDEGLIED

Kapital steht für etablierte Infrastrukturassets grundsätzlich zur Verfügung. Schwieriger ist die Finanzierung jener Phase, in der aus einer Projektidee ein tatsächlich baubares und finanzierbares Asset entsteht. Dabei entscheidet sich jedoch, welche Projekte eini-



ge Jahre später überhaupt gebaut werden können. Private Investitionen können deshalb besonders dort Wirkung entfalten, wo sie nicht erst nach Fertigstellung eines Assets einsetzen, sondern bereits die Entwicklung neuer Infrastruktur ermöglichen.

Auch Gespräche zwischen Energieentwicklern, Industrieunternehmen und grossen Infrastrukturakteuren zeigen, dass sich die Wahrnehmung verändert. Energie wird zunehmend nicht mehr nur als eingekaufte Commodity betrachtet. Fragen rund um Produktion, Speicherung, Ladeinfrastruktur, Netze, Flexibilität und Versorgung werden Teil strategischer Infrastrukturentscheidungen von Unternehmen. Das ist exemplarisch für eine breitere Entwicklung: Energieinfrastruktur bewegt sich näher an Immobilien, Mobilität, Industrie und Kapitalmärkte heran.

AUS EINZELPROJEKTEN MÜSSEN INVESTIERBARE PORTFOLIOS WERDEN

Vor diesem Hintergrund entstehen neue Modelle zwischen klassischer Projektentwicklung und traditionellem Infrastrukturinvestment. Dabei geht es nicht primär darum, einzelne Technologien zu finanzieren. Entscheidend ist vielmehr die Fähigkeit, eine Pipeline aus unterschiedlichen Infrastrukturprojekten systematisch zu entwickeln, Risiken schrittweise zu reduzieren und mehrere Assets in einer investierbaren Struktur zusammenzuführen. Gerade bei Batteriespeichern, dezentraler Energieproduktion, Ladeinfrastruktur und hybriden Energiesystemen gewinnt dieser Ansatz an Bedeutung.

Investmentplattformen wie OE-CTN können dabei eine mögliche Brücke zwischen Projektentwicklung und Kapitalmarkt bilden. Der Ansatz besteht darin, mehrere Energieinfrastrukturprojekte in einer gemeinsamen Struktur zusammenzuführen und damit Grössenordnungen zu schaffen, die auch für professionelle und institutionelle Investoren relevant werden können. Das Grundprinzip ist übertragbar:

Aus Projekten werden Assets. Aus Assets werden Portfolios. Und aus Portfolios wird investierbare Infrastruktur.

Damit entsteht eine Verbindung zwischen zwei Welten, die lange weitgehend getrennt betrachtet wurden: Energy Development und Capital Markets.

KAPITAL WIRD TEIL DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

Die Energiewende wird häufig über Klimaziele diskutiert. Mindestens ebenso wichtig sind inzwischen Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Resilienz. Ein Energiesystem mit stärker schwankender Produktion benötigt zusätzliche Flexibilität. Ein elektrifiziertes Wirtschaftssystem benötigt leistungsfähigere Netze. Dezentrale Produktion benötigt Speicher und intelligente Steuerung. Und eine Infrastruktur, die innerhalb weniger Jahrzehnte grundlegend umgebaut werden soll, benötigt erhebliche Mengen langfristigen Kapitals.

Die Technologien dafür existieren grösstenteils bereits. Die entscheidende Aufgabe der kommenden Jahre besteht deshalb darin, Technologie, Projekte, Regulierung und Kapital in funktionierende Infrastruktur zu übersetzen.

Für Investoren eröffnet das eine neue Perspektive: Investitionen in Energieinfrastruktur sind nicht mehr lediglich eine Möglichkeit, an der Energiewende zu partizipieren. Sie finanzieren zunehmend einen grundlegenden Teil der Infrastruktur der kommenden Jahrzehnte — und dies wirtschaftlich. Die Energiewende ist damit nicht nur eine technologische Transformation, sondern eine Chance, bei der die Zusammenführung der beschriebenen Stakeholder zum Erfolg führen wird. Denn sie wird zu einer der grössten Infrastrukturinvestitionen unserer Zeit. ■



Die warme Gebäudemasse: der unterschätzte Kurzzeitspeicher der Energiewende

Alfonso de Stefani

ADapt GmbH

SPEICHERN UND ORCHESTRIEREN

Elektrizität ist DIE Währung der Technik. Das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage ist alles andere als ein Zufall. Es kommt immer wieder zu Überschüssen die umzuverteilen sind oder so lokal wie möglich für später zu speichern. Speicherkapazität wird allgemein als wichtig erkannt! Noch wichtiger ist es, diese zu bewirtschaften um deren Kapazität zu nutzen. Der Zugriff auf die Produktion

(Angebot) wie auch den Bedarf (Nachfrage) sind dazu unabdingbar. Dazu ist lokales bis internationales orchestrieren in Echtzeit notwendig – und genügend Speicher!

EIN SPEICHER, DER BEREITS VORHANDEN IST

Wer über Energiespeicher diskutiert, denkt zuerst an Batterien, Pumpspeicherkraftwerke oder Wasserstoff. Ein Speichermedium bleibt dabei regelmässig

unbeachtet — obwohl es in jedem Gebäude bereits vorhanden ist: die warme Gebäudemasse. Böden, Wände und Decken eines beheizten Gebäudes innerhalb des Dämmperimeters sind in der Lage Überschüsse aufzunehmen um später damit den Bedarf zu decken. Durch regelungstechnische Erschliessung lässt sich diese physikalische Eigenschaft zur Lastverschiebung nutzen – mit einem Minimum an neuen Materialien und Investitionen.

Im Kontext der Sektorkopplung gewinnt dieses Potenzial besondere Bedeutung: Überschüssiger Solarstrom oder Windenergie kann über Wärmepumpen in die Gebäudemasse eingespeichert werden, wenn das Angebot die Nachfrage übersteigt. Damit wird das Gebäude zum aktiven Element der Netzstabilisierung — auf der untersten Ebene des Energiesystems, flächendeckend und skalierbar.

Der Nachholbedarf wird regelbar: Das bisherige ON/OFF-Eingreifen war mehr ein Steuern als ein Regeln. Die Sektorkopplung an Angebot und Nachfrage der jeweiligen Ebene erlaubt proportionale Lastverschiebung — ohne die bekannten Nachteile.

QUANTIFIZIERUNG: WAS STECKT WIRKLICH IM SPEICHER?

Drei unabhängige Quellen konvergieren zu einem bemerkenswert konsistenten Bild. Eine Studie von

David Zogg (2022) zu einer Mehrfamilienhaus-Arealüberbauung in Möriken-Wildegg ergab eine thermische Speicherkapazität der Wohngebäude mit je rund 20 Personen von 100–400 kWh, entsprechend 5–20 kWh(th) pro Kopf bei einer Temperaturschwankung von $\pm 0,5$ K innerhalb der Komfortzone. Umgerechnet über eine Wärmepumpe mit einer Arbeitszahl von 3 (bei kalter Witterung) ergibt sich ein elektrisches Äquivalent von 1,7–7 kWh(e) pro Kopf. Die Speicherkapazität der Gebäudemasse übertraf dabei die des Wasserspeichers um das Fünffache — obwohl dieser überdimensioniert eingebaut worden war.

Die ETH-Studie PATHFNDR (Luca Baldini, 2025) quantifiziert das Flexibilitätspotenzial auf Systemebene: Wärmepumpen könnten in der Schweiz bis 2050 rund 5 TWh Lastverschiebung leisten, Elektrofahrzeuge weitere 3 TWh. Pro Kopf entspricht der Wärmepumpenanteil 2 kWh(e) bei 270 Nutzungszyklen pro Jahr. Diese Zahl bezieht sich auf sämtliche Gebäudekategorien, nicht nur auf Wohnbauten.

Eine eigene Abschätzung auf Basis des schweizerischen Gebäudebestands kommt zu einem vergleichbaren Ergebnis. Die gesamte Energiebezugsfläche (EBF) der Schweiz beträgt rund 852 Millionen m² — 579 Millionen m² Wohnen und 273 Millionen m² Infrastruktur, zusammen rund 95 m² pro Person. Bei einem mittleren Heizbedarf von 40–45 W/m² EBF und einem



Beharrungsvermögen der Gebäudemasse von 2 bis 20 Stunden pro Kelvin ergibt sich ein thermisches Speicherpotenzial von rund 20 kWh(th) pro Kopf. Dies entspricht 7 kWh(e) pro Kopf bei einer Wärmepumpen-Arbeitszahl von 3. Eine unabhängige Abschätzung über das anthropogene Lager — rund 90–100 Tonnen warmgehaltenes Material pro Kopf mit einer mittleren Wärmekapazität von 0,8–0,9 kJ/kg·K — bestätigt diesen Wert mit 20–25 kWh(th) pro Kopf.

Mit Blick auf zukünftig stärker aussengedämmte Gebäude ergibt sich eine höhere Eindringtiefe und ein

Beharrungsvermögen von 10 bis 20 Stunden pro Kelvin — während die Heizleistung abnimmt. Diese beiden Bewegungen kompensieren sich: Unter Einfluss der Sanierungen nimmt die Speicherkapazität zu.

VERGLEICH MIT DEM ENERGIESPEICHERPLAN

Der Schweizer Energiespeicherplan (PSI / ETH) sieht einen Ausbau der Kurzzeitspeicher Elektro von heute 1,6 GWh(e) auf 15–17 GWh(e) vor. Die Differenz von rund 15 GWh(e) entspricht 1,7 kWh(e) pro Kopf. Das Speicherpotenzial der Gebäudemasse — umgerechnet über eine Wärmepumpe mit einer Arbeitszahl

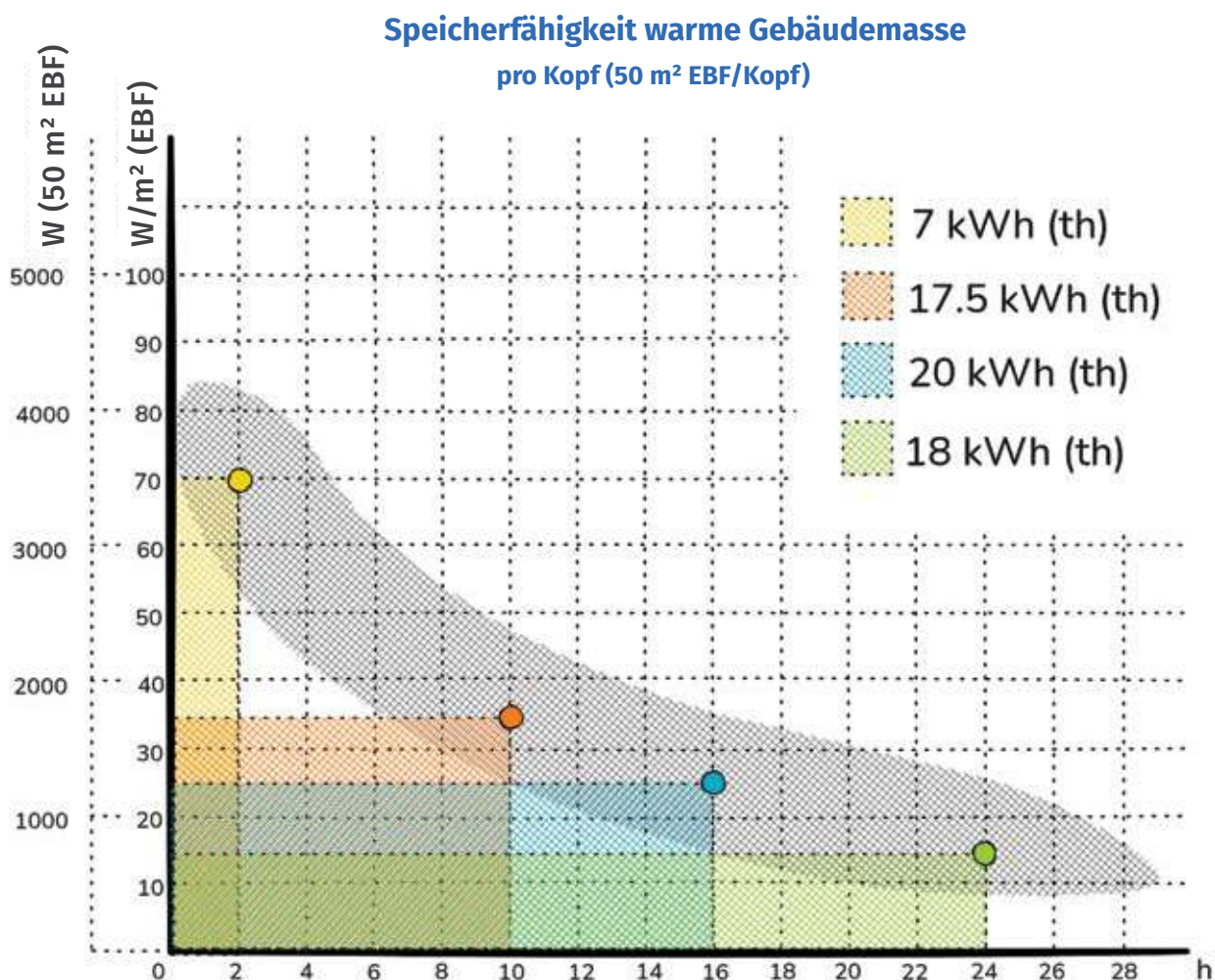


Abb. 1: Speicherfähigkeit der warmen Gebäudemasse — pro Kopf (Basis: 50 m² EBF/Kopf). Vier Quantifizierungen aus Studien und Abschätzungen (farbige Rechtecke) mit den jeweiligen Speicher-Arbeitspunkten (Kreise). Grau hinterlegte Fläche: Potenzialband gesamt.

von 3 – kann je nach Studie und Annahme zwischen 2 und 8 kWh(e) pro Kopf quantifiziert werden und übersteigt damit den erforderlichen Speicherzubau um bis zum Vierfachen. Dieses Potenzial ist bereits vorhanden. Es muss nicht gebaut, sondern erschlossen werden (Abb. 1).

VORAUSSETZUNG: REGELTECHNIK VON DER NETZEBENE BIS ZUM RAUM

Konkret bedeutet dies: Raumsensoren und Aktoren, die auf externe Sollwertvorgaben reagieren können, sowie eine Kommunikationsschnittstelle zwischen Energiesystem und Gebäudetechnik. Was bisher im Bestand am Aufwand für Verkabelung scheiterte, ist heute durch Energy-Harvesting-Technologien und Funksensorik kostengünstiger lösbar.

Entscheidend ist dabei die Präzision: Eine Sollwertverschiebung von $\pm 0,5$ K genügt, um die Kurzzeitspeicherkapazität zu aktivieren, ohne den Komfort der Nutzenden zu beeinträchtigen. Gleichzeitig erlaubt die Regeltechnik die Nutzung von Wetterprognosen, was den Eigenverbrauch weiter optimiert. Die warme Gebäudemasse konkurriert nicht mit chemischen oder anderen Speicherlösungen – sie ergänzt sie als günstiges, rohstoffarmes Element einer integrierten Speicherstrategie.

KENNZAHLEN AUF EINEN BLICK

Schweizer Gebäudebestand (EBF total)	ca. 852 Mio. m ² (~95 m ² /Kopf)
Thermisches Speicherpotenzial (Studie Zogg)	5–20 kWh(th)/Kopf bei $\pm 0,5$ K Schwankung
Elektrisches Äquivalent (COP 3)	1,7–7 kWh(e)/Kopf
Flexibilitätpotenzial WP (ETH PATHFNDNR)	~2 kWh(e)/Kopf, 270 Zyklen/Jahr
Eigene Abschätzung (Heizlast × Beharrung)	20 kWh(th)/Kopf → 7 kWh(e)/Kopf
Anthropogene Masse (warm)	ca. 90–100 t/Kopf → 0,8–0,9 kJ/kg·K → 80–90 MJ(th)/Kopf → 20–25 kWh(th)/Kopf
Beharrungsvermögen (zukünftige Gebäude)	10–20 h/K (Mindest: > 2 h/K, Best: >20 h/K)
Erforderlicher Speicherzubau (CH Energiespeicherplan)	~1,7 kWh(e)/Kopf
Verhältnis Gebäudepotenzial / Speicherzubau	ca. 2x–4x Überdeckung
Aktivierungsvoraussetzung	Raumregelung mit Sollwertverschiebung $\pm 0,5$ K

FAZIT

Die warme Gebäudemasse ist ein Kurzzeitspeicher, der in der Schweizer Energiestrategie bisher kaum Beachtung gefunden hat – obwohl er physikalisch vorhanden, kostengünstig aktivierbar und flächendeckend skalierbar ist. Die vorliegenden Studien und Abschätzungen legen nahe, dass das elektrische Äquivalentpotenzial den geforderten Speicherzubau um ein Vielfaches übersteigt. Eine vertiefte wissenschaftliche Untersuchung und die regelungstechnische Erschliessung dieses Potenzials sind ein lohnenswerter nächster Schritt auf dem Weg zur vernetzten Energiewende. ■

Quellen

- David Zogg, *Innovative Eigenverbrauchsoptimierung für Mehrfamilienhaus-Arealüberbauung Phase II* (2022): https://smart-energy-engineering.ch/wp-content/uploads/2022/04/81692020.08.27_AREAL_MOERIKEN-WILDEGG_Schlussbericht_Messphase_II_d_EC_BFE.pdf
- Luca Baldini et al., *The PATHFNDNR Machine* (ETH Zürich, 2025): <https://www.research-collection.ethz.ch/bitstreams/e1df7233-51b6-4cbd-abb7-86942457587d/download>



Maike Schubert (Weisskopf & Partner) mit Teilnehmenden des ersten
«Sector Coupling»-Kurses an der SPF-OST im November 2025

Von Einzeldisziplinen zum Systemdenken: Bildung für die vernetzte Energiezukunft

Dr. Michel Haller

SPF Institute for Solar Technology, OST

Roger Walther

Mitglied der Geschäftsleitung, Geschäftsbereich
Nachhaltiges Bauen, EBP Schweiz AG

Die Energiewende wird oft als technologische Herausforderung beschrieben. Photovoltaik, Wärmepumpen, Elektromobilität, Batteriespeicher und in-

telligente Stromnetze prägen die Energieversorgung der Zukunft. Die eigentliche Herausforderung liegt jedoch weniger in den einzelnen Technologien als in ihrem Zusammenspiel.

WAS ISOLIERT WAR WÄCHST ZUSAMMEN

Während Strom, Wärme und Mobilität früher weitgehend getrennte Systeme waren, wachsen sie im Zuge der Dekarbonisierung zunehmend

zusammen. Wer heute eine Wärmepumpe plant, beeinflusst gleichzeitig das Stromnetz. Wer Photovoltaikanlagen dimensioniert, muss Speichermanagement, Elektromobilität und Strompreise mitdenken. Gebäude entwickeln sich von reinen Energieverbrauchern zu aktiven Bestandteilen eines vernetzten Energiesystems.

Ein modernes Wohnquartier zeigt diese Entwicklung exemplarisch: Photovoltaikanlagen liefern Strom für Gebäude, Wärmepumpen, Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge. Überschüsse werden gespeichert oder ins Netz eingespeist. Elektrofahrzeuge können künftig selbst als flexible Speicher dienen. Solche Systeme schaffen neue Möglichkeiten für Effizienz und Versorgungssicherheit, erhöhen aber gleichzeitig die Komplexität. Entscheidungen in einem Bereich wirken sich unmittelbar auf andere Bereiche aus.

VERÄNDERTE ANFORDERUNGEN AN DIE LEHRE

Damit verändern sich auch die Anforderungen an die Fachkräfte. Die Ausbildung ist heute vielfach

noch entlang klassischer Disziplinen wie Elektrotechnik, Gebäudetechnik oder Energiewirtschaft organisiert. Künftig werden jedoch Fachpersonen benötigt, die Zusammenhänge über Fachgrenzen hinweg erkennen und unterschiedliche Systeme miteinander verbinden können.

Dabei geht es nicht darum, Spezialwissen zu ersetzen. Auch in Zukunft braucht es Expertinnen und Experten mit fundierten Kenntnissen ihres Fachgebiets. Entscheidend ist jedoch, dass sie die Auswirkungen ihrer Entscheidungen auf das Gesamtsystem verstehen und interdisziplinär zusammenarbeiten können. Systemdenken und Sektorkopplung werden damit zu Schlüsselkompetenzen der Energiewende.

DIGITALISIERTE OPTIMIERUNG

Verstärkt wird diese Entwicklung durch die Digitalisierung. Intelligente Messsysteme, Energiemanagementplattformen, digitale Zwillinge, künstliche Intelligenz und automatisierte Regelungen ermöglichen eine immer präzisere Ab-

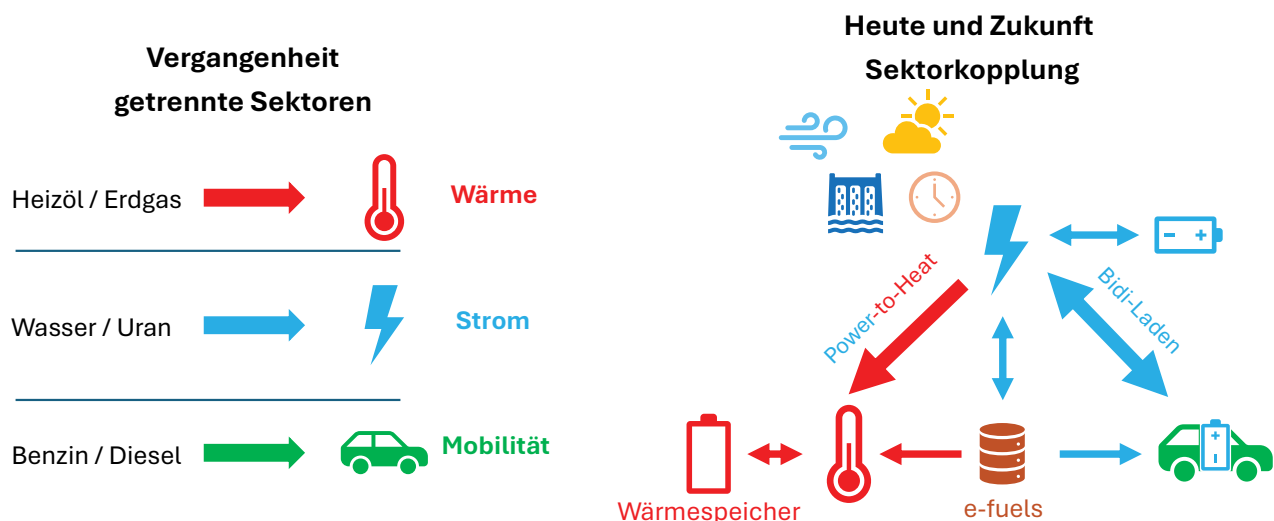


Abb 1. Die zuvor getrennten Sektoren Strom, Wärme und Mobilität wachsen zunehmend zusammen

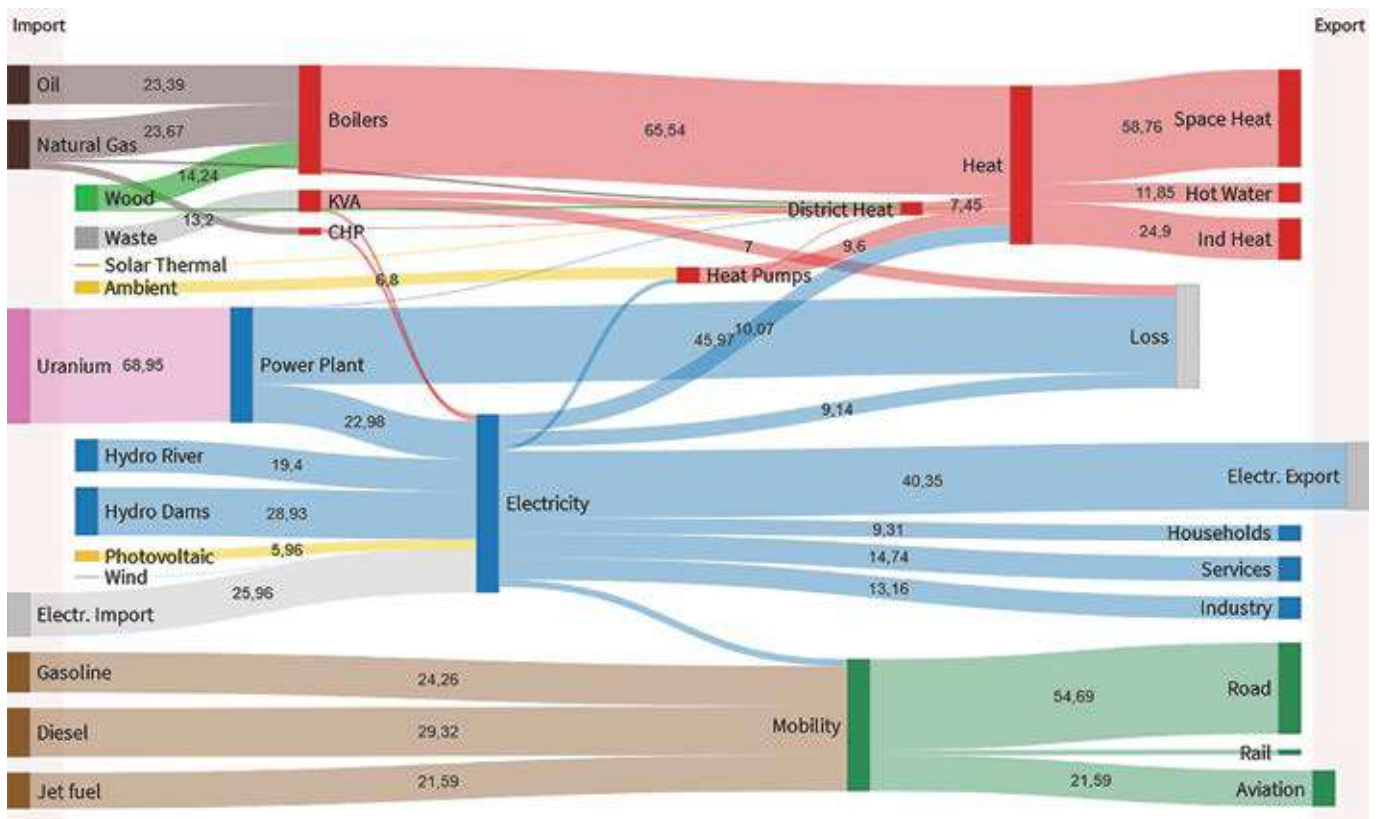


Abb 2. Sankey-Diagramm der Schweizer Energieflüsse 2024 - die Verflechtung der Sektoren wird zunehmend sichtbar.
Quelle: www.energysankey.ch

stimmung zwischen Erzeugung, Speicherung und Verbrauch. Fachkräfte müssen deshalb nicht nur Energieflüsse verstehen, sondern auch digitale Werkzeuge anwenden und datenbasierte Optimierungsprozesse begleiten können.

NEUE BILDUNGSANGEBOTE

Diese Veränderungen stellen auch Bildungsinstitutionen vor neue Aufgaben. Studiengänge und Weiterbildungen sollten Fachgrenzen stärker überwinden und praxisnahe, interdisziplinäre Lernformate fördern. Fachhochschulen verfügen dafür über ideale Voraussetzungen, da sie reale Fragestellungen aus Gemeinden, Unternehmen und Energieversorgern direkt in die Lehre integrieren können.

Die Energiewende ist deshalb nicht nur ein Infrastrukturprojekt, sondern ebenso eine Bildungsaufgabe. Internationale Organisationen weisen

seit Jahren darauf hin, dass der Fachkräftemangel zu den grössten Risiken für das Gelingen der Energiewende gehört – nicht nur hinsichtlich der Anzahl verfügbarer Fachkräfte, sondern vor allem ihrer Qualifikationen. Die Energieversorgung der Zukunft wird von Menschen gestaltet, die technische Disziplinen vernetzen und das Gesamtsystem verstehen.

An der SPF-OST – Ostschweizer Fachhochschule wurde zu diesem Zweck ein praxisorientierter Fachkurs Sektorkopplung entwickelt, der die Grundlagen und Zusammenhänge zwischen Strom, Wärme, Mobilität und Digitalisierung vermittelt. Er ist ein Beispiel dafür, wie Bildungsinstitutionen konkret auf den veränderten Kompetenzbedarf der Energiewende reagieren können. ■

Gebäudedämmung sorgt Dank Sektorkopplung für den Winterstrom-Ausgleich

Dr. Michel Haller, Dr. Krisztina Kelevitz

SPF Institut für Solartechnik OST



Die Schweiz hat sich verpflichtet, bis 2050 Netto-Null-Treibhausgasemissionen zu erreichen – ein Ziel, das eine tiefgreifende Transformation der Energieerzeugung, -verteilung und -nutzung in allen Sektoren erfordert. Im Zentrum dieser Transformation steht neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Elektrifizierung die Sektorkopplung: die gezielte Integration von Strom, Wärme und Mobilität in ein kohärentes, synergistisches Energiesystem. Eine Studie der SPF-OST – Ostschweizer Fachhochschule hat ermittelt, wie Entscheidungen im Gebäudebereich – konkret die Rate der energetischen Sanierung von Gebäudehüllen – die Stromnachfrage im Winter in der Schweiz bis Mitte des Jahrhunderts direkt prägen werden.

ELEKTRIFIZIERUNG DER MOBILITÄT UND DER WÄRME

Die Elektrifizierung der Wärmeversorgung über Wärmepumpen und der Mobilität über Elektrofahrzeuge bilden die beiden zentralen nachfrageseitigen Transformationen des Energiesystems hin zu Netto-Null. Zusammengenommen führt diese Transformation zu rund 18 TWh zusätzlichen Jahresstrombedarf, während gleichzeitig die enormen Mengen an fossilen Energieimporten – während gleichzeitig die heute schätzungsweise jährlich importierten rund 200 TWh an fossilen Energieträgern und Uran wegfallen.

DIE WINTERDECKUNG: ZENTRALE HERAUSFORDERUNG DER ENERGIEWENDE

Aus dem Jahresgang des Wärmebedarfs und damit

auch des Bedarfs an elektrischer Energie für Wärmepumpen in Kombination mit der saisonalen Ausprägung der rasant zunehmenden Solarstromerzeugung resultiert ein saisonales Ungleichgewicht zwischen inländischer Stromerzeugung und -nachfrage, das sich nicht durch kurzfristige Speichertechnologien wie Batterien, Pumpspeicher oder Wärmespeicher in Gebäuden überbrücken lässt. Zur Deckung dieses winterlichen Mehrbedarfs werden Importe, Windstrom oder – nach wie vor kostspielige – saisonale Energiespeicher erforderlich sein.

Studien verschiedener Universitäten und Autoren kommen zum Schluss, dass der vollständige Ausstieg aus fossilen Brenn- und Treibstoffimporten sowie aus inländischer Kernkraft, in Kombination mit weitgehender Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie einem massiven Ausbau der Photovoltaik ohne saisonale Speicher bis 2050 zu einem winterlichen Stromdefizit von rund 10 TWh pro Jahr führen kann. Derzeit stehen verschiedene Optionen in Diskussion, um diese letzten 10 TWh ebenfalls aus erneuerbaren Energien zu decken. Neben Importen kämen dafür Windkraft oder relativ kostengünstige grosse saisonale Erdbecken-Wärmespeicher in Wärmenetzen in Frage, welche Wärmepumpen entlasten und so den Strombedarf im Winter reduzieren. Inwiefern sich diese beiden Techniken jedoch im schweizerischen Kontext der Raumplanung und der sozialpolitischen Akzeptanz durchsetzen werden, ist derzeit noch offen. Ebenfalls denkbar wären chemische Speichertechniken wie

Wasserstoff, Methanol, Ammoniak oder Metalle wie Eisen oder Aluminium – diese sind pro kWh Winterstrom jedoch meist deutlich teurer als Windkraft oder Erdbecken-Wärmespeicher.

Die Studie der SPF-OST untersuchte einen anderen Ansatz: Was wäre, wenn Gebäudesanierungen forciert würden, sodass Gebäude im Winter deutlich weniger Heizwärme benötigen und in der Folge die darin installierten Wärmepumpen weniger Strom verbrauchen?

DAS POWERCHECK-MODELL UND SEIN 60-KATEGORIEN-GEBÄUDEPARK

Um zu quantifizieren, wie Entscheidungen im Gebäudebereich auf die Stromversorgung durchschlagen, erweiterten die Autoren das Energiesystem-Simulationswerkzeug PowerCheck um ein detailliertes Bottom-up-Modell des Schweizer Gebäudeparks. Das Modell erfasst den stündlichen Wärme- und Strombedarf über 60 Gebäudekategorien, definiert nach Klimazone, Nutzungstyp und Dämmstandard. Die sechs Klimazonen reichen von Tieflagen mit urbanem Charakter bis zu Berggebieten oberhalb von 1'000 Metern; die Nutzungstypen unterscheiden zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern (inklusive Bürogebäuden); und die Dämmstandards spannen vier historische Bauperioden auf (vor 1960, 1961–1980, 1981–2000 und nach 2000) sowie eine fünfte Kategorie für Passivhäuser.

Der gesamte jährliche Wärmebedarf der Schweizer Gebäude wird voraussichtlich – trotz Bevölkerungszunah-





me – aufgrund besserer Dämmstandards von 87 TWh im Jahr 2019 auf 59 TWh im Jahr 2050 sinken. Der Anteil des Stroms, der spezifisch auf den Gebäudewärmebedarf entfällt, könnte im Basisszenario von 11 TWh auf über 12 TWh wachsen. Dieses scheinbare Paradox – weniger Wärmebedarf, aber mehr Stromverbrauch für Wärme – ist die direkte Folge davon, dass Öl- und Gasheizungen durch Wärmepumpen ersetzt werden, die zwar deutlich effizienter, dafür aber strombetrieben sind.

ZWÖLF SZENARIEN, VIER PARAMETER

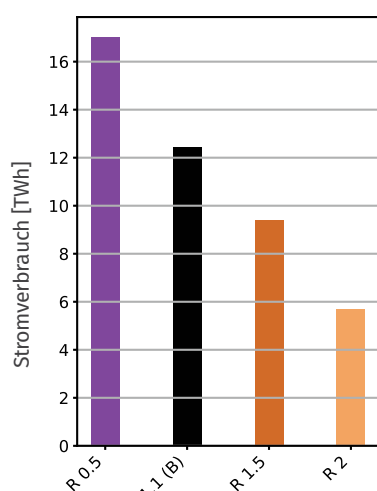
Die Studie untersuchte zwölf Szenarien, indem vier Parameter variiert wurden: die jährliche energetische Sanierungsrate der Gebäudehülle, der Anteil des Warmwasserbedarfs, der durch Wärmerückgewinnung

aus Abwasser gedeckt wird, die Aufteilung zwischen Erdwärme- und Luftwärmepumpen sowie projizierte Temperaturanstiege infolge des Klimawandels.

EIN HEBEL, DER ALLES ANDERE IN DEN SCHATTEN STELLT

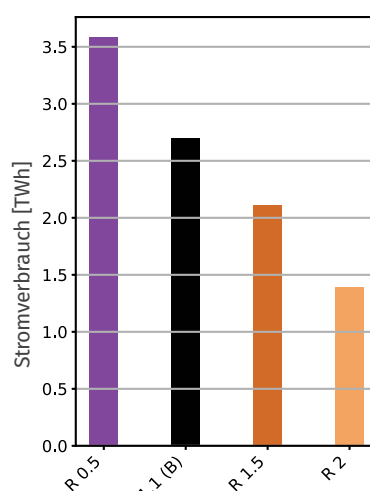
Die Sanierungsrate der Gebäudehülle erweist sich in den Simulationen als bei Weitem wirkungsvollster Hebel. Eine Erhöhung der jährlichen energetischen Sanierungsrate von den im Basis-Szenario angenommenen 1,1 % auf 2 % kann die Winterstromlücke von ca. 11 TWh auf 6 TWh senken – eine Reduktion um 44 %. Wird hingegen nur eine Sanierungsrate von 0,5 % angenommen, steigt die Lücke auf 14 TWh. Das ist kein marginaler Unterschied: Eine Lücke von 6 TWh stellt eine grundlegend andere Herausforderung dar als eine von fast 14 TWh. Es resultieren ganz andere Planungsvoraussetzungen für Importkapazitäten, Reservekraftwerke oder Speichereinfrastrukturen.

Der Klimawandel und die Wahl der Wärmepumpentechnologie sind die nächst-wichtigsten Faktoren. Der Klimawandel führt zu weniger Wärmebedarf, und Erdwärmepumpen zapfen eine relativ stabile Untergrundtemperatur an, während Luftwärmepumpen an



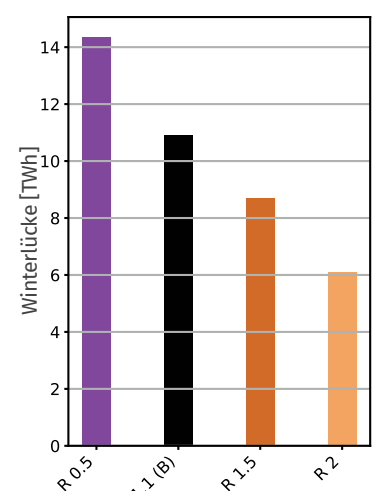
Jährliche Sanierungsrate, R [%]

(a) Gebäude, jährlich



Jährliche Sanierungsrate, R [%]

(b) Gebäude, Januar



Jährliche Sanierungsrate, R [%]

(c) Winterlücke

kalten Wintertagen – also genau dann, wenn der Heizbedarf seinen Höhepunkt erreicht – weniger effizient arbeiten. Ein stärkerer Einsatz von Erdwärmepumpen bietet weiteres Potenzial zur Reduktion der Winterstromlücke, wenngleich dieser Effekt hinter jenem der Sanierungsrate weit zurückbleibt. Warmwasser-Wärmerückgewinnung leistet für sich genommen bescheidene Beiträge, ergibt jedoch in Kombination mit höheren Sanierungsraten und dem verstärkten Einsatz von Erdwärmepumpen eine substantielle Reduktion des Winterstrombedarfs.

DIE DRINGLICHKEIT DES FRÜHEN HANDELNS

Die thermische Sanierung des Schweizer Gebäudeparks ist ein langfristiges Programm. Eine jährliche Sanierungsrate von 2 % – an sich bereits anspruchsvoll – kann nicht auf 2040 verschoben werden: Dann wären bis 2050 vollständig unrealistische Raten notwendig. Aktuelle Studien legen nahe, dass die tatsächliche Sanierungsrate in der Schweiz derzeit noch nicht einmal die 1,1 % des Basis-Szenarios erreicht. Dies macht deutlich, dass Gebäudepolitik und Energiepolitik im Kontext von Netto-Null untrennbar miteinander verbunden sind.



FAZIT: DIE GEBÄUDEHÜLLE ALS WINTERRESILIENTER BAUSTEIN DES STROMNETZES

Die Studie zeigt, dass die thermische Dämmung von Gebäuden weit mehr ist als eine auf den Bausektor beschränkte Komfort- oder Effizienzmassnahme – sie ist eine strukturelle Bestimmungsgrösse für die Fähigkeit des Schweizer Stromsystems, Angebot und Nachfrage im Winter, im Jahr 2050 und darüber hinaus, ins Gleichgewicht zu bringen. Die Sektorkopplung verbindet den Gebäudebestand über Wärmepumpen direkt mit dem Stromnetz, und die energetische Qualität dieses Gebäudebestands bestimmt, wie viel Strom diese Wärmepumpen benötigen werden – und zu welchem Zeitpunkt. Eine Schweiz, die ambitioniert saniert, kann die Winterstromlücke allein über diese Massnahme substantiell reduzieren. Die Studie positioniert die Gebäudehülle damit als kritisches, wenngleich oft unterschätztes Aktivum im Portfolio der Schweizer Energiewende. ■

Basierend auf:

- Kelevitz et al., „Influence of Scenarios for Space Heating and Domestic Hot Water in Buildings on the Winter Electricity Demand of Switzerland in 2050», *Energies* 2025, 18(21), 5601.
- <https://doi.org/10.3390/en18215601>



Fernwärme und Fernkälte

KLIMAFESTE THERMISCHE NETZE FÜR DIE SCHWEIZ

Frank Schürch

VRP, a/energie AG

1. WARUM KÄLTE ZUR WÄRMEPLANUNG GEHÖRT

Die Schweiz hat sich bis 2024 gegenüber der vorindustriellen Zeit um rund 2,9 °C erwärmt – etwa doppelt so stark wie global.[1] Hitzewellen werden häufiger, stärker und länger; warme Nächte erschweren die Erholung von Menschen und Gebäuden. Im Juni 2026 lag das Schweizer Mittel 3,5 °C über der Norm 1991–2020. MeteoSchweiz sprach Ende Juni von einer Hitzewelle «von historischem Ausmass».[2]

KERNAUSSAGE

Neue Fernwärmenetze sollten Kälte von Beginn an mitplanen und in Ausschreibungen als Option oder Pflichtvariante vorgeben. Die Mehrinvestition verhindert teure Nachrüstungen, nutzt lokale Quellen ganzjährig und verbessert Gesundheit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit.

CH2025 zeigt: In einer 3-Grad-Welt könnte der wärmste Schweizer Tag im Mittel 4,4 °C wärmer

sein als 1991–2020. In Genf steigen die Kühltage von rund 72 auf 115, die Kühlgradtage von 216 auf 543.[3] Kühlung wird damit zur Infrastrukturaufgabe für Wohnungen, Spitäler, Schulen, Heime, Büros und Betriebe.

SCHWEIZER VERLAUF

Die Werte schwanken mit Wetter und Anpassung: 2015 wurden 747, 2022 474, 2023 (revidiert) 556, 2024 326 und 2025 410 hitzebedingte Todesfälle geschtzt. 84 % der Betroffenen 2025 waren mindestens 75 Jahre alt.[4]

Europa: vergleichbare Modellschätzung

Land	2022	2023	2024
Italien	18'801	13'790	19'038
Spanien	12'135	8'335	6'743
Frankreich	5'839	3'614	2'451
Europa	67'873	50'798	62'775

Einheitliches Mehrlndermodell, Juni–September 2022–2024.[6] Die Schweizer Monitoringwerte sind methodisch nicht direkt vergleichbar.

Blick nach vorn: Mit Alterung erwartet der Bund für 2045–2074 jährlich rund 1'000 Hitzetote mit

globalem Klimaschutz und bis zu 2'500 ohne.[5] Für 2026 fehlen noch definitive Mortalitätsdaten.

2. TECHNISCHE AUSLEGUNG: VOM WÄRMENETZ ZUM ENERGIEVERBUND

Fernwärme verteilt heisses, Fernkälte kaltes Wasser. Kombinierte Systeme führen beide Medien getrennt oder zirkulieren in einem Niedertemperatur-/Anergienetz Wasser nahe der Umgebungstemperatur.

Lokale Wärmepumpen erzeugen im Winter Wärme; Wärmetauscher oder Kältemaschinen liefern im Sommer Kälte. Ihre Kondensatorwrme fliesst ins Netz, in die Warmwasserbereitung oder in Speicher statt ungenutzt an die Aussenluft.

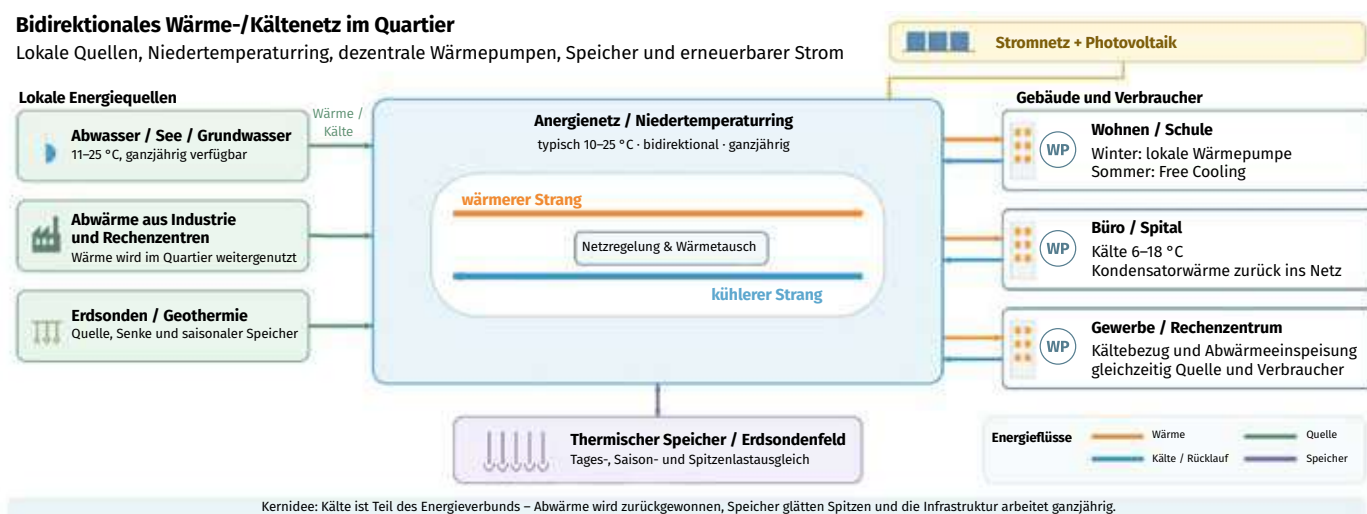
GEEIGNETE QUELLEN UND SENKEN

Priorität 1: unvermeidbare Abwärme aus Kälteanlagen, Industrie, Rechenzentren und gereinigtem Abwasser.

Priorität 2: See-, Fluss-, Grund- und Erdreichwrme – saisonal stabil, als Quelle und Senke nutzbar.

Bidirektionales Wärme-/Kältenetz im Quartier

Lokale Quellen, Niedertemperaturnetz, dezentrale Wärmepumpen, Speicher und erneuerbarer Strom



Skizze: Bidirektionales Niedertemperaturnetz (eigene Darstellung nach BFE/EnergieSchweiz und ewz).



Priorität 3: Geothermie, Solarthermie, KVA und nachhaltige Biomasse für hohe Temperaturen und Spitzenlasten.

WARUM SEKTORKOPPLUNG ENTSCHEIDEND IST

Wärmepumpen koppeln Strom und thermische Netze; Sommer-PV deckt einen Teil der Kälteproduktion.

Speicher und digitale Regelung verschieben Lasten, senken Spitzen und nutzen günstige Stromzeiten.

Gleichzeitiger Wärme- und Kältebedarf erhöht die Effizienz: Wärme wird zwischen Gebäuden verschoben.

Schweizer Praxisbeispiel: Altstetten-Höngg nutzt gereinigtes Abwasser der ARA Werdhölzli ganzjährig. Im Endausbau sind 172 GWh Wärme und 35 GWh Kälte vorgesehen; Anergieleitungen und Stromkabel teilen teilweise denselben Stollen.[9]

Kosten- und Lebenszyklus (Planungsindex, Wärmenetz = 100)

Bis Offerten vorliegen, kann die Vorstudie netzseitig mit folgenden Bandbreiten rechnen:

Variante	Index
Kältebereit	105–115
Von Beginn an integriert	130–160
Spätere Nachrüstung mit separatem Kältenetz (kumuliert)	180–220

Richtwerte, keine Offerte.

Beispiel 5 km: Bei CHF 10 Mio. Verteilkosten ergeben sich rund CHF 10,5–11,5 Mio., CHF 13–16 Mio. bzw. CHF 18–22 Mio. Wird das separate Kältenetz erst im Jahr 10 gebaut, beträgt der gemeinsame Barwert bei 3 % Realzins noch CHF 16,0–18,9 Mio.

Mehrwert über 20/30 Jahre: Gemeinsamer Tiefbau, Bewilligungen und Trassen senken den Kapital-

bedarf; Kälteerlöse erhöhen die Sommerauslastung; Wärmerückgewinnung spart Energie; weniger Einzelanlagen reduzieren Ersatz-, Lärm- und Spitzenlastkosten. Voraussetzung: ausreichender Kältebedarf, Ankerkunden, Etappierung und Sensitivitätsanalyse.[10][11]

3. PLANUNG, RAUMORDNUNG, CHANCEN UND RISIKEN

Wirtschaftlich sind thermische Netze bei dichtem Wärme-/Kältebedarf, gesicherten Ankerkunden und langfristigen Trassen. Das BFE nennt räumliche Energieplanung als zentrale Voraussetzung für Wärme-/Kälteverbunde und Anergienetze.[8]

HERAUSFORDERUNGEN

- Lasten und Gleichzeitigkeiten belastbar prognostizieren.
- Gebäudetemperaturen, Übergaben und Verdichtung koordinieren.
- Bewilligungen und Umweltfragen früh klären.

CHANCEN

- Ganzjährige Auslastung und Sommererlöse.
- Wärmerückgewinnung; weniger Einzelanlagen.
- Lokale Wertschöpfung, planbare Kosten und Resilienz.

RISIKEN

- Überinvestition bei zu langsamem Anschluss.
- Strom-, Leistungs- und Quellenrisiken.
- Lock-in durch hohe Temperaturen oder geschlossene Schnittstellen.

4. EMPFEHLUNGEN FÜR DIE UMSETZUNG

Investoren: Lebenszyklus statt Erstkosten bewerten; Kältebereitschaft und Module finanzieren, Risiken mit Ankerkunden und Etappen begrenzen.

Gemeinden / Stadtwerke: Planungen koppeln. In Ausschreibungen Kälteoption, Variantenpreis und

Erweiterbarkeit verlangen; öffentliche Bauten als Ankerkunden nutzen.

Netzbauer / Betreiber: Niedrige Temperaturen, Rückgewinnung, Speicher, Reserven und offene Schnittstellen vorsehen; Anschlüsse kältebereit bauen.

Planer: Klimaszenarien, Sommerspitzen, Gewässer und Stromnetz einrechnen; Wärme-, kältebereite, integrierte und spätere Separatlösung über 20/30 Jahre vergleichen.

FAZIT

Fernwärme ohne Kälteoption führt später zu teuren Nachrüstungen und Stromspitzen. Integrierte Lösungen haben trotz Mehrkosten nur eine Marktchance, wenn Gemeinden, Bund, Investoren, Betreiber und Planer die Kälteoption bereits in Studien, Ausschreibungen und Konzessionen verbindlich mit Variantenpreis, Ausbaupfad und 20-/30-Jahres-Kosten verlangen. Nur Ausgeschriebenes kann angeboten und finanziert werden. Ziel ist ein erweiterbarer Verbund aus Wärme, Kälte, lokalen Quellen, Rückgewinnung, Speichern und erneuerbarem Strom. ■

Quellen (Stand Juli 2026)

- [1] MeteoSchweiz: Klima CH2025 – Temperaturtrend.
- [2] MeteoSchweiz: Klimabulletin Juni 2026.
- [3] MeteoSchweiz: Mehr extreme Hitze.
- [4] BAFU/NCCS: Hitzebedingte Todesfälle 2025.
- [5] BAG/NCCS: Temperaturbedingte Sterblichkeit bis 2060.
- [6] ISGlobal/Nature Medicine: Hitze-Mortalität Europa 2022–24.
- [7] EnergieSchweiz: Thermische Netze planen.
- [8] BFE: Thermische Netze – Eignung/Wirtschaftlichkeit.
- [9] ewz: Energieverbund Altstetten-Höngg.
- [10] EnergieSchweiz: Finanzierung thermischer Netze, 2026.
- [11] EU-JRC: Smart Thermal Networks (2023/2017).

Ebene: Gebäude

Auf Gebäudeebene zielen die Dekarbonisierungsmassnahmen auf jene Systeme, die die Energieeffizienz eines Standorts direkt beeinflussen: Heiz- und Kühlinfrastruktur, Lüftung, Gebäudehülle sowie die Integration erneuerbarer Energiequellen. Gebäude sind zugleich Produzenten und Verbraucher von Energie und bergen oft ungenutztes Potenzial für Effizienzgewinne, Wärmerückgewinnung oder die Erzeugung vor Ort. Ob Neubau oder Sanierung: Die Rolle eines Gebäudes in der Energiewende hängt von fundiertem Systemwissen, langfristiger Planung und der Fähigkeit ab, technische Massnahmen mit betrieblichen Anforderungen zu verbinden. Die folgenden Beispiele veranschaulichen unterschiedliche Ansätze zur Dekarbonisierung auf Gebäudeebene.



Rechenzentrum Ostschweiz: Sektorkopplungsobjekt und regionaler Energie-Hub

Luigi di Cola

Hoval AG Schweiz

Die Digitalisierung und die Energiewende gehören zu den zentralen Transformationsprozessen der Schweiz. Rechenzentren werden häufig primär als grosse Stromverbraucher wahrgenommen. Eine systemische Betrachtung zeigt jedoch,

dass sie zunehmend zu integralen Bestandteilen regionaler Energieinfrastrukturen werden können: durch die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Daten entwickeln sie sich zu echten Sektorkopplungsobjekten.



Das Rechenzentrum Ostschweiz (RZO) in Gais AR stellt hierfür ein schweizweit relevantes Praxisbeispiel dar. Die Kombination aus erneuerbarer Stromversorgung, adiabatischer Kühlung, Abwärmenutzung und Nahwärmenetz schafft einen volkswirtschaftlichen Mehrwert, der deutlich über die reine Datenspeicherung hinausgeht.

DAS GEBÄUDE ALS ENERGIESYSTEM

Das RZO wurde nicht als klassisches Rechenzentrum konzipiert, sondern als integriertes Energie-, Infrastruktur- und Datensystem. Das Gebäude – ein markanter schwarzer Kubus mit nahezu vollständig PV-belegter Fassade und Dachfläche – erfüllt gleichzeitig die Funktionen eines Datacenters, eines Solarkraftwerks und eines Wär-

melieferanten. Die Anlage ist seit Januar 2018 in Betrieb, verfügt über eine Tier-IV-Zertifizierung (Verfügbarkeit 99,998 %) und wird als Colocation-Datacenter betrieben – als «Hotel» für Serverinfrastrukturen von Unternehmen und öffentlichen Institutionen. Getragen wird sie von der Rechenzentrum Ostschweiz AG, die mehrheitlich der St. Gallisch-Appenzellischen Kraftwerken AG (SAK) sowie den St. Galler Stadtwerken (sgsw) gehört.

Der Standort auf 912 Metern über Meer in Gais AR spielt eine tragende Rolle im Energiekonzept. Vier Elemente greifen ineinander:

- **Photovoltaik auf Dach und Fassade:** ca. 230 000 kWh Jahresertrag, direkt im Gebäude genutzt.
- **Freie und adiabatische Kühlung:** Die Höhenlage ermöglicht über weite Teile des Jahres eine Kühlung mit Aussenluft. Bei höheren Temperaturen kommt adiabatische Verdunstungskühlung (Hoval ServeCool) zum Einsatz – ohne energieintensive Kompressionskälteanlage.
- **Abwärmenutzung:** Die beim IT-Betrieb anfallende Wärme wird nicht verworfen, sondern in das lokale Energie- und Nahwärmenetz eingespeist.
- **Wärmeverbund:** Die Wärme versorgt die benachbarte Bergkäserei Gais und kann im Endausbau weitere Gebäude in der Region beliefern.

Kennzahl	Wert
PUE (Power Usage Effectiveness)	1.15
Installierte PV-Leistung	310 kWp
PV-Jahresertrag	ca. 230 000 kWh
Strombedarf Gesamt	6 700 MWh/Jahr
Eingespeiste Wärme	1 500 MWh/Jahr
CO ₂ -Einsparung	ca. 360 t CO ₂ /Jahr
Investitionskosten	rund CHF 28.5 Mio.
Betriebsbeginn	Januar 2018
Zertifizierung	Tier IV
Standort	Gais AR, 912 m ü. M.

Aus Sicht der Sektorkopplung ist das Gebäude selbst der eigentliche Innovationsträger. Die Energieflüsse folgen einem geschlossenen Kreislauf: elektrische Energie → Datenverarbeitung → Abwärme → Wärmenetz → Gebäudeversorgung. Damit übernimmt das RZO die Rolle eines Multi-Utility-Hubs und nicht nur die eines Rechenzentrums.

ABWÄRMENUTZUNG ALS REGIONALE RESSOURCE

Nahezu die gesamte elektrische Energie eines Rechenzentrums wird letztlich in Wärme umgewandelt. Während diese Wärme früher ungenutzt an die Umgebung abgegeben wurde, wird sie im RZO als erneuerbare Wärmequelle eingesetzt. Die Wärme wird über Wärmetauscher in ein Niedertemperaturnetz eingespeist und mittels Wärmepumpen auf das benötigte Temperaturniveau gebracht.

Laut SAK stehen im Vollausbau rund 1,5 MW kontinuierliche Wärmeleistung zur Verfügung. Damit können versorgt werden: die Bergkäserei Gais, mehrere Gewerbebetriebe, nahegelegene öffentliche Gebäude sowie bis zu 150 Einfamilienhäuser. Das Rechenzentrum wird damit zum regionalen Energieerzeuger im Wärmesektor.



VOLKSWIRTSCHAFTLICHER NUTZEN

Direkter Nutzen:

- Datensicherheit und Cloud-Infrastruktur für regionale Unternehmen und öffentliche Institutionen
- Digitale Souveränität
- Unterstützung von rund 100 Kunden, darunter eine Universität, mehrere Kantone sowie Bankdienstleister

Indirekter Nutzen:

- Nutzung bislang ungenutzter Abwärme
- Reduktion fossiler Heizsysteme in der Region
- Stärkung regionaler Wertschöpfung
- Höhere Auslastung bestehender Energienetze

Das Rechenzentrum wird Teil eines integrierten regionalen Energiesystems. Durch die intelligente Nutzung von Abwärme, die Integration erneuerbarer Energien und die Einbindung in thermische Netze entwickelt sich das RZO vom reinen Datenspeicher zum infrastrukturellen Knotenpunkt der Energiewende.

HERAUSFORDERUNGEN

- **Netzausbau:** Der steigende Strombedarf von Rechenzentren erfordert leistungsfähige Netzinfrastrukturen.





- **Wirtschaftlichkeit der Abwärmenutzung:** Diese setzt geplante oder vorhandene Wärmenetze sowie Abnehmer in räumlicher Nähe mit langfristiger Investitionssicherheit voraus.
- **Regulatorik:** Die Integration von Strom-, Wärme- und Datensektor erfordert koordinierte regulatorische Rahmenbedingungen.

In einem nächsten Entwicklungsschritt könnte die Sektorkopplung des RZO um Power-to-Heat, Batteriespeicher für Netzstabilisierung und KI-gestützte Netzoptimierung erweitert werden.

REPLIKATIONSPOTENZIAL

Das RZO stellt ein gut replizierbares Referenzbeispiel für nachhaltige Rechenzentren in der Schweiz dar. Das Zusammenspiel aus hoher Energieeffizienz, erneuerbarer Energieversorgung, Abwärmenutzung

und Sicherheitsinfrastruktur bietet ein Modell für zukünftige Projekte. Eine Übertragung ist besonders dort sinnvoll, wo leistungsfähige Energie- und Kommunikationsinfrastruktur sowie Nachfrage nach Rechenzentrumsdiensten zusammentreffen. Langfristig könnten ähnliche regionale Rechenzentren einen wichtigen Beitrag zur digitalen Souveränität und zur nachhaltigen Digitalisierung der Schweiz leisten.

Aktuell ist das nächste Rechenzentrum in Planung. In diesem kann die Effizienz weiter durch die Abgabe der Abwärme erhöht werden. Die geplante und zu 100% Abnahme gesicherte Abwärme wird für Speicherung der Erdwärme in einem grossen Erdsondenfeld genutzt, sodass im Winter diese Wärme für umliegende Abnehmer effizient genutzt werden kann. ■

Triewald DMES – Dezentrale Multi-Energie-Systeme als Infrastruktur für Sektorkopplung und Langzeitspeicherung

Marc Meyer, Gregor Zust
eRevo AG



DAS PROJEKT

Die Energiewende hat ein ungelöstes Kernproblem. Im Sommer produzieren Photovoltaikanlagen mehr Strom, als lokal verwertet werden kann. Überschüsse werden abgeregelt, verschenkt oder zu negativen Preisen abgegeben. Im Winter und bei hoher Gleichzeitigkeit von Wärmebedarf, Elektromobilität und industriellen Lasten fehlt dagegen Leistung, während Anschlusskapazitäten in urbanen Gebieten bereits heute an Grenzen stoßen. Was fehlt, ist nicht primär mehr Produktion, sondern Infrastruktur, die Energie über Tage, Wochen und ganze Jahreszeiten speichert und genau dann zurückgibt, wenn sie gebraucht wird.

Hier setzt die eRevo AG mit dem dezentralen Multi-Energie-System (DMES) namens Triewald an. Gebäude, Industrieareale und Quartiere werden nicht mehr als passive Verbraucher verstanden, sondern als aktive Energieinfrastrukturen, die Strom erzeugen, speichern, thermisch nutzen und mit dem übergeordneten Netz intelligent interagieren. Triewald koppelt Photovoltaik, Kurzzeitspeicher, Elektrolyse, metallhydridbasierte Wasserstoffspeicherung, Brennstoffzelle, Wärmerückgewinnung und digitale Steuerung zu einer lokalen Energiezentrale. Der Wasserstoff wird vor Ort aus erneuerbarem Strom erzeugt, gespeichert und bei Bedarf wieder in Strom und Wärme umgewandelt – ohne externe Lieferkette.



Der technologische Kern ist ein Feststoffspeicher auf Metallhydrid-Basis. Der Wasserstoff wird nicht als Hochdruckgas gelagert, sondern chemisch im Metallgitter gebunden. Diese Speicherform verän-

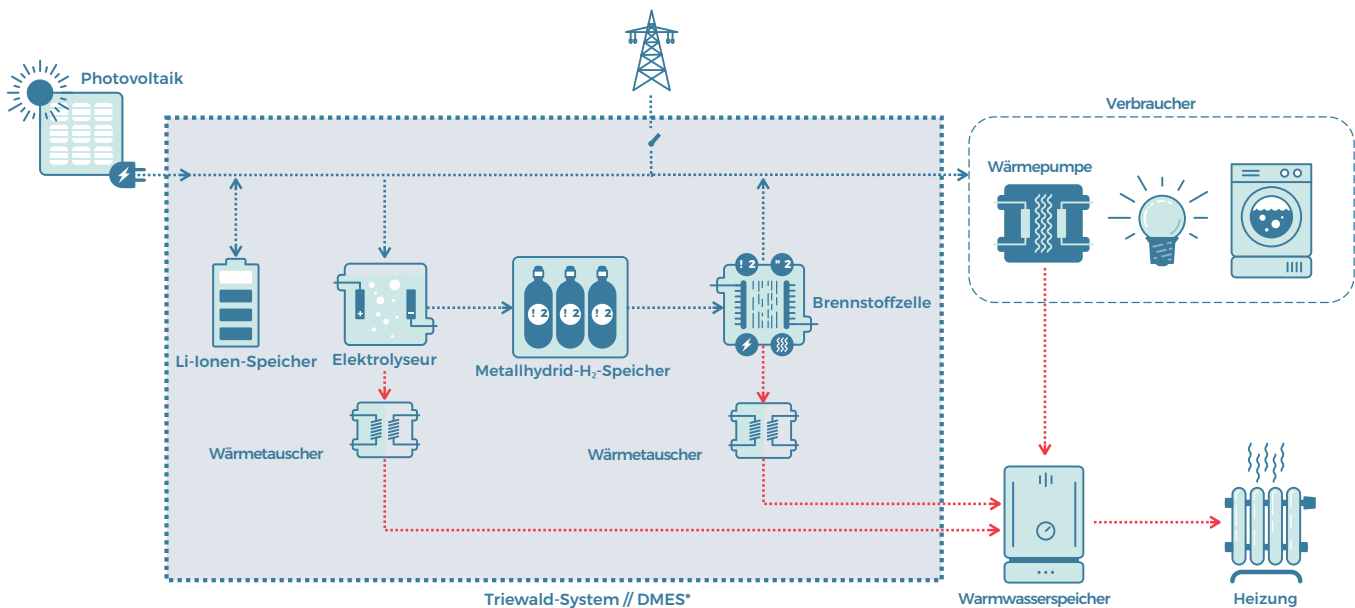
der die sicherheitstechnische Ausgangslage grundlegend und erlaubt hohe Speichervolumen direkt im bewohnten Gebäude — dort, wo Batteriespeicher und Hochdrucklösungen an ihre Grenzen stoßen. Triewald ergänzt Batteriespeicher, ersetzt sie aber nicht: Batterien übernehmen kurzfristige Flexibilität, Lastspitzen und Tag-Nacht-Verschiebungen, der Metallhydridspeicher die mehrtägige und saisonale Verschiebung. Die bei Elektrolyse und Rückverstromung entstehende Wärme wird konsequent in Warmwasser, Heizung, Wärmenetze oder industrielle Prozesse eingebunden. Sektorkopplung ist damit kein Zusatznutzen, sondern Kern der Systemlogik.

BETEILIGTE AKTEURE

eRevo AG, Eich (LU), www.erevo.ch übernimmt die Rolle der Systemarchitektin und Integratorin. Industriell etablierte, seriengefertigte Komponenten werden mit einer eigenen Systemarchitektur kombiniert, was technologische wie lieferkettenseitige Risiken reduziert. Die Umsetzung stützt sich auf ein spezia-

TRIEWALD DMES

Strom, Wärme, Speicher und Verbraucher in einem System - gebäudeintegriert



*DMES = Dezentrale Multi-Energie-Systeme

POWERED BY  eRevo

lisiertes Partnernetzwerk: GRZ Technologies (Metallhydridspeicher, Schweiz), Elektrolyse-Hersteller aus Deutschland und Italien, Qynn Energy (datengetriebene Energiewirtschaft und ROI-Modellierung), enerpeak (Energy Engineering), RISAM (Sicherheit und Brandschutz), saprom (Konformität nach Schweizer Recht), Hälg Group (HLKS) sowie SyEnergy und Maréchaux (Elektro, Batterie, Hybrid-Inverter). Auf der Markterschließungsseite bestehen Kooperationen mit Integral Design Build und der Halter Gruppe sowie ein strategischer Austausch mit GETEC für Industrie- und Contracting-Strukturen.

ZIELE

- Saisonale und mehrtägige Energieverschiebung gebäudeintegriert, sicher und genehmigungsfähig ermöglichen.
- Sektorkopplung von Strom und Wärme mit einer Gesamteffizienz von über 75 Prozent realisieren.
- Netzüberkapazitäten lokal aufnehmen und zeitversetzt zurückgeben, um Netzausbau und Abregelung zu reduzieren.
- Wirtschaftlichkeit ohne Fördermittel und ohne spekulative Preisspreads nachweisen.

- Mit Energy Intelligence eine KI-gestützte Steuerungsschicht über alle Energieflüsse etablieren.

STATUS UND KENNZAHLEN

Seit April 2024 läuft in Eich (LU) die weltweit erste vollständig gebäudeintegrierte DMES-Anlage auf Metallhydrid-Basis mit thermischer Rückgewinnung unter Volllast. Der Demonstrator dient als Referenz für Technik, Betrieb, Sicherheit und Genehmigungsfähigkeit und reduziert zentrale Risiken in Systemintegration und Bewilligung.

- **Demonstrator Eich:** 508 kWh elektrisch (davon 480 kWh H₂-Speicher und 28 kWh Kurzzeitspeicher), 250 kWh thermisch, Elektrolyse 7,2 kW, Brennstoffzelle 8 kW.
- **Triewald INDUSTRY:** Modular 0,5 bis 16 MWh pro Raum; Referenzkonfiguration 3.200 kWh elektrisch und 2.000 kWh thermisch; Lebensdauer über 30 Jahre, Garantie bis 20 Jahre.
- **Triewald AREAL:** Energiezentralen ab rund 100 MWh; Referenzauslegung 12 MW / 92 MWh elektrisch plus 20 MWh Kurzzeitspeicher und 25 MWh thermisch auf nur 440 m² Installationsfläche im Gebäude integriert.





- **Gesamteffizienz:** Über 75 Prozent bei kombinierter elektrischer und thermischer Nutzung.
- **Studie EWL-Areal Luzern:** Varianten von 774 bis 3.200 kWh untersucht. Wirtschaftliches Optimum bei rund 1.700 kWh, Eigenverbrauch über 90 Prozent.
- **Zirkularität:** Metallhydrid-Materialien bestehen wesentlich aus rezyklierten Metallen und sind am Lebensende kreislauffähig.
- **Lieferkette:** Der Grossteil der relevanten Komponenten kommt aus Europa, namentlich der Schweiz, Italien und Deutschland.
- **Pipeline:** SFP-Areal Root (mit Integral Design Build), Hochhausprojekt Raum Basel-Landschaft, Logistik-Blueprints mit GETEC, erste AREAL-Ansätze mit dem Kanton Luzern.

NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Triewald macht erneuerbare Energie planbar, speicherbar und thermisch nutzbar. Das System erhöht den Eigenverbrauch, reduziert Netzbezugs- und Netzausbaukosten, stärkt die lokale Versorgungssicherheit und nimmt Netzüberkapazitäten dort auf,

wo sie entstehen. Da nur ein minimaler Anteil des Wasserstoffs als freies Gas vorliegt, ist die Integration in bestehende Gebäude und urbane Areale möglich, wo grossskalige Batteriespeicher zunehmend an Brandschutz-, Flächen- und Bewilligungsgrenzen stossen. Auf Arealebene wirken die Energiezentralen als aktive Pufferknoten zwischen lokaler Produktion, Verbrauch und Netz.

Die Herausforderungen liegen weniger in der Technik als in Projektzyklen und Rahmenbedingungen. Zwölf bis achtzehn Monate von Projektstart bis Realisierung erfordern Kapitaldisziplin und eine belastbare Pipeline. Regulatorische Unsicherheiten bei Wasserstoffinstallationen in Gebäuden adressiert eRevo durch aktive Mitarbeit in der SVGW-Arbeitsgruppe zum kürzlich veröffentlichten Merkblatt H10001, als Mitgestalterin künftiger Rahmenbedingungen statt blosser Anwenderin. Investitionsentscheide erfolgen in der Praxis oft schrittweise: Kurzzeitspeicher zuerst, Langzeitspeicher als bereits eingeplante Erweiterung — wie das SFP-Areal in Root exemplarisch zeigt.

WIRTSCHAFTLICHE ECKDATEN

Ein typisches Triewald-INDUSTRY-Projekt bewegt sich bei rund 2 Mio. CHF Investitionsvolumen, grössere Anlagen erreichen 3 bis 4 Mio. CHF. Die ROI-Modellierung für das EWL-Areal Luzern zeigt über eine Betriebsdauer von 30 Jahren eine Amortisation von zehn bis vierzehn Jahren — berechnet ohne Fördermittel und ohne spekulative Erlöse. Werttreiber sind Eigenverbrauchssteigerung, Wärmeauskopplung, vermiedene Netzkosten und Speicherflexibilität. Dynamische Strompreise und Netzentgelte wirken als zusätzlicher Upside-Hebel. Der adressierbare Schweizer Markt umfasst jährlich 50 bis 80 DMES-relevante Areal- und Industrieprojekte.

Energy Intelligence sichert die wirtschaftliche Performance über den gesamten Lebenszyklus: prognosebasierte Steuerung über 24 bis 72 Stunden, Multi-Asset-Optimierung über Strom, Wärme, Wasserstoff und Netzbezug, Netzdienstleistungen wie Peak-Shaving und Bilanzierung in vZEV- und LEG-Strukturen sowie eine selbstlernende Betriebsschicht, die laufend Betriebsdaten auswertet und Steuerparameter adaptiert.



ERKENNTNISSE

- Die Systemlogik darf nicht auf Strompreise reduziert werden. Wirtschaftlichkeit entsteht aus der Kopplung von Strom, Wärme und Speicherflexibilität.
- Metallhydridspeicherung verschiebt die Genehmigungs- und Sicherheitslogik fundamental und öffnet den urbanen Raum für Wasserstoff.
- Kurzzeit- und Langzeitspeicher sind komplementär. Funktionierende DMES kombinieren beide Zeithorizonte.
- Software ist entscheidend. Ohne datengetriebene Orchestrierung bleibt das Potenzial gekoppelter Systeme ungenutzt.
- Frühe regulatorische Mitgestaltung reduziert Projektrisiken wirksamer als nachgelagerte Einzelbewilligungen.

REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

Das Swissgrid-Whitepaper vom März 2026 hält fest, dass die Integration von bis zu 40 GW Photovoltaik mit den heutigen Rahmenbedingungen kaum vorstellbar ist. Die Antwort liegt in dezentraler Speicherung und Systemintegration. Triewald DMES bietet dafür einen erprobten, replizierbaren Infrastrukturansatz — gebäudeintegriert für Gewerbe, Industrie und Mehrfamilienhäuser, auf Arealebene als Energiezentrale für Quartiere, Industriecluster sowie vZEV- und LEG-Strukturen. Mit den neuen rechtlichen Rahmenbedingungen für lokale Elektrizitätsgemeinschaften und wachsendem Druck auf die Netze entsteht ein strukturelles Marktsegment, in dem Gebäude und Areale zu aktiven Knoten der Energieversorgung werden. ■

Serielles Sanieren in der Schweiz: vom Pilotprojekt zum systemischen Modell

Marc Bättschmann

Tend AG



Mehrfamilienhäuser verursachen in der Schweiz jährlich über 3 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen. Dem gegenüber steht eine strukturell ineffiziente Sanierungspraxis sowie eine Reihe dokumentierter Hemmnisse: Bestehende Geschäftsmodelle bleiben ohne Sanierung profitabel, es fehlt Bauherren an Informationen und Problembewusstsein, die Rentabilität ist ohne unmittelbaren Handlungsbedarf gering, Amortisationsdauern sind lang und stehen im Wettbewerb zu Alternativinvestments, mittelmässige Lagen bieten keine Standortgunst, und die Komplexität durch Bauvorschriften und viele Beteiligte ist hoch. Dennoch sind Technologie, Wissen und zahlreiche realisierte Referenzen vorhanden.

Der Ansatz des seriellen Sanierens begegnet diesen Hemmnissen, indem er die energetische Sanierung als standardisierbaren und industrialisierbaren Prozess versteht – nach Vorbild des niederländischen Modells Energiesprong, mit Komplettlösungen aus einer Hand, serieller Vorfertigung und einem integralen Systemgedanken, die gemeinsam die Sanierungskosten senken.

VON DER EINZELANFERTIGUNG ZUM STANDARDPRODUKT

Bisher findet die energetische Sanierung mit einem sehr hohen Anteil manueller Arbeit auf der Baustelle statt. Das Sanierungskonzept setzt auf digitalisierte,

standardisierte Prozesse und vorgefertigte Bau- und Technischelemente, mit denen ein klimaneutraler Energiestandard zu sozial verträglichen Kosten realisiert werden kann.

Zentral im neuen Ansatz ist der Wechsel von individueller Einzelfallplanung («jedes Haus ist ein Prototyp») zu einem «Managed Care»-Modell: Statt dass Eigentümerschaften zahlreiche Fachplaner und Handwerker einzeln koordinieren, bündelt ein One-Stop-Shop Planung, Realisierung und Betrieb aus einer Hand. Für ein Referenzbeispiel wird dadurch eine Kostenreduktion von rund 20 % bei gleichzeitig höherer Qualität, schnellerem Bauablauf und weniger Umsetzungsproblemen ausgewiesen.

Der Ansatz übernimmt vom Energiesprung-Prinzip das Ziel einer hochwertigen Netto-Null-Modernisierung, die wärmietenneutral umsetzbar ist.

Organisatorisch tritt ein neutraler Mittler auf, der ähnliche Gebäude identifiziert, Eigentümerschaften ein gesamtheitliches Angebot vermittelt und sie mit pauschalisierten, möglicherweise vorfinanzierten Vorleistungen bis zum Investitionsentscheid begleitet. Die Erfolgsfaktoren dabei sind: kostenlose Vorstudie, Kostenersparnis von 10–20 % und Sanierung im bewohnten Zustand.

Nach dem Energiesprung-Prinzip handelt es sich um einen digitalisierten Prozess mit vorgefertigten Fassaden-, Dach- und Haustechnikelementen. Die Zielgrösse ist ein Netto-Null-Standard; die Umsetzung erfolgt innerhalb weniger Wochen im bewohnten Zustand und soll sich möglichst wärmietenneutral finanzieren. In der Schweiz lässt sich das Prinzip nicht direkt kopieren, sondern muss den hiesigen Ansprüchen und Gegebenheiten entsprechend adaptiert werden – insbesondere hinsichtlich der Gebäudeerscheinung nach der Fassadensanierung.

Ergänzend zur seriellen Vorfertigung setzt der Ansatz auf Clusterbildung: Gruppen von Gebäudeeigentümerschaften, die gemeinsame, längerfristige Erneuerungsstrategien für räumlich zusammenhängende energetische Konzepte entwickeln (Definition nach Jakob et al., Energieforschung Stadt Zürich 2012). HSLU-Studien zeigen ein Kosteneinsparpotenzial durch Skaleneffekte von bis zu 20 % der Investitionskosten.

Das Umsetzungsmodell gliedert sich in drei Phasen: (1) Detailanalyse und Objektstrategie, (2) Ausführung der energetischen Sanierung als Gesamtleister zum Fixpreis (Heizungersatz, Photovoltaik, Speicher, Ladeinfrastruktur, Gebäudehülle) und (3) Betrieb mit Monitoring, Abrechnung und Betriebsreporting über ein koordinierendes Energiemanagementsystem. Durch die systematische Integration von Photovoltaik, Wärmepumpen, Speichern und Ladeinfrastruktur wird das sanierte Gebäude Teil eines sektorübergreifenden Energiesystems – es erzeugt, speichert und bewirtschaftet Energie über die Grenzen einzelner Sektoren hinaus.

DAS GESCHÄFTSMODELL

Das Geschäftsmodell besteht aus folgenden Elementen:

- Ein neutraler Mittler sucht nach definierten Kriterien ähnliche Gebäude.





- Er vermittelt den Gebäudeeigentümern aktiv ein gesamtheitliches Sanierungsangebot.
- Der Mittler begleitet die Gebäudeeigentümer und bietet klar definierte, ggf. pauschalisierte Vorleistungen zur Erarbeitung der Grundlagen für den Investitionsentscheid. Diese Vorleistungen werden gegebenenfalls durch das Geschäftsmodell finanziert.
- Der Eigentümer entscheidet sich für eine Netto-Nulltaugliche Gebäudemodernisierung.
- Der Anbieter begleitet die Projektabwicklung mit einer Ansprechperson.
- Die Wirkung der Massnahmen wird über die Auswertung der erhobenen Kosten- und Betriebskennndaten belegt.
- Ein neuer Marktplatz mit Gesamtleistungsangeboten von Unternehmen bietet bezahlbaren Wohnraum mit Netto-Null-Standard.

PILOTPROJEKTE

In Stallikon (ZH, 22 Wohnungen) und Aesch (21 Wohnungen) wurden 2025 energetische Sanierungen mit Photovoltaik, Erdsondenfeldern und Wärmepumpen im GesamtleistermodeLL realisiert (vgl. Whitepaper Sektorkopplung 2025).

In diesen Projekten wurde das One-Stop-Shop-Modell als Angebot für Bauherrschaften erprobt. In der Projektumsetzung konnten die Prozesse standardisiert

und deutlich effizienter gestaltet werden. Gleichzeitig wurden weitere Erkenntnisse gewonnen, wo sich Effizienzpotenzial befindet und wie dieses gemeinsam mit den beteiligten Unternehmen gehoben werden kann.

NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Profiteure des Modells sind private, institutionelle wie auch öffentliche Eigentümerschaften. Private verfügen oft nicht über ausreichend Kapital oder priorisieren andere Ausgaben, weshalb eine Sanierung nur bei genügend hohem Anreiz zustande kommt. Institutionelle Investoren haben oft zu wenig Ressourcen für eine gesamtheitliche Konzeption und Umsetzung



der energetischen Sanierung sowie zu wenig fundierte Grundlagen für einen Investitionsentscheid.

DER GRÖSSTE NUTZEN:

- Zentraler Ansprechpartner für die Eigentümerschaft
- Gesamtheitliches Angebot aus einer Hand
- Kosten- und Termsicherheit
- Zukunftsfähiger Betrieb
- Belegte Skaleneffekte

Die grössten Herausforderungen bleiben die eingangs genannten Hemmnisse sowie – clusterspezifisch – die Koordination über Parzellengrenzen hinweg und die unterschiedlichen Finanzierungslogiken privater, institutioneller und öffentlicher Eigentümerschaften.

ERKENNTNISSE UND ERFOLGSFAKTOREN

Die wichtigsten Erkenntnisse aus der Praxis:

- Der Ansatz funktioniert, wenn die Vernetzung für alle Parteien einen finanziellen Mehrwert schafft. Ökologische Vorteile allein reichen als Motivation nicht aus.
- Die Realisierung gelingt häufig erst durch den Einbezug eines neutralen Dritten.
- Das Engagement institutioneller Investoren sinkt, sobald der Projektperimeter ihren Einflussbereich übersteigt oder die Entscheidungsstruktur für einen integralen Ansatz zu komplex wird.

Die wichtigsten Erfolgsfaktoren:

- Eine zentrale Ansprechstelle für Eigentümerschaften.
- Lebenszyklusoptimierung statt Betrachtung einzelner Massnahmen.
- Standardisierte Kombination erprobter Produkte.
- Standardisierte Prozesse in Planung und Ausführung.
- Umfassendes Betriebsmonitoring als Grundlage für Überwachung und Optimierung.
- Vorfabrikation möglichst vieler Komponenten.
- Klare Risikozuweisung an den Systemintegrator.



Der Ansatz schliesst an verschiedene Forschungsprojekte an: ClustSan (BFE/HSLU, 2020–2023), RENOWAVE (Innosuisse-Flagship, 2022–2026), IEA EBC Annex 75 sowie das Clusterhandbuch der Energieforschung Stadt Zürich (2018).

REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

Das grösste Replikationspotenzial liegt im mehrgeschossigen Wohnungsbau der Bauboom-Ära. Der Ansatz ist skalierbar für professionelle wie auch private Eigentümerschaften, Genossenschaften und Gemeinden. Gemäss Gebäude- und Wohnungsstatistik (BFS 2022) machen Mehrfamilienhäuser 27,6 % aller Gebäude, aber 53,8 % der Bewohnerinnen und Bewohner aus – Gebäude mit zehn und mehr Wohnungen allein beherbergen 28,4 % der Bevölkerung, was das Skalierungspotenzial dieses Gebäudesegments für die Schweizer Energiewende unterstreicht. ■



Garderobengebäude Waldegg Horgen: Solare Vollversorgung und Abwasserwärmenutzung im Sportbau

Claudio De Giacomini, Manuel Marti
Joulia SA

Garderobengebäude gelten im Sportanlagebau oft als Nebengebäude: nützlich, aber energetisch kaum beachtet. Das neue Garderobengebäude der Sportanlage Waldegg in Horgen ZH zeigt, dass auch solche Bauten als Leuchtturmprojekte für Sektorkopplung dienen können.

Die Gemeinde Horgen, Energiestadt mit Gold-Label seit 2020, entschied sich 2022 für einen Neubau mit klarem Anspruch: vollständige Deckung des Wärme- und Warmwasserbedarfs durch solare Energie, keine fossilen Träger, keine wassergeführte Raumheizung.

Das Gebäude wird hauptsächlich vom Hockeyclub Horgenberg Hammers und dem FC Horgen genutzt – mit Trainings unter der Woche und ganztägigem Turnierbetrieb an Wochenenden. Der Betrieb läuft seit dem 15. Mai 2025.

ENERGIEKONZEPT UND SEKTORKOPPLUNGSLOGIK

Das Energiekonzept basiert auf dem Prinzip der Reduktion: So wenig Technik wie nötig, so viel Eigenversorgung wie möglich. Die Sektorkopplung zeigt sich auf drei Ebenen.

Erstens die solar-thermische Kopplung: Eine 183 m² grosse PV-Anlage auf dem Dach erzeugt rund 28'600 kWh Strom pro Jahr, der eine Luft-Wasser-Wärmepumpe antreibt. Diese lädt zwei zentrale Warmwas-

serspeicher mit je 5'000 Litern Fassungsvermögen. Im Winterhalbjahr gibt die Prozessabwärme der Speicher die Wärme an die sie umgebenden Lehmziegel ab und beheizt so das Gebäude von innen nach aussen – ähnlich einem Kachelofen.

Zweitens die Abwasserwärmenutzung: Joulia-Duschrinnen mit integrierten Kupfer-Wärmetauschern entziehen dem noch warmen Duschabwasser bis zu 60 % der Restwärme und wärmen damit das einströmende Kaltwasser vor. Dies reduziert den Energiebedarf beim Duschen drastisch und puffert Lastspitzen – auch in Zeiten schwachen Solarertrags.

Drittens die lokale Stromvernetzung: Überschüssiger PV-Strom, der besonders im Sommerhalbjahr anfällt, wird in das benachbarte Schulgebäude eingespeist und dort weitergenutzt.

TECHNISCHE UMSETZUNG

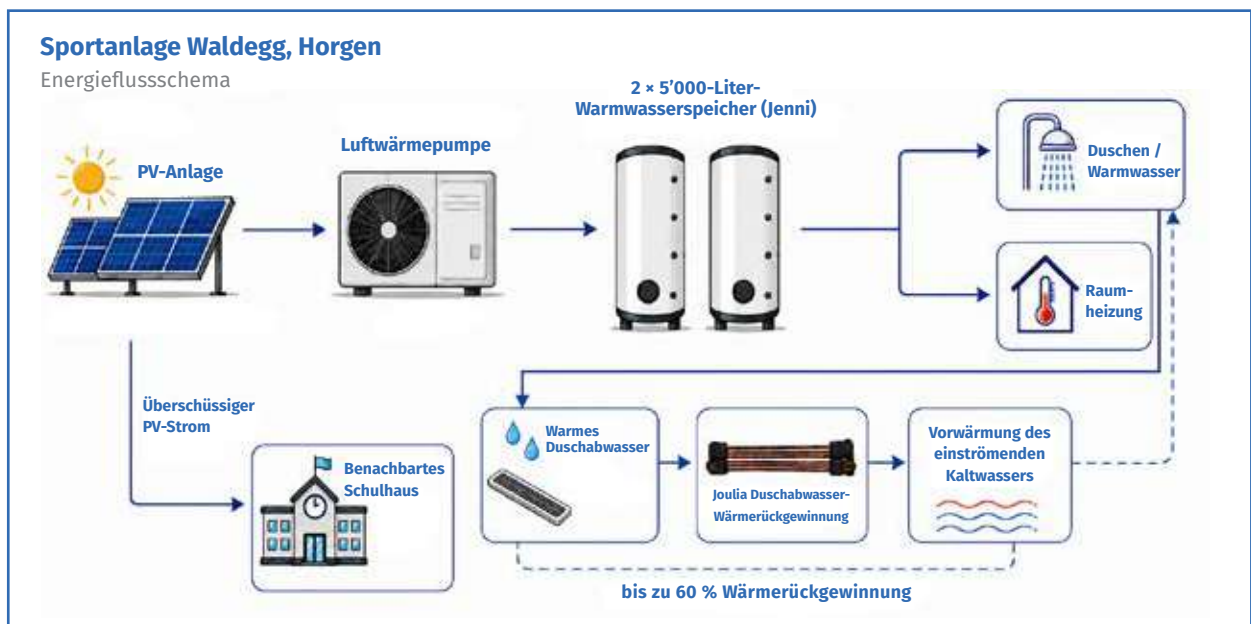
Herzstück der Anlage sind zwei Jenni-Warmwasserspeicher (je 5'000 Liter, 1,2 m Durchmesser, 5 m Höhe), die zentral im Gebäude stehen und mit massiven Lehmziegeln ummauert sind. Diese Bauweise verbindet Architektur und Energietechnik: Die Lehmziegel speichern Wärme und geben sie verzögert an die Nutzräume ab.

In den vier Grossduschen sind Joulia-Duschrinnen mit integrierten Wärmetauschern installiert, die bis zu 60 % der Abwärme zurückgewinnen (Leistungsspitze max. 20 kW). Die Einzeldusche für Schiedsrichter ist mit einem kleineren Inline-Modell ausgerüstet (bis zu 40 % Rückgewinnung). Zwei Frischwasserstationen von Hoval sorgen für hygienisch einwandfreies Trinkwarmwasser. Selbstschluss-Mischarmaturen begrenzen die Duschdauer und reduzieren unkontrollierten Wasserverbrauch.

KENNZAHLEN	
PV-Anlage:	183 m ² , ca. 28'600 kWh/Jahr
Luft-Wasser-Wärmepumpe:	COP 2,8
Warmwasserspeicher:	2 × 5'000 Liter (Jenni)
Wärmerückgewinnung Duschen:	Joulia (bis 60%, max. 20 kW Spitze)
Amortisation Joulia-Rinnen:	1,2 Jahre
Warmwasserbedarf:	ca. 70'000 kWh/Jahr (bis 200 Duschvorgänge/Tag)
Raumwärmebedarf:	ca. 13'000 kWh/Jahr
Betrieb seit:	15. Mai 2025
Zertifizierung:	Minergie (in Bearbeitung)



Copyright Foto: Hotz Partner AG SIA, Vojtech Vondra



Vier Lüftungsgeräte mit Wärmerückgewinnung führen die hohe Raumluftfeuchtigkeit nach Duschvorgängen ab. Eine umfassende Messinfrastruktur (PV-Ertrag, Wärmepumpenleistung, Warmwasserverbrauch, Lüftung, Allgemeinstrom, Raumtemperaturen) ermöglicht die laufende Betriebsoptimierung.

STANDORT UND BETEILIGTE

Das Gebäude liegt neben dem Schulareal Waldegg am Rand des Siedlungsgebiets von Horgen (ca. 25'000 Einwohnende, Bezirkshauptort am Zürichsee). Eigentümerin und Bauherrin ist die Abteilung Liegenschaften und Sport der Gemeinde Horgen, die einen Architekturwettbewerb ausschrieb, den Hotz Partner AG (Zürich/Wädenswil) für sich entschied. Für die Bauphysik war Wichser Akustik + Bauphysik (Zürich) zuständig, für die Sanitärplanung die Josef Moser AG (Cham). Den Impuls für die Duschwasser-Wärmerückgewinnung brachte das Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft des Kantons Zürich (AWEL) ein.

NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Garderobengebäude sind meist Nebenschauplatz von Sportanlagen mit kurzer Nutzungsdauer, aber hohem Energiebedarf – vor allem durch das Duschwasser. Die technischen Installationen bleiben oft

unsichtbar und ihr Energieverbrauch wird selten optimiert. Dieses Projekt zeigt, dass der umgekehrte Ansatz möglich ist: mit einem leicht höheren Planungsaufwand in der Vorbereitungsphase lassen sich Bau und Technik so optimieren, dass die Betriebskosten langfristig tief bleiben und der Energiebezug minimiert wird.

Herausfordernd ist, wie bei allen neuen integrierten Systemen, die Einregulierung der miteinander verbundenen Komponenten – dieser Prozess ist noch im Gange.

REPLIKATIONSPOTENZIAL

Der Bedarf an Garderoben- und Duschinfrastruktur ist schweizweit steigend: Allein im Fussball gibt es über 1'337 Vereine mit 18'043 Teams. Zeigen die Verbrauchsdaten über mehrere Saisons das erwartete Einsparpotenzial, kann das Waldegg-Gebäude als Blaupause für Ersatz- und Neubauten in der ganzen Schweiz dienen. Das Modell ist auf weitere Sportzentren, Schulanlagen und Freizeitbäder mit ähnlichem Nutzungsprofil übertragbar. ■

Ebene: Areal

Ab dem 1. Januar 2026 ermöglicht das revidierte Stromgesetz der Schweiz die Bildung von Lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG). Lokal erzeugter Solarstrom kann dann vor Ort genutzt oder direkt an nahegelegene Verbraucher verkauft werden. Das eröffnet Industriearealen, Gewerbebetrieben und Mobilitätsanbietern neue Möglichkeiten, ihre Energieautarkie zu erhöhen und die Netzabhängigkeit zu reduzieren, oft mit höheren Erträgen als bei herkömmlichen Einspeisevergütungen. Die revidierte Gesetzgebung schafft günstige Rahmenbedingungen für integrierte Projekte, die Photovoltaikanlagen auf Dächern, Ladeinfrastruktur, E-Mobilitätslösungen, Energiemanagement und lokale Partnerschaften zwischen privaten Unternehmen und Energieversorgern verbinden.



Abbildung 1: Das Hard Areal der GeHa AG in Winterthur mit 45 Haushalten (Wohnungen) und 40 Betrieben. (Google Earth)

Positive Energy Districts in der Praxis

Martina Rechsteiner, Pascal Kienast, Matteo Spada, Yousra Sidqi, Tania B. Lopez Garcia, Lucas Truniger, Lona Tulinski, Vicente Carabias, Matthias Haase

ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, reca@zhaw.ch

Die Energieversorgung von Arealen und Quartieren befindet sich im Wandel. Steigende Anforderungen an Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit machen lokale und erneuerbare Energieproduktion, Energieeffizienz und Flexibilität zu zentralen Erfolgsfaktoren. Plusenergie-Quartiere (PEQ) oder auf Englisch Positive Energy Districts (PEDs) bieten hierfür einen ganzheitlichen Lösungsansatz.

Ein PED ist ein Areal oder Quartier, das über den Jahresverlauf mehr Energie erzeugt als es verbraucht. Dies wird unter anderem durch die Kombination er-

neuerbarer Energien, intelligenter Speicher, Lastmanagement und die Sektorkopplung von Strom, Wärme, Kälte und Mobilität erreicht. Ziel ist nicht nur eine positive Energiebilanz, sondern auch die aktive Einbindung des Quartiers in das übergeordnete Energiesystem¹.

Ein PED ist damit weit mehr als ein Quartier das möglichst viel Energie produziert. Neben der technischen Infrastruktur spielen auch digitale Systeme, wirtschaftliche Anreize, regulatorische Rahmenbedingungen und die Beteiligung der Men-



schen vor Ort eine entscheidende Rolle. Die Herausforderung besteht darin, diese verschiedenen Elemente zu einem funktionierenden Gesamtsystem zusammenzuführen.

Eine wichtige regulatorische Entwicklung sind die seit Januar 2026 möglichen lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG). Sie ermöglichen es, lokal erzeugten Strom innerhalb eines grösseren geografischen Perimeters gemeinsam zu nutzen und eröffnen damit neue Möglichkeiten für die Organisation und wirtschaftliche Nutzung lokaler Energiesysteme.

Das Hard Areal in Winterthur bietet eine besonders interessante Ausgangslage, um diese Entwicklungen in der Praxis zu untersuchen. Das Areal ist bereits heute mit verschiedenen Energieerzeugungsanlagen, einer gemeinschaftlichen Organisationsstruktur und einer aktiven Nutzergemeinschaft ausgestattet. Gleichzeitig steht es vor konkreten Transformationsaufgaben. Als Living Lab bietet es ideale Voraussetzungen, um neue Technologien und Geschäftsmodelle unter realen Bedingungen zu untersuchen.

DAS HARD AREAL ALS LIVING LAB

Die Gemeinschaft Hard (GeHa AG) liegt am Rand der Stadt Winterthur und besteht aus renovierten Gebäuden des 19. Jahrhunderts. Sie ist als nicht gewinnorientierte, selbstverwaltete Aktiengesellschaft organisiert. Die GeHa AG wurde 1986 gegründet und hat erneuerbare Energien und ökologisches Denken bereits früh zum Bestandteil der Entwicklung des Areals gemacht. 2026 feiert die Gemeinschaft ihr 40-jähriges Bestehen.

Die Gemeinschaft Hard besitzt ein eigenes Wasserkraftwerk mit einer Leistung von 525 kW, das über die Netzebene fünf Strom in Direkteinspeisung ins Stadtwerk Winterthur Netz einspeist. Die produzierte Energiemenge von ca. 2'000 bis 3'500 MWh pro Jahr entspricht dem Jahresverbrauch von rund 725 Haushalten. Der Wärmebedarf für Heizung und Brauchwarmwasser von ca. 800-900 MWh pro Jahr wird von einem zentralen Gasheizkessel (450 kW, betrieben mit Biogas) und einer Sonnenkollektor-Anlage (rund 100 m², 10'000 l Speicher) gedeckt und über ein Nahwärmenetz in die einzelnen Gebäude verteilt. Weiter wurde Ende 2021 von der GeHa AG eine Photovoltaik-Anlage (48 kWp) erstellt, welche rund 35-45 MWh elektrischen Strom pro Jahr erzeugt. Ausserdem stehen auf dem nahegelegenen Parkplatz 6 Ladestationen für Elektrofahrzeuge zur Verfügung, welche dank einem gemeinsamen Stromzähler und einem herstellernabhängigem Lastmanagement direkt und optimiert über die PV-Anlage geladen werden können. Um den Energieverbrauch des Areals zu messen, ist die Mehrheit aller Haushalte und Unternehmen über den regionalen Netzbetreiber an intelligente Zähler angeschlossen. Abbildung 1 zeigt eine Übersicht des Hard Areals.

Auf dem Areal liegen die Schwerpunkte auf einer nachhaltigen Wärmeversorgung, der Optimierung von Energieflüssen und Kosten, der Förderung der Elektromobilität sowie der verstärkten Nutzung der Sonnen-

energie. Die von der Stadt Winterthur beschlossene Stilllegung des Gasnetzes bildet dabei die Rahmenbedingung für eine neue Heizwärmelösung auf dem Hard Areal. Verschiedene Lösungen werden derzeit evaluiert. Eine Grundwasserwärmepumpe-Lösung ist aufgrund diverser Einschränkungen und Gegebenheiten als nicht realisierbar einzustufen. Die konkrete Lösung für die zukünftige Wärmeversorgung ist deshalb noch in Erarbeitung.

Die Transformation des Areals ist jedoch nicht allein eine technische Aufgabe. Neben energetischen Neuerungen betreffen die Veränderungen der GeHa AG auch gesellschaftliche und technologische Entwicklungen, etwa den demografischen Wandel, Hitzeminderungsmaßnahmen und den Einsatz künstlicher Intelligenz. Die Gemeinschaft trifft grössere Entscheidungen demokratisch an drei bis vier Generalversammlungen pro Jahr. Darüber hinaus leisten alle Mitglieder rund 20 Stunden freiwillige Arbeit pro Jahr. Diese Form der gemeinschaftlichen Organisation schafft eine besondere Ausgangslage für die Umsetzung von Veränderungen.

Gerade diese Verbindung von technischer Infrastruktur, gemeinschaftlicher Governance und realen Transformationsfragen macht das Hard Areal zu einem geeigneten Living Lab. Die drei nachfolgenden Forschungsprojekte untersuchen dort unterschiedliche Aspekte der zukünftigen Energieversorgung auf Quartiersebene. Gemeinsam verdeutlichen sie, dass Sektorkopplung weit über die technische Verbindung von Strom-, Wärme-, Kälte- und Mobilitätssystemen hinausgeht. Sie umfasst ebenso die digitale Koordination der Anlagen, die wirtschaftliche Organisation der Energieflüsse, geeignete regulatorische Rahmenbedingungen, die Einbindung der Nutzenden sowie die Berücksichtigung von Resilienz.

PEDVOLUTION: TECHNISCHE UND DIGITALE INTEGRATION SEKTORGEKOPPELTER ENERGIESYSTEME

Eine zentrale Voraussetzung für ein PED ist die Fähigkeit, unterschiedliche Energiequellen und Verbraucher miteinander zu koordinieren. Photovoltaik, Wasserkraft, Wärmeversorgung, Elektromobilität, Speicher und Gebäudeverbrauch werden heute



Abbildung 2: Die sieben synergetischen PEDvolution Lösungen (Visualisierung: Lona Tulinski erstellt mit NotebookLM (Google), 2026).

häufig als getrennte Systeme betrieben. Für eine optimale Nutzung lokal erzeugter Energie müssen sie jedoch aufeinander abgestimmt werden.

Das Horizon Europe Projekt PEDvolution² entwickelt sieben miteinander verbundene Lösungen, um PEDs kontinuierlich weiterzuentwickeln und skalierbar zu machen. Eine Übersicht ist in Abbildung 2 dargestellt. Alle sieben PEDvolution-Tools sind konzeptionell bereit und technisch im Feedback-Loop der Entwicklungsphase, beeinflussen den Betrieb des Areals jedoch noch nicht massgeblich. Im Hard Areal liegt der aktuelle Fokus auf der Erfassung von Basisdaten, der Performance-Messung und der digitalen Vernetzung der vorhandenen Energiesysteme. Parallel laufen strategische Arbeiten zum Gasausstieg, zu PV- und Netzerweiterungen sowie zur künftigen Arealentwicklung.

Die digitale Integration über die “Interoperability Platform” schafft die Grundlage für die operative und strategische Sektorkopplung. Dadurch können Erzeugung und Verbrauch in den PEDs erfasst und künftig effizienter aufeinander abgestimmt werden. Entscheidend ist dabei nicht nur die technische Verbindung einzelner Anlagen, sondern ihre Integration in ein Gesamtsystem und dessen Weiterentwicklung. Die Plattform bündelt dazu die Daten der vorhandenen Energiequellen (Wasserkraft, Photovoltaik, Solarthermie) und Verbraucher (Gasheizung, Arbeits- und Wohnnutzung und Elektromobilität).

PED READINESS ASSESSMENT: WO STEHT EIN QUARTIER AUF DEM WEG ZUM PED?

Ein wichtiges Instrument aus dem Projekt ist das von der ZHAW entwickelte PED Readiness Assessment (PED RA). Es bewertet nicht nur, ob ein Quartier die technischen Voraussetzungen für ein PED erfüllt, sondern betrachtet den gesamten Entwicklungsstand. Dazu werden vier Dimensionen berücksichtigt: Technologie, Markt, Soziales und Inter-

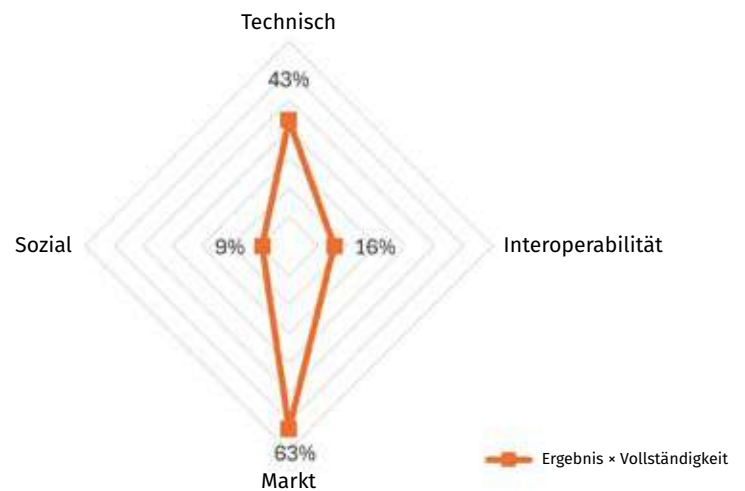


Abbildung 3: Spinnennetzdiagramm der vier Dimensionen des PED Readiness Assessment, entwickelt durch die ZHAW (2026).

operabilität. So werden neben den technischen Voraussetzungen auch wirtschaftliche, gesellschaftliche und digitale Aspekte der PED-Entwicklung erfasst.

Das PED RA dient damit als strategisches Instrument, um Stärken und Lücken eines Quartiers zu identifizieren und daraus konkrete Entwicklungspfade abzuleiten. Gleichzeitig schafft es einen gemeinsamen Bewertungsrahmen für unterschiedliche Akteure wie Städte, Energieversorger, Planende und Eigentümerschaften. So entsteht eine gemeinsame Sprache, um die Voraussetzungen für die Entwicklung und Skalierung von PEDs zu beurteilen.

PEDvolution zeigt damit, wie die technische und digitale Integration sektorgekoppelter Energiesysteme umgesetzt werden kann. Für die Praxis ist diese ganzheitliche Betrachtung entscheidend. Ein Quartier kann beispielsweise über ein hohes Potenzial für erneuerbare Energie verfügen, gleichzeitig aber an fehlenden Geschäftsmodellen, mangelnder Akzeptanz oder nicht kompatiblen Datensystemen scheitern. Das PED RA macht solche Lücken sichtbar und zeigt auf, an welchen Stellen gezielt angesetzt werden kann.

POSITIVE ENERGY DISTRICTS DRIVEN BY CITIZEN: WIE FUNKTIONIEREN LEGS WIRTSCHAFTLICH, REGULATORISCH UND ORGANISATORISCH?

Die technische Möglichkeit, Energie lokal zu erzeugen und innerhalb einer Gemeinschaft zu teilen, bedeutet noch nicht automatisch, dass eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft (LEG) für alle Beteiligten attraktiv ist. Für die langfristige Umsetzung von Positive Energy Districts stellt sich deshalb eine zentrale Frage: Wie müssen lokale Energiesysteme organisiert sein, damit sich Investitionen lohnen, der erzeugte Strom möglichst effizient genutzt wird und unterschiedliche Akteure einen konkreten Nutzen daraus ziehen?

Das Driving Urban Transitions Projekt PERSIST³ untersucht, wie Positive Energy Districts wirtschaftlich tragfähig, resilient und gesellschaftlich akzeptiert gestaltet werden können. Ein Schwerpunkt liegt auf der aktiven Einbindung lokaler Akteure und der Entwicklung praxisnaher Entscheidungswerkzeuge.

GRIDLY: LOKALE ENERGIESYSTEME INTERAKTIV SIMULIEREN

Die Hochschule Luzern (HSLU) hat gemeinsam mit verschiedenen Praxispartnern, u.a. der Stadt Winterthur, das Simulationstool Gridly entwickelt: Es modelliert lokale Strommärkte, die durch LEGs entstehen, und macht sichtbar, wie Tarifstrukturen, Gemeinschaftszusammensetzung und Flexibilität die Wirtschaftlichkeit bestimmen. Dabei werden Stromtarifstrukturen, die Zusammensetzung der LEGs, die Verfügbarkeit verschiedener Technologien sowie die Bereitschaft der Mitglieder zur flexiblen Nachfragesteuerung berücksichtigt.

Gridly ermöglicht eine interaktive Simulation verschiedener Szenarien und kann an die Bedürfnisse unterschiedlicher Nutzergruppen angepasst werden. Damit richtet sich das Tool nicht nur an Fachpersonen, sondern kann auch für Bewohnerinnen und Bewohner, Planende und weitere Stakeholder eingesetzt werden. Abbildung 4 gibt einen Über-



Abbildung 4: Screenshot des Gridly-Tools (erste Version).

blick über die Benutzeroberfläche und Funktionen des Tools.

Gridly verfolgt zwei Ziele: Es macht Funktionsweise und Nutzen verschiedener LEG-Konfigurationen verständlich und ermöglicht deren quantitative Bewertung. Gleichzeitig unterstützt es den Austausch zwischen LEGs und Verteilnetzbetreibern, indem es aufzeigt, wie lokale Energiegemeinschaften gestaltet werden können, sodass sowohl die Mitglieder als auch das Stromnetz profitieren. Dabei wird die LEG als Teil des übergeordneten Energiesystems betrachtet.

SEKTORKOPPLUNG AUF LOKALER EBENE

Gridly zeigt, wie Sektorkopplung auch auf lokaler Ebene wirtschaftlich und organisatorisch gedacht werden kann. Die Simulation berücksichtigt das Zusammenspiel von Photovoltaik, Batteriespeichern, intelligenten Geräten und flexibler Nachfrage innerhalb einer gemeinsamen Strominfrastruktur.

Besonders anschaulich wird dies bei der Elektrifizierung der Wärmeversorgung. Werden beispielsweise fossile Heizsysteme durch Wärmepumpen ersetzt, steigt insbesondere im Winter der lokale Strombedarf. Dadurch verändern sich die Lastprofile eines Quartiers. Mit Gridly kann untersucht werden, wie sich solche Veränderungen auf die lokale Stromversorgung, den Eigenverbrauch, den Energieaustausch innerhalb der LEG und die Stromkosten auswirken.

Damit zeigt sich eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzung von Sektorkopplung: Die einzelnen Technologien müssen nicht nur technisch verfügbar sein, sondern auch wirtschaftlich und organisatorisch sinnvoll miteinander koordiniert werden. Die Tarifgestaltung und das Verhalten der Mitglieder spielen dabei eine ebenso wichtige Rolle wie die technische Ausstattung. Gridly verbindet deshalb die technische Logik der Sektorkopplung mit den

wirtschaftlichen und regulatorischen Bedingungen, die für ihren Betrieb notwendig sind.

LOKALER STROMHANDEL UND FAIRNESS

Gridly berücksichtigt dabei auch die Frage, wie der lokal erzeugte Strom innerhalb einer Gemeinschaft verteilt wird. Das Modell verwendet einen Maximum Flow Optimierungsalgorithmus, der die Menge des lokal gehandelten Stroms maximiert. Gleichzeitig werden Fairness-Bedingungen berücksichtigt, damit die Vorteile des lokalen Strommarktes nicht einseitig bei einzelnen Mitgliedern entstehen.

Diese Unterscheidung ist für die praktische Ausgestaltung von LEGs relevant. Eine rein technische Optimierung könnte dazu führen, dass einzelne Mitglieder einen besonders grossen Anteil des lokalen Stromhandels übernehmen, während andere kaum profitieren. Die Fairness-Bedingungen sorgen dafür, dass die Vorteile breiter innerhalb der Gemeinschaft verteilt werden.

Abbildung 5 vergleicht den Stromhandel in einer LEG mit und ohne Berücksichtigung der Fairness-Kriterien. Das hypothetische Szenario sieht vor, dass 25 % der Mitglieder über eigene Photovoltaikanlagen (mit synthetischen PV-Profilen) verfügen, wobei die realen Lastdaten der Gemeinschaft Hard berücksichtigt werden. Der obere Teil von Abbildung 5 zeigt, dass die angenommene PV-Erzeugung in diesem Fall nicht ausreicht, um den Grossteil des Strombedarfs der Hard Gemeinschaft zu decken. Daher ist im oberen Diagramm zwischen den Fällen mit und ohne Fairness-Bedingungen kaum ein Unterschied erkennbar, da die meisten Mitglieder ihren Strom ohnehin aus dem Netz beziehen müssen. Besonders hervorzuheben ist die untere Grafik: Ohne die Fairnessbedingungen verkaufen einige wenige Nutzer ihre gesamte Erzeugung während der betrachteten Saison an die LEG, während viele andere fast nichts verkaufen. Mit den Fairnessbedingungen verkaufen

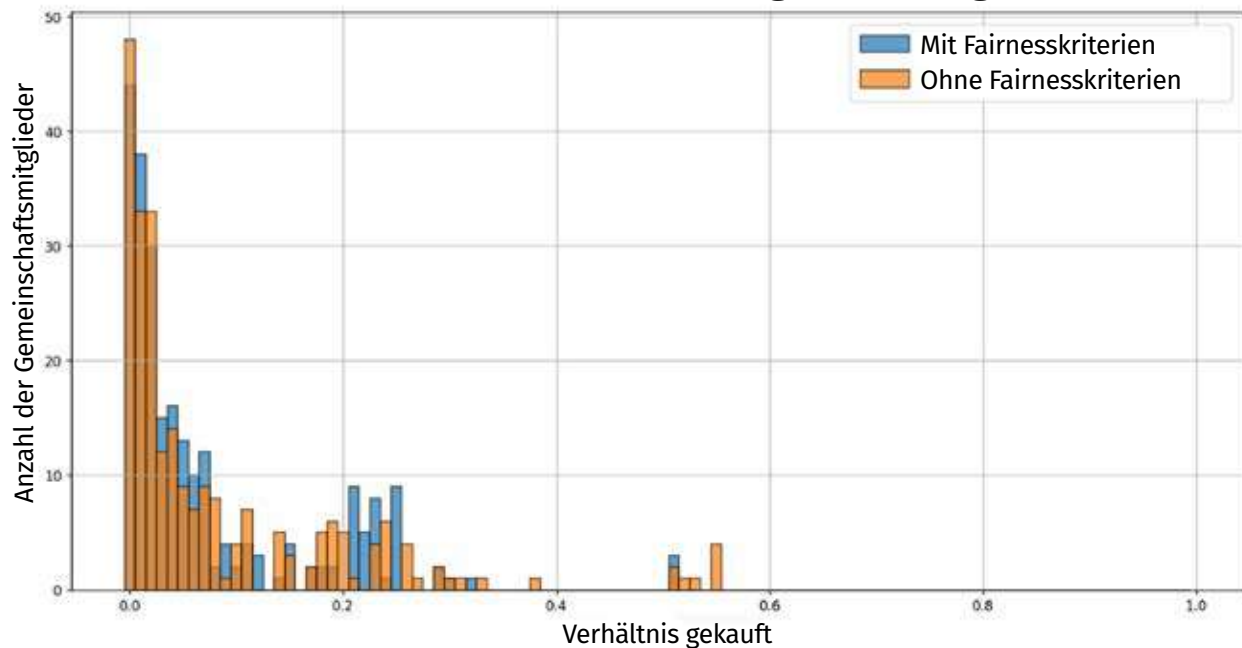
die meisten Mitglieder etwa 30 bis 50 % ihrer PV-Erzeugung.

FLEXIBILITÄT WIRD ZUM SCHLÜSSELFAKTOR

Eine weitere zentrale Erkenntnis betrifft die Flexibilität des Verbrauchs. Stromproduktion aus Photo-

voltaik fällt vor allem tagsüber an, während ein Teil des Verbrauchs zu anderen Tageszeiten stattfindet. Wenn bestimmte Verbraucher zeitlich verschoben werden können, lässt sich ein grösserer Anteil des lokal erzeugten Stroms direkt innerhalb der Gemeinschaft nutzen.

Anteil der aus dem LEG-Markt bezogenen Energie



Anteil der im LEG-Markt verkauften Energie

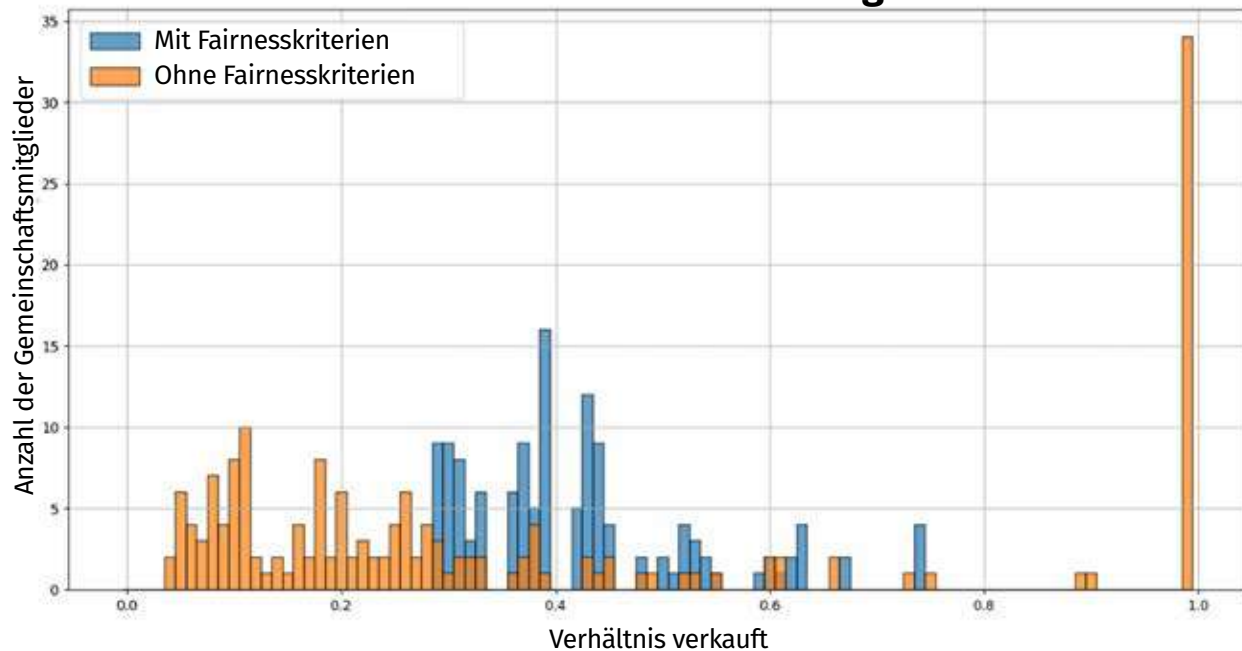


Abbildung 5: Vergleich des Maximum-Flow-Algorithmus mit und ohne Fairnessbeschränkungen⁴.

Die Analysen zeigen, dass die optimale Ausgestaltung einer LEG weniger von ihrer reinen Grösse abhängt als von der Zusammensetzung. Besonders relevant sind der Anteil der Mitglieder mit eigener PV-Anlage und die vorhandene Flexibilität. Im Fall der Gemeinschaft Hard wurde festgestellt, dass die höchste Eigenversorgungsrate bei einer Konstellation erreicht wird, in der rund 30 % der Mitglieder über eine PV-Anlage verfügen. Auch unter konservativen Annahmen zeigt sich die Bedeutung der Flexibilität. Selbst wenn zunächst nur einfache Haushaltsgeräte wie Waschmaschinen berücksichtigt werden, erweist sich die Möglichkeit zur zeitlichen Verschiebung des Verbrauchs als zweitwichtigster Einflussfaktor.

Daraus lassen sich drei zentrale Faktoren für den effizienten Betrieb einer LEG ableiten:

- Zusammensetzung der Gemeinschaft: Welche Gebäudetypen sind beteiligt, z. B. Wohngebäude, Schulen, Büros, Krankenhäuser usw.? Wie viele davon sind mit PV-Anlagen ausgestattet?
- Wie werden die Kostenverteilung und die Stromvergütung zwischen den Mitgliedern aufgeteilt?
- Welche Ressourcen stehen zur Verfügung und welche Bereitschaft besteht, Flexibilität zu gewährleisten?

PERSIST zeigt damit, dass ein lokales Energiesystem nicht allein durch verfügbare Technologien erfolgreich wird. Entscheidend ist das Zusammenspiel von Technologie, wirtschaftlichen Anreizen, Flexibilität und Beteiligung. Damit ergänzt PERSIST die techni-

sche und digitale Perspektive von PEDvolution um die Frage, wie sektorgekoppelte Energiesysteme im Quartier organisiert, genutzt und von den beteiligten Akteuren getragen werden können.

UPCHANGE: RESILIENZBEWERTUNG FÜR GEBÄUDE UND QUARTIERE IN SEKTORGEKOPPELTEN ENERGIESYSTEMEN

Die Transformation der Energieversorgung bringt nicht nur neue Chancen, sondern auch neue Abhängigkeiten. Je stärker Strom, Wärme, Kälte, Mobilität, Speicher und digitale Steuerung miteinander gekoppelt sind, desto stärker können sich Störungen in einem Bereich auf andere Bereiche auswirken.

UPCHANGE⁵ entwickelt innovative Lösungen für Positive Energy Buildings and Districts. Ein Schwerpunkt liegt auf der Bewertung der Resilienz von Gebäuden und Quartieren gegenüber Ereignissen wie Extremwetter, Stromunterbrechungen oder technischen Ausfällen. Der Fokus dieses Abschnitts liegt auf dem Resilienzbewertungsframework, das untersucht, wie Gebäude und Quartiere in sektorgekoppelten Systemen auf disruptive Ereignisse reagieren und wie Wechselwirkungen zwischen Strom, Wärme, Kälte, Speichern, ICT-basierter Steuerung und operativen Strategien berücksichtigt werden können.

RESILIENZ MESSBAR MACHEN

Das UPCHANGE-Resilienzbewertungsframework betrachtet vier Phasen: Vorsorge, Bewältigung, Wieder-

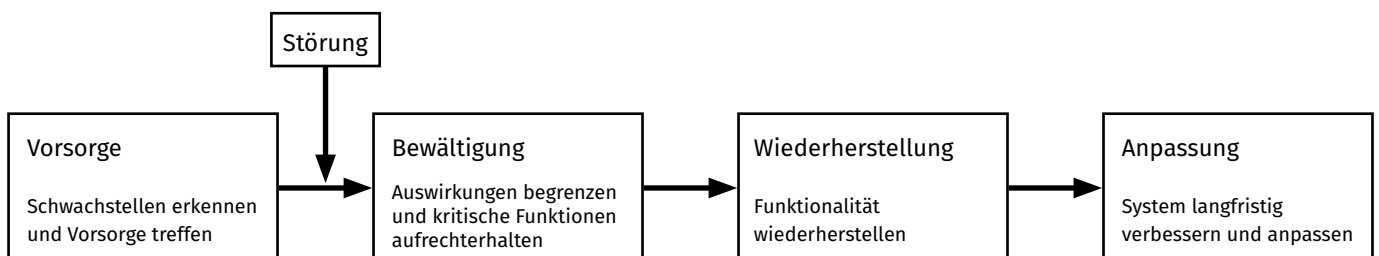


Abbildung 6: Phasenbasierte Struktur des Resilienzbewertungsframeworks mit den vier komplementären Phasen Vorsorge, Bewältigung, Wiederherstellung und Anpassung (modifiziert nach)⁶.

herstellung und Anpassung (Abbildung 6). Bewertet wird damit, wie gut ein System auf eine Störung vorbereitet ist, wie stark seine Leistungsfähigkeit während eines Ereignisses beeinträchtigt wird, wie schnell es sich erholt und wie gut es sich langfristig an veränderte Bedingungen anpassen kann.

Zur Bewertung werden verschiedene Kennzahlen herangezogen. Sie machen unterschiedliche Aspekte der Resilienz messbar und ermöglichen den Vergleich von Störungsszenarien sowie möglichen technischen und betrieblichen Massnahmen. Eine Auswahl an möglichen KPIs ist in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Ausgewählte KPIs des Resilienzbewertungsframeworks

KPI	Resilienzphase	Was der KPI beschreibt
Spitzenlast vs. Kapazität	Vorsorge	Bewertet, ob die verfügbare Kapazität im Vergleich zur Spitzenlast ausreichend ist. Auf Gebäudeebene kann sich dies auf lokale Heiz-, Kühl- oder elektrische Kapazität beziehen; auf Quartiersebene auf Fernwärme-/ Fernkälteproduktion oder Netzkapazität.
Diversität des Versorgungsmixes	Vorsorge	Misst den Grad der Diversifizierung des Energiemixes. Eine höhere Diversität weist auf eine geringere Abhängigkeit von einer einzelnen Quelle und potenziell höhere Redundanz hin.
Speicherabdeckung	Vorsorge	Zeigt, wie lange kritischer Bedarf durch verfügbare Speicher- oder Pufferkapazität unterstützt werden könnte.
SET-Stunden / Überschreitungsstunden	Bewältigung	Misst, wie lange Innenraumbedingungen während einer Störung akzeptable Komfort- oder Sicherheitsschwellen überschreiten. Auf Quartiersebene können die Werte über Gebäude aggregiert werden.
Gradstunden	Bewältigung	Erfasst sowohl die Dauer als auch die Stärke thermischer Unbehaglichkeit oder Schwellenwertüberschreitungen.
Passive Überlebensfähigkeit	Bewältigung	Bewertet, wie lange ein Gebäude akzeptable oder sichere Innenraumbedingungen ohne aktive Systeme oder externe Versorgung aufrechterhalten kann. Auf Quartiersebene können Ergebnisse über statistische Kennwerte der Gebäude berichtet werden.
Nicht versorgte Energie	Bewältigung	Quantifiziert die Energiemenge, die während einer Störung nicht bereitgestellt werden kann. Auf Quartiersebene kann dies die gesamte nicht gedeckte Nachfrage im Netz oder Portfolio darstellen.
Geräteverfügbarkeit	Bewältigung	Misst die operative Verfügbarkeit kritischer Komponenten oder Subsysteme, z. B. Wärmepumpen, Pumpen, Steuerungen oder Netzkomponenten.
Angebots-Nachfrage-Lücke	Bewältigung	Beschreibt die Diskrepanz zwischen erforderlichen und gelieferten Energiedienstleistungen. Damit können Zeitpunkte oder Perioden unzureichender Versorgung identifiziert werden.
Wiederherstellungszeit	Wiederherstellung	Misst, wie schnell das System nach einer Störung akzeptable Dienstleistungsniveaus wiederherstellt.
Mittlere Reparaturzeit	Wiederherstellung	Beschreibt die durchschnittliche Dauer von Ausfallereignissen relevanter Komponenten oder Subsysteme.
Hochfahrgradient	Wiederherstellung	Erfasst die Geschwindigkeit, mit der Dienstleistung oder Systemleistung wiederhergestellt wird.
Netzrekonfigurationszeit	Anpassung	Misst die Zeit, die benötigt wird, um die Versorgung durch Rekonfiguration eines Fernwärme- oder Fernkältenetzes wiederherzustellen.
Flexibilitätsindex	Anpassung	Misst die Fähigkeit des Systems, Nachfrage und Angebot zu verschieben, zu reduzieren oder anzupassen, während definierte Randbedingungen eingehalten werden.
Zukünftige Klimarobustheit	Anpassung	Bewertet, wie stabil die Systemleistung unter zukünftigen Klimabedingungen oder extremeren Wetterszenarien bleibt.

Die verschiedenen Kennzahlen werden anschließend zu einer Gesamtbewertung zusammengeführt. Dabei können unterschiedliche Prioritäten berücksichtigt werden. So kann beispielsweise bei einem Gebäude der thermische Komfort während einer Hitzewelle besonders wichtig sein, während bei einem kritischen Quartierssystem die Versorgungssicherheit oder eine schnelle Wiederherstellung stärker gewichtet werden kann. Auch lässt sich prüfen, wie stabil die Bewertung bei unterschiedlichen Gewichtungen ausfällt.

Der zentrale Nutzen des Frameworks liegt darin, Resilienz messbar, vergleichbar und nachvollziehbar zu machen. Im Use-Case zeigt ein niedrigerer Resilienzscore, dass das Gebäude unter einem bestimmten Störungsszenario stärker beeinträchtigt ist, etwa hinsichtlich thermischen Komforts, nicht gedeckter Energie oder Wiederherstellungszeit. Besonders hilfreich ist der Vergleich zwischen Szenarien: Wenn beispielsweise die Hitzewelle zu einem deutlich tieferen Score führt als ein kurzer HVAC-Ausfall, werden kritische Vulnerabilitäten und prioritäre Handlungsfelder sichtbar. Herausforderungen bestehen vor allem in der Verfügbarkeit geeigneter Daten, der Qualität der Gebäude- und Quartiersmodelle sowie in der Interpretation aggregierter Scores, die immer zusammen mit den zugrunde liegenden KPIs, Annahmen und Unsicherheiten betrachtet werden sollten.

ANWENDUNGSBEISPIEL: RESILIENZ EINES REFERENZGEBÄUDES

Als Anwendungsbeispiel wurde ein mehrgeschossiges Referenz-Mehrfamiliengebäude mit mehreren Wohneinheiten, zentralen Erschließungsbereichen und einer kleinen Bürozone im Erdgeschoss betrachtet. Das Modell berücksichtigt Wohnnutzung, interne Lasten, Infiltration, Warmwasserbedarf sowie zonenspezifische Heiz- und Kühlsysteme und eignet sich damit zur Be-

wertung von Energiebedarf, thermischem Komfort und Resilienz auf Gebäudeebene. Im Fokus des Beispiels steht die Reaktion des Gebäudes auf eine siebentägige Hitzewelle Anfang Juli 2026, bei der die Aussentemperatur um +10 °C gegenüber dem saisonalen Mittel erhöht wurde. Dieses Szenario ist besonders relevant, da Hitzewellen kritische Innenraumbedingungen verschärfen, Kühlsysteme stärker belasten und die Fähigkeit eines Gebäudes testen, thermischen Komfort auch unter extremen Randbedingungen möglichst lange aufrechtzuerhalten. Ergänzend wurden weitere disruptive Szenarien analysiert, darunter eine Kältewelle im Oktober 2025 (-15 °C), ein eintägiger Stromausfall sowie ein zweistündiger Ausfall des HVAC-Systems. Die daraus resultierenden Resilienzscores sind in Abbildung 7 dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass alle Störungsszenarien den Resilienzscore gegenüber der Normalbetrieb reduzieren. Besonders deutlich ist der Rückgang bei der Hitzewelle. Dies zeigt, dass das Gebäude gegenüber hohen Temperaturen besonders empfindlich ist und macht mögliche Handlungsfelder wie passive Kühlung, Verschattung, Speicherkapazität oder angepasste Steuerungsstrategien sichtbar. Die Unsicherheitsbereiche zeigen, wie stark die Bewertung von den gewählten Prioritäten abhängt. Je nachdem, ob beispielsweise thermischer Komfort, Versorgungssicherheit oder eine schnelle Wiederherstellung stärker gewichtet werden, kann sich die Gesamtbewertung verändern. Das Beispiel zeigt damit anschaulich, wie das Framework unterschiedliche Perspektiven berücksichtigen und gleichzeitig konkrete Ansatzpunkte für Verbesserungen aufzeigen kann.

Die gleiche Logik soll anschließend auf Quartiers- und PED-Ebene übertragen werden. Im Hard Areal in Winterthur können dabei zusätzlich die Wechselwirkungen zwischen Gebäuden, gemeinsamen

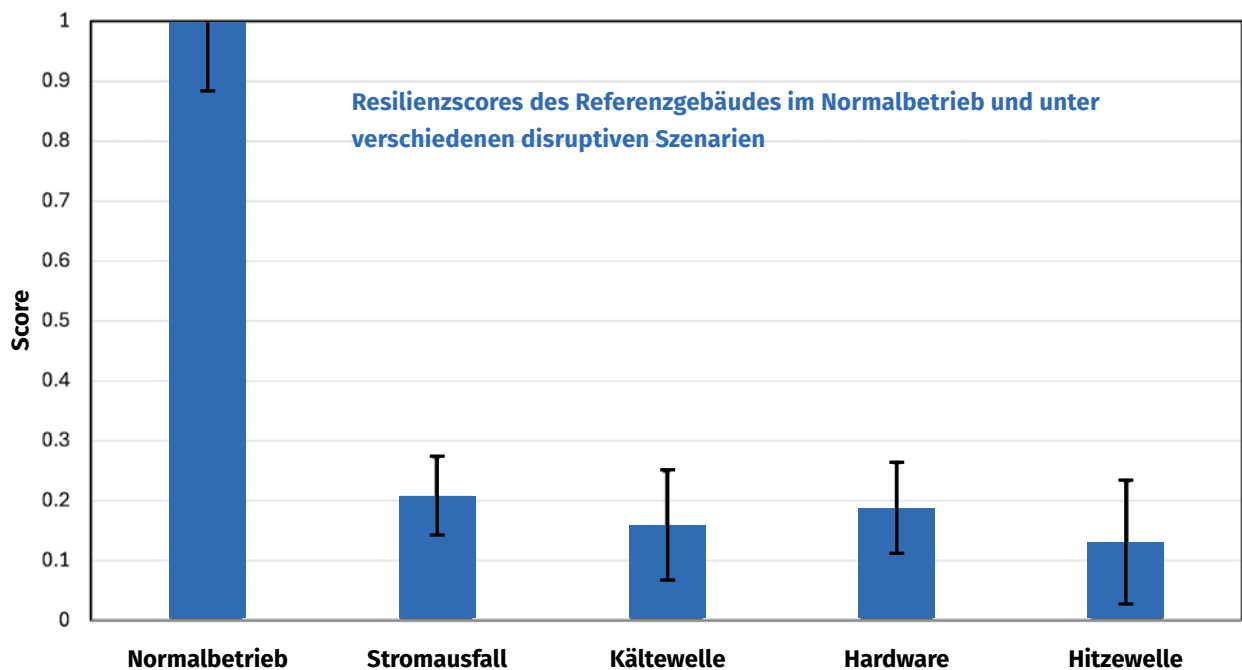


Abbildung 7: Resilienzscores des Referenzgebäudes im Normalbetrieb und unter verschiedenen disruptiven Szenarien. Die Fehlerbalken zeigen die Unsicherheitsbereiche⁷.

Netzen, lokaler Energieerzeugung, Speichern und ICT-basierter Steuerung berücksichtigt werden. UP-CHANGE ergänzt damit die technische und digitale Integration von PEDvolution sowie die wirtschaftliche und organisatorische Perspektive von PERSIST um eine weitere zentrale Dimension: die Resilienz des Gesamtsystems.

Die drei Forschungsprojekte zeigen exemplarisch aus unterschiedlichen Perspektiven, dass die Transformation zu einem Positive Energy District ein Zusammenspiel von technischer und digitaler Integration, wirtschaftlicher und organisatorischer Gestaltung sowie Resilienz erfordert. Das Hard Areal bietet als Living Lab die Möglichkeit, diese Perspektiven in einem realen Quartierskontext zusammenzuführen und ihre praktische Umsetzung zu erproben.

Die internationale Forschungsgemeinschaft arbeitet eng zusammen, um die Sektorkopplung von Strom, Wärme, Kälte und Mobilität zu optimieren, damit

sich die entwickelten Lösungen im Rahmen von Positive Energy Districts entfalten können. Die ZHAW unterstützt diese Bestrebungen als Schweizer Forschungspartnerin und begleitet die anwendungsorientierte Forschung und Entwicklung in Demonstratoren der Stadt Winterthur mit Fallstudien. ■

References

- [1] Haindlmaier G., Reiter C., Hinterberger R. (2025). DUT: PED Framework 3.0, A Policy Guide to Advance Positive Energy Districts in Europe
- [2] <https://pedvolution.eu/> [16.8.2026], dank Förderung durch die EU und das SBFI
- [3] <https://www.hslu.ch/de-ch/hochschule-luzern/forschung/projekte/detail/?pid=6500> [16.8.2026], dank Förderung u.a. der EU und des BFE
- [4] T. B. Lopez-Garcia, S. Kehrli and Y. Sidqi, «Equitable energy sharing in local energy communities: a fast and fair allocation method,» 2025 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Valletta, Malta, 2025, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGTEurope64741.2025.11305536.
- [5] <https://upchange.solutions/> [16.8.2026], dank Förderung u.a. der EU und des SNSF
- [6] National Research Council. (2012). Disaster Resilience: A National Imperative. National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/13457>
- [7] Spada, M. (2026) Multi-Hazard Resilience Assessment of Sector-Coupled Buildings, BauSIM, 9.-11.09.2026, Zürich, Schweiz.

Herisau: Thermisches Netz als flexibles Energiesystem – Abwärme, Erdsonden und sektorübergreifende Steuerung

Maike Schubert, Philipp Erdmann

Weisskopf Partner GmbH

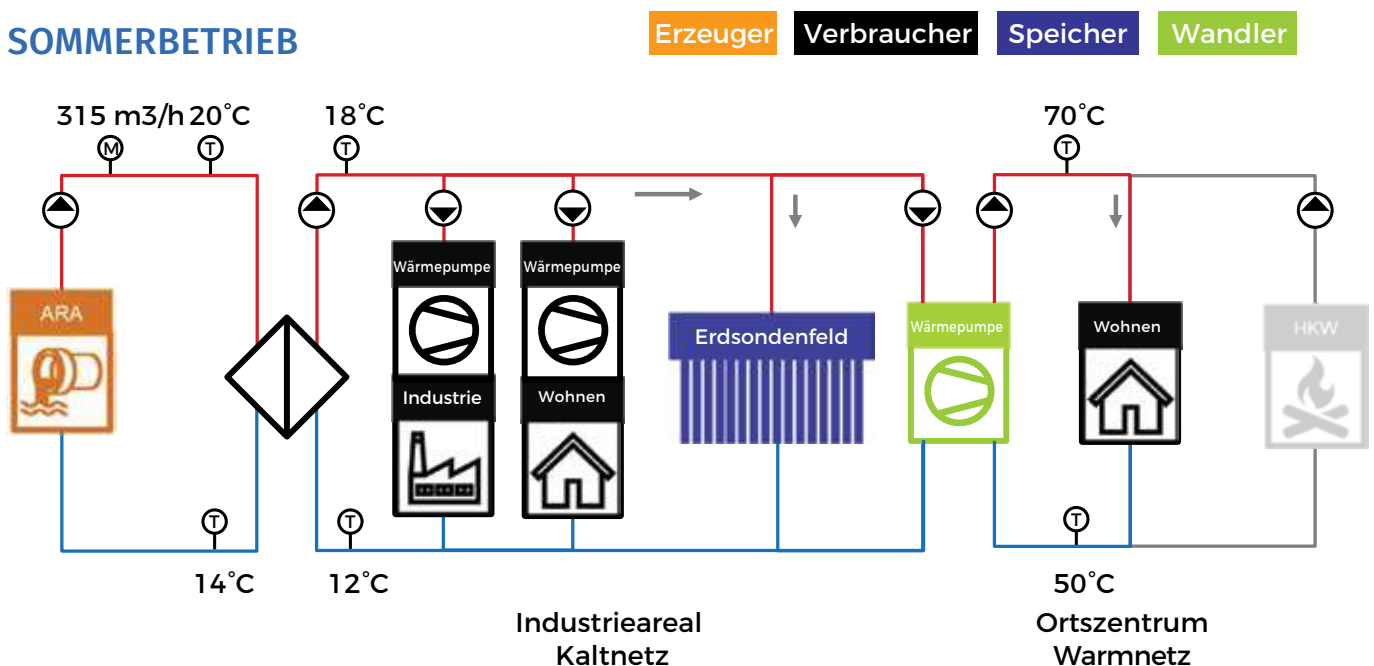
Die Gemeinde Herisau deckt ihren Wärmebedarf von rund 261 GWh pro Jahr heute zu über 220 GWh durch Gas- und Ölheizungen. Die SAK (St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG) entwickelt gemeinsam mit der Gemeinde ein thermisches Netz, das diese fossile Versorgung schrittweise ersetzt – und dabei weit mehr ist als eine konventionelle Fernwärmelösung: Das System ist von Beginn an als flexibles, sektorgekoppeltes Energiesystem geplant, das aktiv auf Strompreise, Netzsignale und saisonale Speicherzustände reagieren kann.

Die Machbarkeitsstudie wurde abgeschlossen und die technische Realisierbarkeit bestätigt. Das Projekt befindet sich im Vorprojekt.

ENERGIEKONZEPT UND SEKTORKOPPLUNGSLOGIK

Das Konzept basiert auf einer Zweinetzstruktur: Ein Anergienetz erschliesst das Gebiet rund um die Abwasserreinigungsanlage (ARA) und das Industriegebiet Bachwis; ein Hochtemperaturnetz versorgt das Zentrum und das Bahnhofsareal. Verbunden werden beide Netze über eine zentrale Wärmepumpenzentrale im

SOMMERBETRIEB



Gebiet Ebnet, die das Temperaturniveau vom Nieder- auf das Hochtemperaturniveau anhebt. Dezentrale Wärmepumpen im Anergienetz übernehmen diese Funktion für die dort angeschlossenen Verbraucher.

Die Sektorkopplung entsteht über die Wärmepumpen als Brücke zwischen Strom- und Wärmesektor. Thermische Netze werden üblicherweise wärmegeführt betrieben — die thermische Trägheit von Pufferspeichern, saisonalem Speicher und Wärmeverteilung eröffnet jedoch erhebliche Flexibilitätsspielräume. Die Wärmepumpen können gezielt dann laufen, wenn Strom günstig ist oder PV-Überschüsse anfallen, und in Lastspitzenzeiten zurückgeregelt werden. Im Sommer wird überschüssige ARA-Abwärme zur Regeneration des Erdsondenfelds genutzt — und damit in den Winter transferiert, wo die höhere Speichertemperatur den Wärmepumpenbetrieb effizienter macht und ARA-Wärme bedarfsseitig verfügbar bleibt.

TECHNISCHE UMSETZUNG

Die ARA Herisau liefert 19.3 GWh/a Abwärme, ausgekoppelt über zwei Wärmetauscher mit je 800 kW. Die zentrale Wärmepumpenzentrale Ebnet (2.5 MWe) bil-

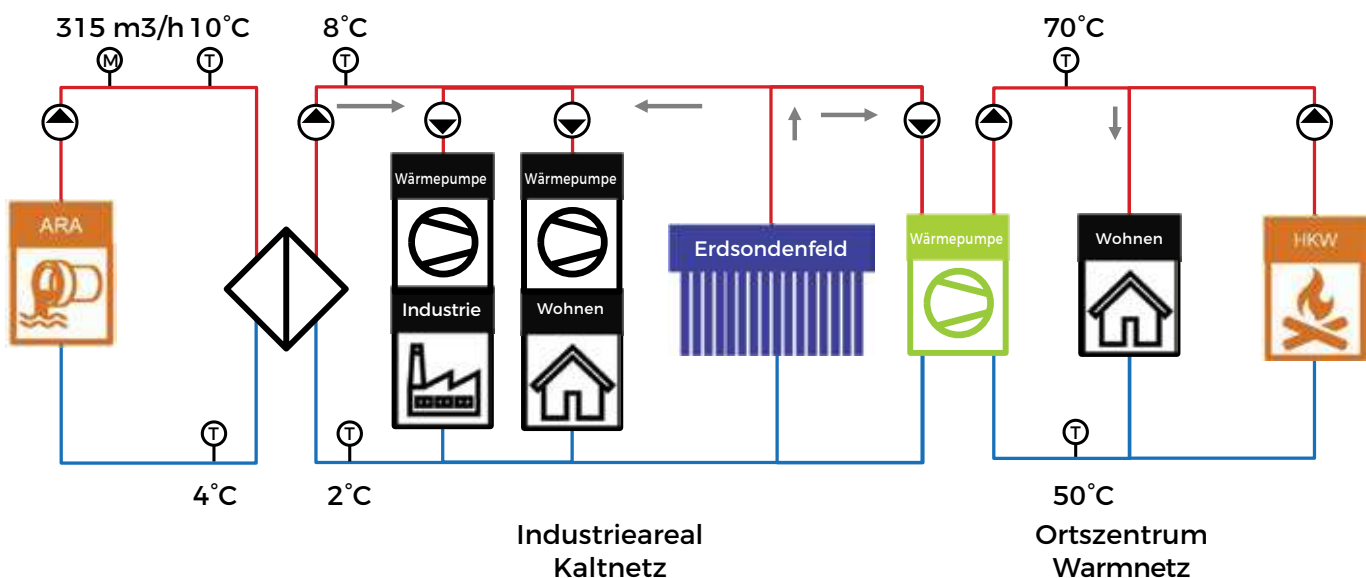
det das Bindeglied zwischen den beiden Netzen; dezentrale Wärmepumpen (ca. 1.5 MWe) heben das Temperaturniveau bei den Verbrauchern im Anergienetz an. Die Holzheizzentrale Nordhalde (12.9 GWh/a) deckt winterliche Lastspitzen ab. Das Erdwärmesondenfeld fungiert als saisonaler thermischer Speicher mit rund 12 GWh Kapazität; die Machbarkeitsstudie untersuchte Varianten mit 317 bzw. 401 Sonden bei Bohrtiefen von 300 bis 400 m. Technische Pufferspeicher bei der Wärmepumpenzentrale (ca. 3 MWh) und der Holzheizzentrale (ca. 1.5 MWh) ergänzen das System. Im Sommer kann das Anergienetz auch Kälte bereitstellen (Bedarf: 500 MWh/a).

STANDORT UND BETEILIGTE

Herisau vereint die für dieses Projekt entscheidenden Voraussetzungen: hohe Wärmedichte im Zentrum, industrielle Abwärmepotenziale im Gebiet ARA/Bachwis sowie geeignete Standorte für Zentralen und Speicher. Die räumliche Nähe von ARA, Industriegebiet, Bahnhofsbereich und Ebnet erlaubt eine technisch kohärente Systemarchitektur. Im Gebiet ist zudem Rechenzentren in Planung, die künftig zusätzliche Abwärme- und Kältepotenziale einbringen könnten.

WINTERBETRIEB

Erzeuger Verbraucher Speicher Wandler





KENNZAHLEN

Wärmebedarf:	ARA/Industrie: 14.6 GWh/a Zentrum: 28 GWh/a
Kältebedarf:	500 MWh/a
Wärmequellen:	ARA-Abwärme 19.3 GWh/a WP Zentrale 15.1 GWh/a Holzheizzentrale 12.9 GWh/a
Installierte el. Leistung:	WP Zentrale 2.5 MWel WP dezentral ca. 1.5 MWel
Saisonaler Speicher:	Erdsondenfeld ca. 12 GWh thermisch
Pufferspeicher:	WP Zentrale ca. 3 MWh Holzheizzentrale ca. 1.5 MWh
CAPEX:	CHF 39 Mio.
CO₂-Einsparung:	ca. 40'000–50'000 t CO ₂ /Jahr (Schätzung: 220 GWh fossile Wärme × Umrechnungsfaktor Gas/Heizöl; Angabe noch nicht von Projektträger bestätigt)
Projektstand:	Vorprojekt (Machbarkeitsstudie abgeschlossen)

Planungsrelevante Rahmenbedingungen umfassen bestehende Werkleitungen, die Nationalstrasse, mögliche Altlasten und Bewilligungsverfahren; Synergien bestehen mit laufenden Infrastrukturprojekten bei Trassierung und Veloinfrastruktur. Zentrale Akteurin ist die SAK als Contractor, Auftraggeberin und künftige Betreiberin. Die Gemeinde Herisau ist initiierende Gebietskörperschaft. Weisskopf Partner GmbH führte die Machbarkeitsstudie durch und verantwortet die HLK-Planung sowie die Kompetenz in Stromnetz und Flexibilitäten; Sollberger Ingenieure GmbH plant MSRL und Netzleitsystem.

NUTZEN, HERAUSFORDERUNGEN UND REPLIKATIONSPOTENZIAL

Der zentrale Nutzen liegt in der Verbindung von Dekarbonisierung und Flexibilität. Die Substitution fossiler Wärme durch ARA-Abwärme, Geothermie und Biomasse reduziert den CO₂-Ausstoss des Wärmesektors massgeblich. Gleichzeitig entsteht ein System, das auf variable Strompreise reagieren kann: durch Demand-Side-Management über die Wärmepumpen, durch Glättung von PV-Überschüssen im

Sommer und durch Entlastung des Stromnetzes in Zeiten hoher Nachfrage. Die saisonale Speicherung im Erdsondenfeld ermöglicht zudem, sommerzeitliche ARA-Wärme bedarfsgerecht in die Heizperiode zu transferieren.

Herausforderungen liegen in den hohen Investitionen, der Koordination unter mehreren Akteuren und in planungsrechtlichen Rahmenbedingungen. Die sich wandelnden Regelwerke für Flexibilitätsmärkte im Strombereich sind ein Planungsparameter mit noch offenen Entwicklungen — müssen aber frühzeitig mitgedacht werden, damit die notwendigen Schnittstellen im Netz von Anfang an vorhanden sind.

Das Replikationspotenzial liegt nicht in der 1:1-Übertragung der Auslegung, sondern in der Methodik: lokale Abwärmequellen identifizieren, Netzstruktur passend wählen, Speicher von Beginn an integrieren und Flexibilität als Planungsgrösse — nicht als Nachrüstoption — behandeln. Dieser Ansatz ist für viele Schweizer Gemeinden mit hoher Wärmedichte und industriellen Abwärmequellen übertragbar. ■

Nachhaltige Erdsonden dank Regeneration durch PVT

Timon Wanzenried

B-Solartec AG

Erdwärmesonden (EWS) nutzen die im Boden gespeicherte Wärme zum Heizen und zur Warmwasserbereitung. In Kombination mit einer Wärmepumpe arbeiten sie sehr effizient, benötigen wenig Platz und ermöglichen im Sommer sogar eine angenehme passive Kühlung des Gebäudes. Erdwärmesonden gelten als erneuerbar, umweltfreundlich, CO₂-frei, nachhaltig und sogar unerschöpflich.

Doch sind sie tatsächlich unerschöpflich?

Die Erde besitzt zwar im Inneren enorme Temperaturen. Die Wärme, die aus dem Erdinneren kontinuierlich nachströmt, ist jedoch über 250 mal kleiner als die Wärmemenge, die eine Erdsonde über Jahre entzieht. Das Erdreich kühlt sich deshalb langsam aber kontinuierlich ab.

Erdsonden werden heute so ausgelegt, dass sie nach 50 Betriebsjahren eine minimale Bodentemperatur

von -1,5 °C nicht unterschreiten. Doch was geschieht danach? Und was passiert, wenn in einem Quartier immer mehr Erdsonden installiert werden?

Genau diese Entwicklung ist in der Schweiz zu beobachten. Die Zahl der Bohrungen nimmt seit Jahren stark zu. Der Ausbau ist energiepolitisch sinnvoll und ein wichtiger Schritt für die Energiewende. Gleichzeitig entstehen in dicht besiedelten Gebieten immer mehr Anlagen auf engem Raum. Fachleute sprechen bereits von einem sogenannten Dichtestress, weil sich benachbarte Erdsonden gegenseitig beeinflussen und das Erdreich stärker auskühlen kann.

Damit Erdsonden auch langfristig nachhaltig bleiben, muss dem Boden regelmässig Wärme zurückgegeben werden. Dieser Vorgang wird Regeneration der Erdsonde genannt. Ziel ist es, die entzogene Energie wieder ins Erdreich einzubringen und so die Temperatur der Wärmequelle langfristig zu stabilisieren.

Für diese Regeneration stehen verschiedene Wärmequellen zur Verfügung.

Wärme aus der Umgebung:

- Hybridsolarkollektoren (PVT)
- Thermische Solaranlagen
- Aussenluft-Wärmetauscher

Wärme aus dem Gebäude:

- Passive Gebäudekühlung (GeoCooling)
- Abwärme aus Klimaanlage, Lüftungen, Serverräumen oder anderen technischen Anlagen

**SEKTORKOPPLUNG IN EINEM BAUTEIL
FÜR DIE REGENERATION**

Sowohl auf dem Dach als auch in der Umgebung eines Gebäudes wird die verfügbare Fläche zunehmend zu einem knappen Gut. Dächer werden heute meist bereits für Photovoltaikanlagen genutzt, während im Aussenbereich oft kein Platz für zusätzliche technische Anlagen vorhanden ist oder diese aus gestalterischen, wirtschaftlichen oder baurechtlichen Gründen nicht realisiert werden können.

Gerade deshalb sind Lösungen gefragt, die mehrere Funktionen auf derselben Fläche vereinen. B-Solartec AG verwendet deshalb Hybridsolarkollektoren

(PVT), welche genau diese Anforderung erfüllen: Sie erzeugen gleichzeitig Strom und Wärme. Während der Strom direkt genutzt oder ins Netz eingespeist wird, dient die gewonnene Wärme zur Regeneration der Erdsonde. Dadurch ist keine zusätzliche Dach- oder Freifläche für separate thermische Solarkollektoren oder andere Regenerationssysteme erforderlich.

Im Gegenteil: Mit PVT-Modulen kann der Gesamtenergieertrag einer Dachfläche – also Strom und nutzbare Wärme zusammen – gegenüber einer reinen Photovoltaikanlage um mehr als den Faktor drei gesteigert werden. Während herkömmliche Photovoltaikmodule rund 20 % der eingestrahnten Sonnenenergie in Strom umwandeln, erreichen PVT-Module durch die zusätzliche Wärmenutzung einen Gesamtwirkungsgrad von rund 80 bis 90 %.

Auf der Vorderseite funktionieren PVT-Module wie herkömmliche Photovoltaikmodule und erzeugen Strom. Auf der Rückseite befindet sich ein Absorber, der zusätzlich Wärme aus der Sonneneinstrahlung und der Umgebungsluft aufnimmt.

Diese Wärme eignet sich besonders gut zur Regeneration von Erdsonden, da sie auf einem ver-





gleichsweise niedrigen Temperaturniveau anfällt. Der grösste Teil der Regeneration erfolgt im Sommer, wenn überschüssige Wärme vorhanden ist. Mit einer eigens entwickelten Regelung kann während der übrigen Jahreszeiten Wärme in den Boden eingebracht werden. Ein weiterer Vorteil: Während des Heizbetriebs kann die kalte Flüssigkeit, die aus der Wärmepumpe zur Erdsonde zurückfliesst, zuerst durch die PVT-Module geführt werden. Dort wird sie vorgewärmt, bevor sie wieder in die Sonde gelangt. Dadurch wird der Wärmeentzug aus dem Erdreich reduziert und die Erdsonde zusätzlich geschont.

DIE VORTEILE EINER REGENERIERTEN ERDSONDE

Eine aktive Regeneration bringt sowohl technische als auch wirtschaftliche Vorteile:

- Höhere Temperaturen in der Erdsonde verbessern die Effizienz der Wärmepumpe und senken die Betriebskosten.
- Die Leistungsfähigkeit der Erdsonde bleibt auch nach 50 Jahren erhalten.
- Die nachhaltige Nutzung des Erdreichs wird langfristig sichergestellt.
- Je nach Projekt können Bohrungen kürzer ausgeführt oder kleinere Abstände zwischen Erdsonden realisiert werden.

- Die Kombination aus Heizen, Kühlen, Stromerzeugung und Regeneration erhöht den Nutzen der gesamten Energieanlage.

PROJEKTBEISPIELE

- **Wil, Untere Bahnhofstrasse** — Gewerbe- und Wohngebäude (Neubau, Flachdach extensiv begrünt): 386 Hybridkollektoren, 164 kWp elektrisch / 376 kWp thermisch; 18 Sonden à 250 m; ca. 75 % Regenerationsgrad.
- **Winterthur, Hündlerstrasse** — Wohnüberbauung (Bestandesbau, Steildach, angebaut): 249 Hybridkollektoren, 107 kWp elektrisch / 244 kWp thermisch; 13 Sonden; ca. 85 % Regeneration.
- **Villa Küssnacht** — Wohngebäude (Indachanlage): 38 Hybridkollektoren, 12,7 kWp elektrisch / 28,5 kWp thermisch; 30 % weniger Sondenlänge.

FAZIT

Erdsonden sind ein wichtiger Baustein der Energiewende. Damit sie ihre Vorteile auch über viele Jahrzehnte behalten, müssen sie als Energiespeicher betrachtet und regelmässig regeneriert werden. Hybridsolarkollektoren (PVT) verbinden Stromproduktion und Wärmerückführung in einem System und leisten damit einen entscheidenden Beitrag zu einer langfristig nachhaltigen Nutzung der Erdwärme. ■



Abwärmegetriebene Kühlung für Rechenzentren und Industrie

Silvan Suter

Thermal Transformer AG

HINTERGRUND & MOTIVATION

Der Strombedarf für Kühlung wächst rapide. 2024 verbrauchten Rechenzentren in der Schweiz rund 2,1 TWh Strom, was etwa 3,6 % des gesamten Landesverbrauchs entspricht; bis 2030 wird gemäss einer im Auftrag von EnergieSchweiz (BFE) erstellten Studie ein Anstieg auf 2,5 bis 3,2 TWh erwartet. Ein grosser Teil davon entfällt auf die Kühlung der Serverinfrastruktur. Gleichzeitig fällt in Rechenzentren selbst laufend Abwärme an – etwa aus der Flüssigkühlung moderner GPU-Racks –, die sich mit der Technologie von Thermal Transformer AG direkt vor Ort zur Küh-

lung der übrigen IT-Infrastruktur nutzen lässt, anstatt dafür zusätzlichen Strom zu beziehen: Die Abwärme des Rechenzentrums treibt somit dessen eigene Kühlung an. Ein zweiter, davon unabhängiger Anwendungsfall betrifft die Industrie: Bei Gaskompressionsanlagen geht ein grosser Teil der Prozesswärme als ungenutzte Abwärme verloren, die sich ebenfalls zur Kälteerzeugung nutzen lässt. Thermal Transformer AG entwickelt für beide Anwendungsfälle einen Adsorptionschiller, der Niedertemperatur-Abwärme direkt in Kühlleistung umwandelt und so elektrisch betriebene Kältemaschinen weitgehend ersetzt.

ENERGIEKONZEPT & SEKTORKOPPLUNGSLOGIK

Der Chiller koppelt Wärme- und Stromsektor, indem er thermische Energie – Abwärme ab 45 °C – anstelle von Strom als Antriebsenergie für die Kälteerzeugung nutzt. Statt Abwärme ungenutzt abzuführen oder in ein Fernwärmenetz einzuspeisen, wird sie direkt vor Ort in Kälte umgewandelt und deckt den Kühlbedarf der IT-Infrastruktur oder industrieller Prozesse. Dies reduziert den Strombezug für Kühlung um bis zu 30 % in Rechenzentren beziehungsweise senkt den Energiebedarf von Gaskompressionsanlagen um bis zu 15 %, entlastet damit lokale Stromnetze und schliesst den Wärme-Kälte-Kreislauf direkt am Standort.

TECHNISCHE KOMPONENTEN

Anders als eine klassische, elektrisch betriebene Kältemaschine benötigt ein Adsorptionschiller keinen strombetriebenen Kompressor. Stattdessen wird ein spezielles Material – ein sogenannter Sorptionsstoff – abwechselnd be- und entladen: Nimmt der Stoff Wasserdampf auf, entsteht Kälte; wird er anschliessend mit Wärme wieder «getrocknet», ist er bereit für den nächsten Zyklus. Thermal Transformer AG hat für diesen Prozess eine neuartige, besonders schnelle Beschichtungstechnologie entwickelt (Rapid Thermal Swing Adsorption, RTSA), mit der sich bereits vergleichsweise tiefe Abwärme ab 45 °C effizient zur Kälteerzeugung nutzen lässt – deutlich tiefer als bei bisherigen Systemen am Markt. Das Resultat ist ein kompakter Chiller mit 100–200 kW Kälteleistung, der als Kältemittel Wasser verwendet, auf klimaschädliche Kältemittel verzichtet und dank der tiefen Antriebstemperatur ein breites Spektrum an Abwärmequellen erschliesst.

STANDORT & RAHMENBEDINGUNGEN

Das Projekt ist in der Ostschweiz verankert: Thermal Transformer AG hat ihren Sitz in Pfäffikon SZ, Konvekta AG (Fertigung der Wärmetauscher) in St. Gallen, Burckhardt Compression AG (industrielle



Burckhardt Compression AG

Validierung) in Winterthur. Zielmärkte sind zudem europäische Rechenzentrumsstandorte, wo hohe Rack-Leistungsdichten und Netzengpässe den Bedarf an abwärmebetriebener Kühlung besonders akut machen.

BETEILIGTE AKTEURE

Das Konsortium vereint Forschung und Industrie: SPF-OST – Ostschweizer Fachhochschule (Systemdesign, Vakuumtechnik) und HEIG-VD – Hochschule für Technik und Wirtschaft des Kantons Vaudois (Verdampfer-/Kondensatordesign) als Forschungspartner; Thermal Transformer AG (Systemintegration, Beschichtungstechnologie, Projektleitung), Konvekta AG (Fertigung der Wärmetauscher) und Burckhardt Com-

Kennzahlen & KPIs

Kälteleistung	100 kW (45 °C Antrieb, Rechenzentren) / 200 kW (75 °C, Industrie)
Antriebswärme	200 kW ab 45 °C – tiefste am Markt verfügbare Antriebstemperatur
Systemvolumen	5 m ³
Elektrizitätsreduktion	bis 30 % (Rechenzentren) / bis 15 % (Industrie)
CO₂-Einsparung	ca. 42 t/Jahr je 100-kW-Einheit
TCO-Reduktion (Rechenzentren)	51 % über 10 Jahre
TCO-Reduktion (Industrie)	84 % über 20 Jahre

pression AG (industrielle Integration und Vertrieb) als Umsetzungspartner.

AKTUELLER STAND

Das Projekt wird im Rahmen eines Innosuisse-Innovationsprojekts umgesetzt. Ziel ist es, die RTSA-Technologie vom frühen Laborstadium zur industriellen Erprobung zu bringen. Dazu wird zunächst ein 10-kW-Demonstrator aufgebaut und bei SPF-OST in Rapperswil charakterisiert, bevor er auf dem industriellen Testfeld von Burckhardt Compression in Winterthur mit realer Kompressor-Abwärme betrieben und validiert wird. Auf dieser Basis soll bis Ende 2027 der Übergang zu einer 100-kW-Pilotanlage erfolgen.

WIRTSCHAFTLICHE EINORDNUNG

Für Rechenzentren liegt der zentrale wirtschaftliche Hebel bei der Netzanschlussleistung: Diese ist heute oft der limitierende Faktor für den Ausbau eines Standorts, nicht die verfügbare Fläche. Da die abwärmebetriebene Kühlung praktisch ohne zusätzlichen Strombezug auskommt, lässt sich mit demselben Netzanschluss eine deutlich höhere Anzahl an Server-Racks betreiben – ein direkter wirtschaftlicher Vorteil für Betreiber, die sonst an ihre Anschlussgrenze stossen.

Im industriellen Kontext steigert die Nutzung von Kompressor-Abwärme zur Vorkühlung des Ansauggases – etwa Erdgas bei LNG-Anlagen, CO₂ oder Wasserstoff – die Effizienz von Gaskompressionsanlagen: Kühleres Gas lässt sich mit weniger Energieaufwand verdichten, was den Strombedarf senkt und sich direkt in tieferen Betriebskosten niederschlägt.

NUTZEN & HERAUSFORDERUNGEN

Der Nutzen liegt in der drastischen Reduktion des Strombedarfs für Kühlung, der Entlastung ausgelasteter Verteilnetze und einer gegenüber elektrischen Kältemaschinen deutlich tieferen Total Cost

of Ownership. Zudem verwendet die Technologie Wasser als Kältemittel und verzichtet auf klimaschädliche Kältemittel. Die zentralen Herausforderungen sind kommerzieller Natur: Sowohl im Rechenzentrums- als auch im Industriemarkt sind Beschaffungs- und Entscheidungszyklen lang, und Betreiber setzen bei kühlungskritischer Infrastruktur ungern auf eine am Markt noch nicht etablierte Technologie. Der Aufbau erster Pilotanlagen mit namhaften Referenzkunden ist deshalb entscheidend, um Vertrauen zu schaffen, Betriebserfahrung nachzuweisen und den Weg für eine breitere kommerzielle Skalierung zu ebnen.

LESSONS LEARNED & REPLIKATIONSPOTENZIAL

Das Projekt baut auf zwei Jahrzehnten IBM-Forschung sowie auf Vorläuferprojekten (THRI-VE, RTSA-Carbon-Capture) auf und zeigt, dass die enge Verzahnung von Forschungspartnern (SPF-OST, HEIG-VD) mit spezialisierten Fertigungs- und Marktpartnern (Konvekta, Burckhardt Compression) entscheidend ist, um eine Technologie vom Labor zur Industriereife zu bringen. Da die Lösung modular skalierbar ist (von wenigen kW bis MW) und branchenunabhängig überall dort funktioniert, wo Niedertemperatur-Abwärme im Bereich 45–90 °C anfällt, ist ihr Replikationspotenzial in der Schweiz gross: Neben Rechenzentren und Gaskompressionsanlagen eignet sich die Technologie auch zur Versorgung lokaler Kältenetze (Fernkälte), die mehrere Gebäude oder ein ganzes Areal mit Kälte aus gemeinsam genutzter Abwärme versorgen – etwa in gemischt genutzten Arealen mit Industrie-, Gewerbe- und Wohnnutzung. Damit leistet die Technologie einen konkreten Beitrag zur Sektorkopplung auf Areal- und Anlagenebene. ■

Ebene: Gemeinde

Gemeinden spielen eine zentrale Rolle in der Energiewende der Schweiz, sowohl als Eigentümerinnen von Infrastruktur als auch als Initiantinnen klimaresilienter Lösungen. Die folgenden Projekte zeigen, wie lokale Behörden innovative Energiekonzepte vorantreiben, oft in Partnerschaft mit privaten Akteuren und der Bevölkerung. Von der dezentralen Wärmeversorgung bis zur integrierten Energieplanung sind diese Initiativen skalierbar, replizierbar und auf langfristige Netto-Null-Ziele ausgerichtet.





St.Galler Stadtwerke: Ein smartes Energiesystem entsteht

St.Galler Stadtwerke (sgsw)

Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) / gazenergie

HINTERGRUND & MOTIVATION

In der Gemeindeordnung ist verankert, dass die Stadt St.Gallen bis zum Jahr 2050 klimaneutral wird. Das Energiekonzept 2050 (EnK2050) dient seit 20 Jahren als zentrales Planungsinstrument, um dieses anspruchsvolle Ziel zu erreichen. Die St.Galler Stadtwerke (sgsw) haben eine energiepolitische Vision entwickelt, die das Gesamtsystem im Blick behält, und setzen in diesem Rahmen zahlreiche im EnK2050 vorgesehene Massnahmen um.

Das «Virtuelle Kraftwerk St.Gallen» ist die Vision einer intelligent vernetzten Energieversorgung der Zukunft. Dabei werden zahlreiche dezentrale Energiequellen wie Photovoltaikanlagen, Wärmenetze, Speicher, Elektrofahrzeuge und flexible Verbraucher digital miteinander verbunden und gemeinsam gesteuert. So entsteht aus einzelnen Anlagen ein leistungsfähiges Gesamtsystem, das Strom, Wärme und Mobilität optimal aufeinander abstimmt. Ziel ist es, die lokal erzeugte Energie möglichst effizient zu nut-

zen, das Stromnetz zu entlasten, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und die Dekarbonisierung der Stadt voranzutreiben. Das «QuartierLab Russen/Hof» dient dabei als Testfeld für die Entwicklung und Erprobung dieser zukunftsgerichteten Art der Energieversorgung.

ENERGIEKONZEPT & SEKTORKOPPLUNGSLOGIK

Das Projekt «QuartierLab Russen/Hof» basiert auf dem Prinzip der Sektorkopplung, wobei sämtliche steuerbaren Komponenten gemeinsam optimiert werden: PV-Anlagen, Blockheizkraftwerke (BHKW), thermische Speicher, Wärmepumpen, Nahwärme (Wärmenetz GSG), Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, steuerbare Verbraucher sowie digitale Mess- und Steuerungssysteme.

Um eine Optimierung zu erreichen, sind verschiedene Parameter zu berücksichtigen: Wetterprognosen, Verbrauchsprognosen, Photovoltaik-Erzeugung, Netzgrenzen, thermische Speicher und Ladezustände von Elektrofahrzeugen. Die Energie soll möglichst dort, wo sie entsteht, und mit einem möglichst hohen Selbstversorgungsgrad genutzt werden. Sämtliche Flexibilitätäten werden dabei gemeinsam eingesetzt.

Die sgsw verfolgen im «QuartierLab Russen/Hof» nicht mehr das Ziel einer Optimierung einzelner Anlagen, sondern sammeln Erfahrungen mit einem integrierten Energiesystem auf Quartierebene in Bestandsbauten unter realen Bedingungen — analog zu einem Labor, in dem gemessen, geprüft, analysiert, kalibriert und experimentiert wird.

TECHNISCHE KOMPONENTEN

Die Stromerzeugung erfolgt über Photovoltaikanlagen und Blockheizkraftwerke. Die Wärmeerzeugung umfasst das Anergienetz der energienetz GSG AG, Blockheizkraftwerke (künftig mit Biogas, synthetischen Gasen oder Wasserstoff), thermische Speicher und Wärmepumpen. Als Speicher dienen

aktuell thermische Speicher; künftig sind Batterie-Grossspeicher vorgesehen. Die Mobilität wird über die Einbindung in das Flexibilitätsmanagement adressiert, künftig ergänzt durch intelligente Steuerung von Elektroladestationen.

Das Verteilmodell basiert auf ZEV / vZEV und LEG. Eine eigene Datenplattform (DataHub / API) koordiniert sämtliche Energieflüsse und Steuerungsprozesse.

STANDORT & RAHMENBEDINGUNGEN

Der Initialcluster befindet sich im Gebiet Winkeln/Hof-Chräzern im Westen der Stadt St.Gallen und umfasst in der «Russen» sowie im benachbarten «Hof» 29 Mehrfamilienhäuser aus den 1970er- und 1990er-Jahren. Er soll später auf das ganze Quartier ausgedehnt werden. Der Standort vereint ideale Voraussetzungen: Er besteht aus Bestandsbauten mit einer grossen, praktisch zusammenhängenden Überbauung von knapp 290 Wohneinheiten. Die Liegenschaften verfügen entweder über Photovoltaik-





anlagen, Blockheizkraftwerke oder Wärmepumpen sowie über E-Ladestationen. Die Eigentümerschaft ist stark involviert und zeigt hohe Mitwirkungsbereitschaft. Da das Gebiet bewohnt ist, können Lösungen im realen Alltagsbetrieb getestet werden – statt sie nur zu simulieren.

BETEILIGTE AKTEURE

Das Projekt wurde als Public Private Partnership aufgelegt, mit dem Ziel einer partnerschaftlichen Zusammenarbeit zwischen der öffentlichen Hand und privaten Unternehmen, bei der beide Seiten Ressourcen und Know-how teilen. Initiiert wurde es von den St.Galler Stadtwerken (sgsw). Die Eigentümerschaft sowie die Bewirtschafterinnen und

Bewirtschafter der Liegenschaften stellen ihre Gebäude und Anlagen zur Verfügung und agieren als Brücke zu den Endkundinnen und Endkunden. Des Weiteren sind die Stadt St.Gallen, das Bundesamt für Energie (BFE, Pilot- und Demonstrationsprojekt im Bereich Flexibilitäts- und Engpassmanagement) sowie Technologiepartner für Algorithmen und Steuerung beteiligt.

AKTUELLER STAND

Offizieller Projektstart war im Frühjahr 2024. Seither befindet sich das Projekt in der Umsetzungsphase. Die sgsw betrachten das «QuartierLab Russen/Hof» als Umgebung, in der sie über einen längeren Zeitraum Lösungen testen und Erfahrungen sammeln können. Im Sinne eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses werden schrittweise weitere technische und digitale Komponenten ergänzt. Einen definierten Abschlusstermin gibt es bewusst nicht. Die Etappen umfassen die Evaluation und Definition der Projektparameter, den Aufbau des Reallabors, die Integration der Messsysteme und die Aufnahme des Pilotbetriebs – parallel zur laufenden Weiterentwicklung von Algorithmen und der Integration weiterer Komponenten.

WIRTSCHAFTLICHE EINORDNUNG

Die wirtschaftliche Logik basiert weniger auf dem Verkauf zusätzlicher Energie als auf der Optimie-

KENNZAHLEN & KPIS	
Gebäude im Initialcluster	29
Photovoltaikanlagen	10 Anlagen, 805 kWp gesamt
PV-Stromproduktion	rund 740 MWh/Jahr
Parkplätze für Elektrofahrzeuge	43 vorbereitet, 20 aktive Ladestationen
Blockheizkraftwerke	9 BHKW, ~350 kWel / ~640 kWth
BHKW-Produktion	~1'500 MWh Strom / ~3'700 MWh Wärme/Jahr
Wohneinheiten	knapp 290
Projektstart	Frühjahr 2024

rung des Gesamtsystems. Zentrale Wertschöpfungsströme zeigen sich im höheren Eigenverbrauch, geringerem Netzbezug und damit einhergehend einem tieferen Bedarf an Ausgleichsenergie. Durch die bessere Nutzung der bestehenden Infrastruktur ergibt sich zudem ein geringerer oder späterer Bedarf an Netzausbauten.

Besonders interessant ist die Möglichkeit, Netzkapazitäten effizienter zu nutzen, Investitionen in den Netzausbau zeitlich hinauszuschieben oder zu vermeiden und die Flexibilität als Alleinstellungsmerkmal zu vermarkten.

NUTZEN & HERAUSFORDERUNGEN

Das Projekt bietet wirtschaftliche, ökologische und netztechnische Vorteile. Durch optimierte Steuerung der Flexibilitäten können Ausgleichsenergiekosten reduziert, bestehende Anlagen effizienter genutzt und Eigenverbrauchsquoten gesteigert werden. Die verstärkte Nutzung lokal erzeugter Solarenergie und die sektorübergreifende Optimierung von Strom, Wärme und Mobilität senken CO₂-Emissionen. Aktives Engpassmanagement und koordinierte Laststeuerung erhöhen zudem die Versorgungssicherheit.



Den Vorteilen stehen Herausforderungen gegenüber: Auf regulatorischer Ebene bilden heutige Marktregeln sektorübergreifende Flexibilitäten noch nicht vollständig ab. Technisch herausfordernd sind die Integration vieler verschiedener Systeme, die Sicherstellung ausreichender Prognosequalität sowie die Interoperabilität zwischen Komponenten und Plattformen. Organisatorisch erfordert das Projekt die Koordination zahlreicher Akteure sowie klare Regelungen zu Datenschutz und Betriebsführung.

LESSONS LEARNED & REPLIKATIONSPOTENZIAL

Die gewonnenen Erkenntnisse belegen das Potenzial einer integrierten sektorübergreifenden Betriebsführung auf Quartiersebene. Es konnte nachgewiesen werden, dass Flexibilitäten aus Strom, Wärme und Mobilität koordiniert genutzt werden können, um den Eigenverbrauch zu erhöhen und Netzbelastungen zu reduzieren. Vorausschauende Optimierungsalgorithmen erwiesen sich als geeignet, lokale Netzengpässe frühzeitig zu erkennen. Zudem ist ein lokales Energiemanagement weitgehend automatisiert und ohne kontinuierliche manuelle Eingriffe realisierbar.

Der Ansatz weist erhebliches Replikationspotenzial für Schweizer Quartiere auf – insbesondere dort, wo hohe Durchdringung von PV, Wärmepumpen und Elektromobilität sowie Smart Meter vorhanden sind. Die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens durch LEG und vZEV schafft zusätzliche Voraussetzungen, um Flexibilitätspotenziale wirtschaftlicher zu erschliessen und die Systemarchitektur auf weitere Anwendungsfälle zu übertragen. ■



PowerPyramid – Hybrides Wind-Solar-Kleinkraftwerk für dezentrale Energieversorgung

Frido Stutz

NewGreenTec International AG

HINTERGRUND UND ENERGIEKONZEPT

Die PowerPyramid wurde entwickelt, um ungenutzte Flachdach- und Infrastrukturflächen für eine dezentrale, ganzjährige Stromproduktion nutzbar zu machen. Klassische Photovoltaikanlagen erzielen ihre höchsten Erträge tagsüber und in den Sommermonaten; in der

Nacht, bei Bewölkung und im Winter bleibt ein Bedarf an erneuerbarer Stromerzeugung ungedeckt. Das System adressiert dies durch die direkte Kombination einer windrichtungsunabhängigen Vertikalachs-Windturbine mit geneigten Photovoltaikmodulen auf einer gemeinsamen pyramidenförmigen Tragstruktur – Wind- und Solarenergie werden auf derselben kleinen Grundfläche genutzt und ihre unterschiedlichen Erzeugungsprofile miteinander verbunden.

Der erzeugte Strom wird vorrangig direkt im angeschlossenen Gebäude oder Areal verbraucht. Überschüsse können einen Batteriespeicher laden, Elektrofahrzeuge versorgen, Wärmepumpen betreiben oder innerhalb von vZEV- und LEG-Strukturen an weitere Verbraucher verteilt werden. Dadurch lassen sich mehrere Sektoren verbinden: Wohngebäude, Büros und Betriebe erhalten lokalen Strom; Wärmepumpen und Warmwassersysteme werden eingebunden; Ladeinfrastruktur für Elektromobilität kann angeschlossen werden; und Eigenverbrauchsgemeinschaften profitieren von einer Quelle, die auch ausserhalb typischer Solarertragszeiten Strom liefert.

TECHNISCHE KOMPONENTEN

Im Bereich der Windstromerzeugung kommt eine geräuscharme, windrichtungsunabhängige duale Vertikalachs-Windturbine zum Einsatz, ausgelegt für wechselnde und turbulente Luftströmungen wie sie über Dachkanten und in geringer Anlagenhöhe auftreten. Die Solarstromerzeugung erfolgt über geeignete Photovoltaikmodule auf der pyramidenförmigen Unterkonstruktion.

Die wesentlichen Bestandteile umfassen: pyramidenförmige Tragkonstruktion, duale Vertikalachs-Windturbine mit Generator, integrierte Photovoltaikmodule, Mikrowechselrichter, Windsteuerung und Schaltkasten sowie Monitoring- und Ballastsystem. Die gemeinsame Tragstruktur bündelt alle Komponenten auf einer Grundfläche von rund fünf Quadratmetern. Optional können Batteriespeicher, Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur und übergeordnete Energiemanagementsysteme integriert werden.

STANDORT UND RAHMENBEDINGUNGEN

Die PowerPyramid eignet sich besonders für ebene, bislang ungenutzte Dach- und Infrastrukturflächen – Flachdächer von Wohn-, Büro-, Gewerbe- und Industriegebäuden ebenso wie Liftschächte, Brücken und vergleichbare Tragflächen. Besonders geeignet

sind Standorte mit freier Anströmung, ausreichender Windhäufigkeit und geringer Verschattung. Die tatsächliche Energieproduktion hängt stark von Windlage, Gebäudegeometrie und Ausrichtung ab und muss projektspezifisch beurteilt werden.

Ein wesentlicher Rahmenfaktor ist die Gebäudestatik. Die Standardausführung wiegt rund 230 kg ohne und etwas über 520 kg mit Ballast. Je nach Dachaufbau, Windlastzone und kantonalen Vorgaben sind statische Nachweise und ein Bewilligungsverfahren erforderlich. NewGreenTec koordiniert die Standortprüfung, elektrische Einbindung und Abstimmung mit Statikern, Elektroinstallateuren und Bewilligungsbehörden.

AKTUELLER STAND

Die PowerPyramid wird als standardisiertes, zugleich projektspezifisch konfigurierbares Wind-Solar-Kleinkraftwerk angeboten. Die aktuelle Standardausführung besitzt eine Grundfläche von etwa $2,3 \times 2,2$ Metern und eine Höhe von rund 2,5 Metern. Daneben ist die PowerPyramid L verfügbar mit einer Grundfläche von ungefähr $4,6 \times 4,6$ Metern und einer Höhe von rund 5,5 Metern. Weitere Varianten können mit abweichenden Windturbinen, ohne Windturbine oder ohne Photovoltaikmodule ausgeführt werden. Parallel werden Monitoring, Speichereinbindung und die Nutzung in LEG- und vZEV-Modellen weiterentwickelt.

WIRTSCHAFTLICHE EINORDNUNG

Das wirtschaftliche Konzept basiert auf der Einsparung von Netzstrom durch lokale Eigenproduktion. Die zeitliche Ergänzung zwischen Wind und Solar ist dabei der wesentliche Vorteil: Windstrom fällt insbesondere dann an, wenn Photovoltaik wenig oder keinen Strom produziert. Dies kann den Eigenverbrauch über mehr Tages- und Jahresstunden verteilen und den notwendigen Batteriespeicher reduzieren.

Die Amortisationszeit ist stark standortabhängig. Entscheidend sind Windangebot, Eigenverbrauchsprofil,



KENNZAHLEN

Grundfläche (Standard):	ca. 2,3 × 2,2 m (rund 5 m²), Höhe ca. 2,5 m
Gewicht:	ca. 230 kg (ohne Ballast) / ca. 520 kg (mit Ballast)
PowerPyramid S:	rund 2.000 Wp Nennleistung; bis ca. 2.500 kWh Jahresertrag an guten Standorten
PowerPyramid L:	acht PV-Module à 700 Wp, 3-kW-Windturbine; Grundfläche ca. 4,6 × 4,6 m, Höhe ca. 5,5 m
Technische Laufzeit:	ca. 20–30 Jahre

Stromtarife, Vergütung für Überschussenergie und Bewilligungsaufwand. Wirtschaftlich besonders interessant sind Standorte mit hohem Tages- und Nachtverbrauch sowie guter Dachanströmung.

NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Die PowerPyramid nutzt Wind- und Solarenergie auf derselben kleinen Grundfläche und erweitert die lokale Stromproduktion auf Zeiten mit geringer oder fehlender Sonneneinstrahlung. Die windrichtungsunabhängige Vertikalachs-Windturbine ist für wechselnde Dachströmungen ausgelegt und benötigt keine aktive

Nachführung. Die ballastierte Aufstellung kann Eingriffe in die Dachabdichtung reduzieren, sofern Statik und Windlast dies zulassen.

Gleichzeitig bestehen Herausforderungen. Der tatsächliche Windertrag auf Gebäuden ist stark vom Mikrostandort abhängig und sollte vor der Investition durch Standortanalyse, Messung oder Simulation geprüft werden. Schall, Sichtbarkeit, Turbulenzen und lokale Bewilligungsvorgaben können die Realisierung beeinflussen. Dachstatik, Sturmfestigkeit, elektrische Schutzkonzepte und die Abstimmung aller Systemkomponenten müssen sorgfältig geplant werden.

REPLIKATIONSPOTENZIAL UND HINWEISE

Das Replikationspotenzial ist insbesondere bei Flachdächern von Wohn-, Büro-, Gewerbe- und Industriegebäuden gross. Auch Liftschächte, Brücken und andere tragfähige Infrastrukturen können geeignete Aufstellflächen bieten, sofern Wind, Statik, Sicherheit und Bewilligung passen.

Ein wesentlicher Erfolgsfaktor ist die sorgfältige Mikrostandortanalyse. Bereits wenige Meter Positionsunterschied auf einem Dach können Windströmung, Turbulenz, Verschattung und Ertrag deutlich verändern. Ebenso wichtig ist die frühzeitige Einbindung von Statikern, Elektroinstallateuren, Netzbetreibern und Bewilligungsbehörden. Speicher sollten auf Basis gemessener Erzeugungs- und Verbrauchsdaten dimensioniert werden.

Die PowerPyramid verfolgt einen modularen Ansatz für die dezentrale Energieversorgung: Wind- und Solarstrom werden auf kleiner Fläche kombiniert, optional mit Speicher und Energiemanagement erweitert und in Eigenverbrauchs-, vZEV- oder LEG-Strukturen eingebunden. So kann das System zur Winterstromproduktion, zur höheren lokalen Eigenversorgung und zur besseren Nutzung bestehender Gebäudeinfrastrukturen beitragen. ■

Vom Lüftungersatz zum Wärmenetz – wie ein Hallenbad die Energiewende in Allschwil voranbrachte

Andreas Dill

Gemeinde Allschwil

Als im Jahr 2019 die Sanierung der Lüftungsanlage des Hallenbads beim Schulzentrum Neuallschwil anstand, ahnte niemand, dass dieses auf den ersten Blick banale Projekt die Gemeinde Allschwil fit machen wird, um die Ziele der Klimastrategie 2050 zu erreichen.

Bei der Projektentwicklung kam rasch die Überzeugung auf, dass ein simpler Ersatz der Lüftungsschächte nicht zeitgemäss war und weder den Ansprüchen an die Energieeffizienz noch den klimapolitischen Zielen der Gemeinde gerecht werden kann. Deshalb wurde ein Fachunternehmen beauftragt, eine Gesamtanierung zu planen. Ziel war es, die beachtliche Abwärmemenge aus der Hallenbadlüftung künftig zurückzugewinnen und energetisch zu nutzen. In der Firma HLK Consulting, Dornach, wurde ein Partner gefunden, der sich nicht mit Standardlösungen zufriedengibt, sondern stets weiter-

denkt und pragmatische, unorthodoxe und effiziente Lösungen anstrebt. In der Projektplanung zeigte sich, dass die Energieeffizienz mit neuen Lüftungsaggregaten erheblich gesteigert werden könnte. Das Problem: die Aggregate stehen im Keller direkt unter dem Schwimmbecken. Der Einbau der neuen Aggregate von oben durch den Beckenboden wäre einfach, hätte jedoch dazu geführt, dass das Hallenbad über längere Zeit hätte geschlossen werden müssen. Als Alternative bestand die Möglichkeit, die Aggregate seitlich von ausserhalb einzubauen, wofür jedoch ein grosser temporärer Schacht hätte ausgehoben werden müssen – eine kostspielige Angelegenheit.

DAS PROBLEM – EINE CHANCE!

Es stellte sich also die Frage, ob auf die Steigerung der Energieeffizienz verzichtet werden soll, oder ob es eine andere Option gibt. Und die gab es: wenn man die bestehende erdgasbetriebene Heizzentrale entfernt und stattdessen eine Holzschnitzel-Feuerungsanlage ein-



Abb. 1: Die Holz-Heizzentrale «Neuallschwil».

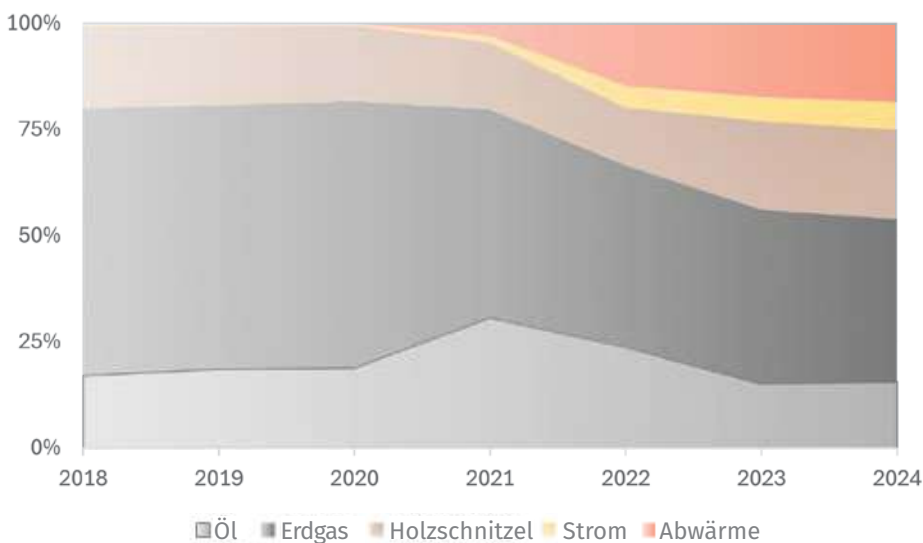


Abb. 2: Dank der Realisierung dieses Wärmeverbunds und der daraus folgenden Ablösung weiterer fossiler Wärmeerzeuger ist es gelungen, den Anteil fossiler Wärmeenergie in den 8 bestehenden Wärmeverbunden von über 80% auf beinahe 50% zu reduzieren.

baut, könnte anstelle des temporären Schachts eine grosse Bodengrube ausgehoben werden, die nicht nur dem Einbau der Aggregate dient, sondern danach zu einer grossen Holzheizzentrale ausgebaut werden kann.

Die Gemeinde suchte deshalb das Gespräch mit Primeo Energie, die Betreiberin der bestehenden Gasheizung für den Schulhauskomplex, und konnte sie vom Potential eines solchen Projekts überzeugen. Dies gelang einerseits, weil die Gemeinde seit Jahren ein gutes Verhältnis zu Primeo Energie pflegte, und letztere bereits bei einem anderen Schulhaus, der Schule Gartenhof, seit 2016 eine Holzheizzentrale betreibt, die mehrere Schulhäuser, Turnhallen und das angrenzende Quartier mit Wärme versorgt. Andererseits erkannte Primeo Energie rasch das Potential, das am Standort beim Schulhaus Neuallschwil bestand. Nicht zuletzt deshalb, weil die Gemeinde Daten zum aktuellen und zukünftigen Energiebedarf in den angrenzenden Quartieren vorlegen konnte.

ENERGIEPLANUNG GAB AUSSCHLAG

Die Gemeinde befand sich nämlich zeitgleich in der Erarbeitung einer kommunalen Energieplanung und konnte anhand der bereits erstellten Karten aufzeigen, dass die umliegenden Quartiere eine hohe Wärmebedarfsdichte aufwiesen. Anstelle eines 1:1-Ersatzes der bestehenden Gasheizung entschied Primeo Energie, zwei Holzheizkessel und eine Wärmepumpe zu installieren und so einen

neuen Fernwärmeverbund aufzubauen. Verfeuert wird naturbelassenes Holz aus der Region.

Die Gemeinde profitierte gleich in mehrfacher Hinsicht von der Kooperation mit dem Energieversorger. Erstens konnten mit dem Schulhaus Neuallschwil und dem dazugehörigen Hallenbad, der Musikschule sowie einem Tagesheim weitere Gemeindelienschaften auf erneuerbare Energie umgestellt werden. Zweitens konnten nur zwei Jahre später zwei weitere Gebäude der Gemeindeverwaltung sowie das Feuerwehrmagazin und eine Zivilschutzanlage an den Wärmeverbund angeschlossen werden, die rund einen Kilometer von der Heizzentrale entfernt sind. Und — last but not least — dank der engen Zusammenarbeit zwischen der Gemeinde und dem Energieversorger konnte die Wärmerückgewinnungsanlage der Lüftungsanlage in die Heizzentrale integriert werden, so dass die gewonnene Abwärme in den Wärmeverbund eingespeist wird und rund 7% Wärmeenergie beisteuert.

Die Kombination aus Holzkesseln und Wärmepumpe ist auch unter dem Gesichtspunkt der Sektorkopplung bedeutsam: Die Wärmepumpe koppelt den Stromsektor mit dem Wärmeverbund, während die Kondensationswärme aus den Holzkesselabgasen zusätzliche Energie zurückgewinnt. So entsteht ein System, das lokale Biomasse, Abwärme und elektrische Energie intelligent verknüpft.

Im Jahr 2025 waren bereits 44 Liegenschaften an den Wärmeverbund angeschlossen. Die Holzheizzentrale lieferte total knapp 6 GWh/a erneuerbare Wärmeenergie. In den nächsten zwei Jahren sollen über 20 weitere Liegenschaften an den Verbund angeschlossen werden.

LUST AUF MEHR

Das Projekt «Heizzentrale Schulzentrum Neuallschwil» kann zurecht als sehr erfolgreich bezeichnet werden, bei dem sich sowohl die Gemeinde als auch Primeo Energie als verlässliche Partner bewähren konnten. Deshalb kam schon bald die Idee auf, im Gewerbegebiet einen weiteren Wärmeverbund aufzubauen. Das Gebiet eignet sich aufgrund der hohen Wärmebedarfsdichte hervorragend für einen Verbund, allerdings ist das Raumangebot für den Bau einer Heizzentrale aufgrund der dichten Bebauung extrem klein. So richtete sich der Blick schon bald auf das Werkhofgelände der Gemeinde, das noch über Platzreserven verfügt und an der Grenze zwischen Gewerbegebiet und Wohnzone optimal gelegen ist. Anfänglich bestand die Idee, für diesen Wärmeverbund entweder Grundwasser oder Erdwärme zu nutzen. Untersuchungen ergaben jedoch, dass der Grundwasserstrom zu gering war, um als Energiequelle zu dienen. Und auch die zur Verfügung stehenden Freiflächen waren zu bescheiden, um ein Erdsondenfeld in der benötigten Grösse einzurichten. Ausserdem zeigte sich, dass der angestrebte Wärmeverbund aufgrund des älteren Gebäudebestands hohe Vorlauftemperaturen benötigt. So startete Primeo Energie mit der Planung einer Holzheizzentrale. Da die Nutzung von Biomasse zwar erneuerbare Wärme

erzeugt, so ist trotzdem sorgfältig und effizient mit ihr umzugehen.

Die Heizzentrale ist deshalb so ausgelegt, dass die Holz-kessel nur während der Heizperiode von November bis März betrieben werden. In den übrigen Monaten übernimmt eine rund 1 MW starke Luft-Wasser-Wärmepumpe, die die Aussenluft als Wärmequelle nutzt, die Wärmeversorgung. Während des Holzesselbetriebs nutzt dieselbe Wärmepumpe zusätzlich die im Wasserdampf der Abgase enthaltene Kondensationswärme. Dadurch wird das Energiepotenzial des Holzes optimal ausgeschöpft und der Wärmeertrag gegenüber einem konventionellen Holzesselbetrieb deutlich gesteigert.

Anfang 2025 unterzeichnete der Gemeinderat mit Primeo Energie eine Absichtserklärung für den Bau der Heizzentrale und den Aufbau des Wärmeverbundnetzes «Bachgraben». Die Gemeinde stellt die benötigte Fläche für die Heizzentrale zur Verfügung, während Primeo Energie sich verpflichtet, den Werkhof selbst, die Primarschule Schönenbuchstrasse, die Sportanlage, die kommunalen Jugend- und Kulturgebäude sowie zwei weitere Gemeindeliegenschaften mit erneuerbarer Wärme zu versorgen. Das Baugesuch für die Anlage mit über 6 MW erneuerbarer Erzeugerleistung wurde unterdessen eingereicht und im Herbst 2027 soll mit den Bauarbeiten begonnen werden. Mit diesem Projekt macht die Gemeinde nicht nur selbst einen grossen Schritt zu einer fossilfreien Wärmeversorgung der eigenen Liegenschaften, sondern sie gibt auch zahlreichen Hauseigentümerschaften innerhalb des grossen ge-

Noch 193 Fernwärmeanschlüsse ausstehend

Fernwärmeanschlüsse insgesamt

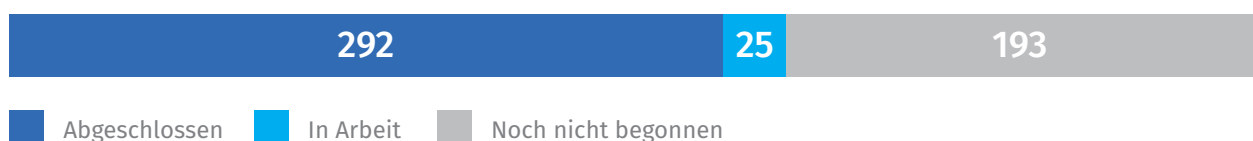


Abb. 3: Dank der Heizzentrale «Werkhof» sollen bis 2035 weitere 193 Liegenschaften mit Fernwärme versorgt werden (Datenquelle: Primeo Energie).

Fernwärme-Versorgungsgebiete in Allschwil

- Bestehend
- Versorgung und Ausbau im Gange
- Versorgung frühestens ab 2028
- Versorgung frühestens ab 2030
- Potenzielle Ausbauggebiete

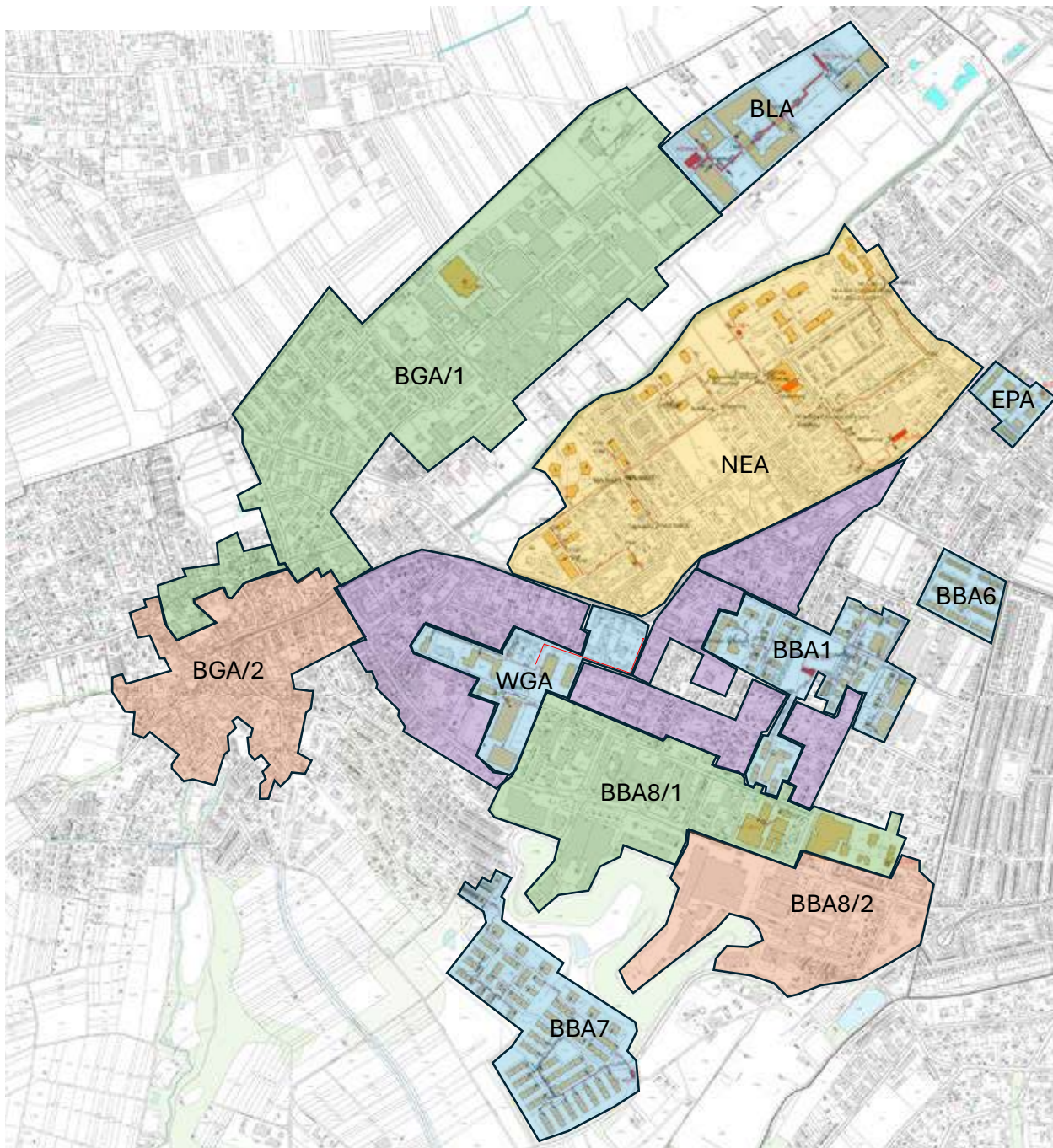


Abb. 4: Mit dem Aufbau der Wärmeverbunde Neuallschwil (NEA), Bachgraben (BGA) und dem geplanten Wärmeverbund Binneringerstrasse (BBA8) gelingt es, einen Grossteil der Gemeinde Allschwil mit erneuerbarer Fernwärme zu versorgen.

planten Verbundperimeters eine attraktive Alternative zu deren Öl- und Gasfeuerungen.

Für die Gemeinde besonders erfreulich ist die Zusage von Primeo Energie, auch die Liegenschaften des unter Denkmalschutz stehenden Dorfkerns an den Wärmeverbund anzuschliessen, wo Einzellösungen teilweise enorm schwierig umsetzbar sind. Auch dies ist ein herausragender Beleg für das gegenseitige Verständnis in dieser partnerschaftlichen Zusammenarbeit.

ES GEHT WEITER!

Mit dem Bau des Wärmeverbunds «Bachgraben» werden nicht nur die Wärmeverbunde in Allschwil ökologischer. Zusammen mit dem Wärmeverbund «Schulzentrum Neuallschwil» trägt er massgebend dazu bei, den Anteil der fossilen Wärmeenergien im Gemeindegebiet zu reduzieren. Dabei hat die Gemeinde sehr viel Hoffnung und Erwartungen an die Entwicklung des Masterplans «Binningerstrasse», nachdem der Allschwiler Soverän dem Teilzonenplan Binningerstrasse zugestimmt hat. In diesem 28 Hektaren grossen Entwicklungsgebiet soll nebst der gewerblichen Nutzung zukünftig auch attraktiver Wohnraum für rund 1'500 Einwohner entstehen. Die Entwicklungsstrategie der Gemeinde verfolgt das Ziel, auch hier einen grossen Wärmeverbund mit Erdwärmesonden als zentraler Energiequelle aufzubauen.

Dank des Baus der beiden beschriebenen Wärmeverbunde und der geplanten Entwicklung entlang der Binningerstrasse ist Allschwil für die Erreichung der Klimaziele 2050 im Wärmebereich sehr gut aufgestellt. Die Projekte eröffnen auch Primeo Energie neue Möglichkeiten, die noch verbliebenen fossilen Wärmeerzeuger zu ersetzen. Durch eine hydraulische Vernetzung der einzelnen Verbunde könnten Synergien genutzt, Lastspitzen ausgeglichen, Redundanzen geschaffen und die Versorgungssicherheit erhöht werden. Die Machbarkeit dieses Konzepts wird derzeit in einer umfassenden Studie geprüft.

KENNZAHLEN

Wärmeverbund Neuallschwil (NEA)	in Betrieb seit 2021
Angeschlossene Liegenschaften (2025):	44
Wärmeerzeugung NEA:	ca. 6 GWh/a erneuerbar
Abwärmeanteil Hallenbadlüftung:	ca. 7%
Fossiler Anteil (8 Verbunde):	von >80% auf ~50% reduziert
Wärmeverbund Bachgraben (BGA):	Baugesuch eingereicht; Baubeginn Herbst 2027
Erzeugerleistung BGA:	>6 MW erneuerbar (Holzkessel + 1 MW WP)
Ziel Anschlüsse BGA bis 2035:	193 weitere Liegenschaften
Wärmeverbund Binningerstrasse (BBA8):	in Planung; Erdwärmesonden als Energiequelle

Die Geschichte des Schulzentrums Neuallschwil zeigt, dass erfolgreiche Energieprojekte oft nicht mit einem Generalplan beginnen, sondern mit einer konkreten Herausforderung. Entscheidend ist, bestehende Projekte als Chance zu nutzen und sie mit einer langfristigen Energieplanung zu verbinden. Genau dieses Zusammenspiel aus kommunaler Strategie, technischem Know-how und einer partnerschaftlichen Zusammenarbeit mit Primeo Energie bildet heute die Grundlage für die Wärmewende in Allschwil.

Bei all den Erfolgen bei der Dekarbonisierung ist es der Gemeinde gleichwohl sehr wichtig, die Energieeffizienz der Gemeindeliegenschaften zu optimieren. Sie hat deshalb für sämtliche Liegenschaften eine Zustandsanalyse und einen GEAK Plus-Bericht mit konkreten Modernisierungsschritten zur Energieeinsparung ausarbeiten lassen. Zusammen mit Immobilienmanagement Stratus verfügt Allschwil damit über beste Voraussetzungen, um bauliche und energetische Sanierungen optimal zu planen und dabei die CO₂-Emissionen gezielt berücksichtigen zu können. ■



Wärmeverbund Hohrain: Von der Holzfeuerung zur sektorgekoppelten Energieplattform

Pascal Peter

GUNEP AG

AUSGANGSLAGE

Die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung zählt zu den zentralen Herausforderungen der Schweizer Energiewende. Rund die Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs entfällt auf Wärmeanwendungen, die heute noch überwiegend fossil gedeckt werden. Vor diesem Hintergrund wurde die Wärmeverbund Hohrain AG gegründet, um in den Gemeinden Mattstetten und Urtenen-Schönbühl eine nachhaltige, zukunftsfähige Energieinfrastruktur auf Basis erneuerbarer Energieträger aufzubauen.

Steigende Netznutzungskosten, sinkende Einspeisevergütungen für Solarstrom und die zunehmende Elektri-

fizierung verändern jedoch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Energieprojekte grundlegend. Um darauf zu reagieren, plant das Projekt die schrittweise Integration eines Batteriespeichers sowie einer Power-to-Heat-Anlage (P2H). Damit entsteht ein sektorgekoppeltes System, das lokal erzeugten Solarstrom möglichst vollständig innerhalb des eigenen Energiesystems nutzt.

ENERGIEKONZEPT & SEKTORKOPPLUNGSLOGIK

Das Projekt basiert auf dem Prinzip der Sektorkopplung: Strom- und Wärmeerzeugung werden nicht isoliert betrachtet, sondern innerhalb eines gemeinsamen Systems optimiert. Die Grundlast übernimmt eine Holzschnitzelfeuerung mit 1'650 kW, ergänzt durch eine Rauchgaskondensationsanlage zur Wärmerückgewinnung. Eine Solarthermieanlage mit 780 m² Kollektorflä-

che deckt den Bedarf in den Sommermonaten, während eine Photovoltaikanlage mit 330 kWp den Strombedarf der Energiezentrale speist.

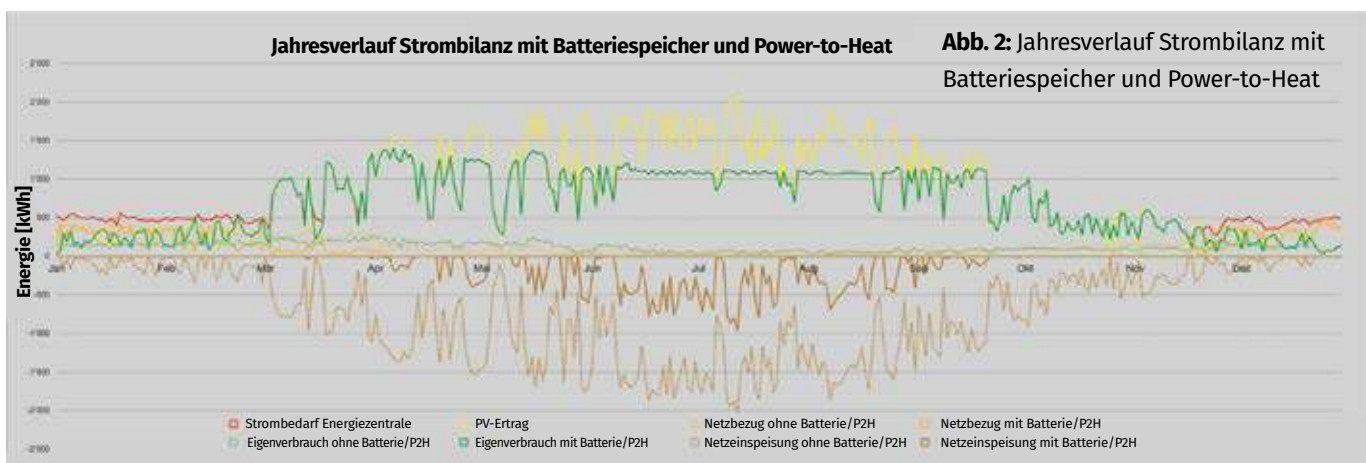
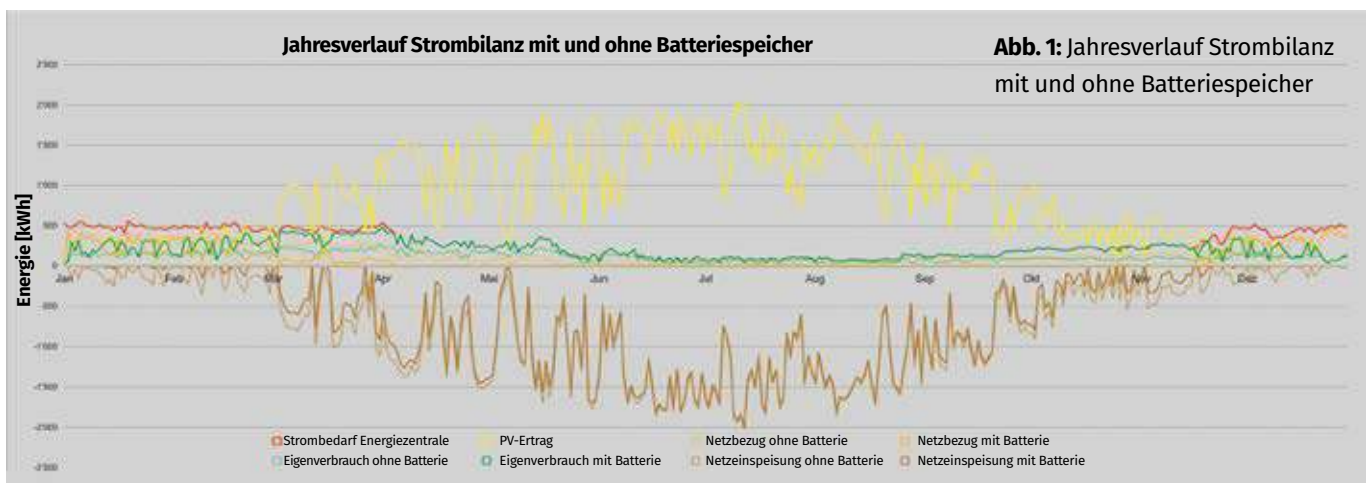
Der Ausbau erfolgt in zwei Schritten: Ein Batteriespeicher (200 kWh, geplant) erhöht zunächst den zeitlichen Eigenverbrauch und reduziert den Netzstrombezug. In einer zweiten Stufe wandelt eine Power-to-Heat-Anlage (160 kW, geplant) überschüssigen Solarstrom direkt in Wärme um und speichert diese im 120'000-Liter-Wärmespeicher. So wird lokal erzeugter Strom nicht mehr primär ins Stromnetz exportiert, sondern unmittelbar im System verwertet.

EIGENVERBRAUCH ALS WIRTSCHAFTLICHKEITSFAKTOR

Die Photovoltaikanlage produziert jährlich rund 305 MWh Solarstrom, während der Eigenverbrauch der Energiezentrale lediglich 102 MWh beträgt. Heute liegt

der Eigenverbrauchsanteil bei 14 % (42 MWh) — der überwiegende Teil des erzeugten Stroms fließt ins Stromnetz. Der Batteriespeicher erhöht diesen Wert auf rund 25 % (75 MWh) und deckt den Strombedarf der Anlage zwischen April und November weitgehend durch Photovoltaik ab. Im Winter wird der erzeugte Solarstrom bereits heute vollständig selbst genutzt (Abb. 1).

Den entscheidenden Sprung bringt das Power-to-Heat-System: Es ermöglicht einen Eigenverbrauch von rund 84 % (257 MWh), indem es sommerliche Überschüsse direkt in Wärme für das Wärmenetz umwandelt. Gleichzeitig reduziert es Einspeisespitzen, was die Umsetzung des TOP40-Modells der Netzbetreiberin Elektra Gegenstorf ermöglicht, ohne wesentliche wirtschaftliche Einbussen für die Hohrain AG (Abb. 2). Die Kopplung von Solarstrom und Wärmeversorgung schafft so einen doppelten Mehrwert: höhere Eigenversorgung und entlastetes Stromnetz.





KENNZAHLEN	
Holzschnitzelkessel	1,650 kW
Wärmespeicher	120,000 Liter
Solarthermie	780 m ² Kollektorfläche
Photovoltaik	330 kWp / 1,624 m ² Modulfläche
PV-Jahresertrag	ca. 305 MWh
Strombedarf Energiezentrale	102 MWh/Jahr
Eigenverbrauch heute	14 % (42 MWh)
Eigenverbrauch mit Batterie (geplant)	25 % (75 MWh)
Eigenverbrauch mit Batterie + P2H (geplant)	84 % (257 MWh)
Batteriespeicher	200 kWh (geplant)
Power-to-Heat-Anlage	160 kW (geplant)
CO ₂ -Einsparung	ca. 1,600 t/Jahr
Standort	Mattstetten / Urtenen-Schönbühl BE
Netzbetreiberin	Elektra Jegenstorf

BETEILIGTE & STANDORT

Die Energiezentrale befindet sich in Mattstetten und versorgt über ein Wärmenetz Wohn-, Gewerbe- und Industriebauten in Urtenen-Schönbühl. Initiatorin und Eigentümerin ist die Hohrain AG; Planung und Realisierung der Energiezentrale, Photovoltaikanlage und thermischer Solaranlage erfolgten durch die GUNEP AG. Weitere Partner sind die Gemeinden Mattstetten und Urtenen-Schönbühl, regionale Bauunternehmen sowie die Genossenschaft Elektra Jegenstorf als Netzbetreiberin.

NUTZEN & HERAUSFORDERUNGEN

Der Wärmeverbund ersetzt fossil betriebene Heizsysteme und vermeidet dadurch rund 1'600 Tonnen CO₂ pro Jahr. Die Nutzung regionaler Holzressourcen stärkt die lokale Wertschöpfung, und die steigende Eigenversorgung reduziert die Abhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz. Gleichzeitig wird das Stromnetz durch die Reduktion sommerlicher Einspeisespitzen spürbar entlastet.

Die grössten Herausforderungen lagen in der technischen Integration verschiedener Energie- und Speichersysteme sowie in der Koordination der zahlreichen Projektbeteiligten. Die erste Ausbautetappe befindet sich erfolgreich im Betrieb; Batteriespeicher und Power-to-Heat-Anlage sind in Planung.

LESSONS LEARNED & REPLIKATIONSPOTENZIAL

Das Projekt Wärmeverbund Hohrain zeigt, dass eine moderne Energieinfrastruktur weit über die Bereitstellung erneuerbarer Wärme hinausgeht. Den grössten Mehrwert schafft die Kopplung von Strom-, Wärme- und Speichertechnologien: Der Eigenverbrauch von Solarstrom wird zum zentralen wirtschaftlichen Erfolgsfaktor.

Das Konzept besitzt ein hohes Replikationspotenzial für Gemeinden, Agglomerationen und Industrieareale mit ähnlichen Rahmenbedingungen — insbesondere dort, wo geeignete Dachflächen, regionale Biomasse und eine ausreichende Wärmedichte vorhanden sind. ■



Effiziente Verdichtung urbaner Ladeinfrastruktur: Netzdienliches DC-Ladekonzept für kommunale Flotten und den öffentlichen Raum

Daniel Meier

EVTEC AG

HINTERGRUND & MOTIVATION

Viele Schweizer Städte und Gemeinden stehen bei der Umsetzung ihrer kommunalen Richtpläne Energie und Klimaschutzziele vor einer Doppelbelastung: Einerseits gilt es, die eigenen Kommunalfahrzeuge (Werkhof, Entsorgung, Verwaltung) rasch zu elektrifizieren. Andererseits wächst der Druck seitens der Bevölkerung, im verdichteten öffentlichen und halb-öffentlichen Raum leistungsfähige Ladeinfrastruktur bereitzustellen — insbesondere für Bewohnerinnen und Bewohner ohne eigene Lademöglichkeit.

Konventionelle Ansätze scheitern im urbanen Kontext häufig an drei typischen Hürden: Historisch gewachsene Verteilnetze in Wohnquartieren bieten kaum Reserven für ungesteuerte Gleichzeitigkeiten; massive Transformatorstationen oder sperrige Ladesäulen treffen auf engen öffentlichen Grund; und hohe Tiefbau- und Netzanschlusskosten schrecken Gemeinden ab, wenn die Auslastung in der Anfangsphase noch schwankt.

Dieses Referenzkonzept der EVTEC AG zeigt auf, wie Städte und Gemeinden durch den gezielten Einsatz

von kompakten, intelligent gesteuerten DC-Ladelösungen sowohl den eigenen Fuhrpark als auch die öffentliche Ladeinfrastruktur kosteneffizient und flächensparend in das lokale Energiesystem integrieren können.

ENERGIEKONZEPT & SEKTORKOPPLUNGSLOGIK

Das Energiekonzept basiert auf einer zeitlich und funktionell gestaffelten Mehrfachnutzung derselben Infrastruktur sowie der intelligenten Verknüpfung von kommunaler PV-Erzeugung, Gebäudelasten und Mobilität.

Die Integrationslogik umfasst drei zentrale Säulen: Tagsüber nutzen kommunale Dienstfahrzeuge und das Gewerbe die Ladeinfrastruktur für schnelle Zwischenladungen (Opportunity Charging); in den Abend- und Nachtstunden stehen dieselben Ladepunkte der Quartierbevölkerung als Nachtladepplatz zur Verfügung. Auf öffentlichen Dächern installierte Photovoltaikanlagen speisen ihren Strom primär direkt in die DC-Ladestationen oder in angeschlossene Arealnetze ein. Das Ladesystem misst zudem in Echtzeit den Haus- bzw. Netzanschlusswert angrenzender kommunaler Bauten und passt die verfügbare Ladeleistung dynamisch so an, dass der bestehende Netzanschluss zu 100 % ausgelastet, aber niemals überlastet wird.

TECHNISCHE KOMPONENTEN

Erzeugung: Kommunale PV-Anlagen auf Werk- und Schulhausdächern mit einer kalkulierten Leistung von ca. 250 bis 300 kWp.

Ladeinfrastruktur: Platzeffiziente EVTEC DC-Schnellladestationen (crema&charge / cappuccino&charge) mit Leistungen von 50 kW bis 100 kW. Die Leistungselektronik zeichnet sich durch einen minimalen Footprint aus, wodurch die Systeme auch auf engem öffentlichem Grund oder direkt an Gebäudewänden installiert werden können. Dynamisches Power-Sha-

ring ermöglicht die flexible Bedienung von zwei Fahrzeugen gleichzeitig an einem Ladepunkt.

Steuerung und Software: Anbindung über OCPP 2.0.1 an das städtische Energiemanagementsystem und das vorgelagerte Backend des Ladenetzbetreibers. Integration von Schnittstellen zur Eichrechts- und Tarifabwicklung für die öffentliche Nutzung sowie zur automatisierten Abrechnung interner Flottenfahrzeuge.

STANDORT & RAHMENBEDINGUNGEN

Das Modell ist gezielt für verdichtete Zentren von Schweizer Städten und Mittelland-Gemeinden konzipiert — urbane Quartiere mit Mischnutzung aus Gewerbe, Verwaltung und Wohnen. An solchen Standorten würde eine herkömmliche Schnellladesäule eine kostenintensive Aufrüstung der örtlichen Trafostation erfordern. Durch die Wahl einer dynamisch geregelten EVTEC DC-Ladelösung mit integriertem Lastmanagement kann das System direkt an den bestehenden Netzanschluss eines kommunalen Werkhofs oder Verwaltungsgebäudes angebunden werden.



BETEILIGTE AKTEURE

Eigentümerin / Initiatorin: Gemeinde oder Stadtverwaltung (Departement Bau und Umwelt, Tiefbauamt).

Energieversorger: Lokales Elektrizitätswerk als Betreiber der Netzinfrastruktur und Abrechnungspartner.

Technologiepartner: EVTEC AG (Entwicklung, DC-Hardware, Leistungselektronik und Schnittstellenintegration).

Projektiertung / Installation: Regionaler Elektroinstallations- und Netzbaupartner.

AKTUELLER STAND

Das technologische Modell sowie die Ansteuerungslogik über OCPP 2.0.1 sind seitens EVTEC AG vollständig entwickelt und validiert. Die Hardware-Komponenten stehen als Seriengeräte zur Verfügung. Das Konzept dient aktuell als praxiserprobte Blaupause zur Umsetzung erster Pilot- und Rollout-Projekte in Zusammenarbeit mit Schweizer Gemeinden und regionalen Energieversorgern.

KENNZAHLEN	
Geplante PV-Leistung	ca. 280 kWp (auf kommunalen Dächern)
Max. DC-Ladeleistung	100 kW (dynamisch geregelt)
Prognostizierte Netzausbau-Einsparung	ca. CHF 100,000 bis 140,000
PV-Eigennutzung im Areal	von ca. 35 % auf über 65 %
Auslastung Ladeinfrastruktur	bis zu 12–14 Stunden/Tag
CO ₂ -Reduktion	ca. 85 bis 100 t/Jahr
CAPEX (Ladeinfrastruktur & Anbindung)	ca. CHF 140,000
Amortisationszeit	ca. 5.5 bis 6.5 Jahre

WIRTSCHAFTLICHE EINORDNUNG

Der Business Case unterscheidet sich grundlegend von rein kommerziellen Lade-Hubs. Die Wirtschaftlichkeit entsteht durch die Synergie aus drei Effekten: Das intelligente Lastmanagement verhindert teure Tiefbauarbeiten und Netzerweiterungen. Die Umstellung von Diesel- und Benzin-Kommunalfahrzeugen auf Strom aus eigenen PV-Anlagen reduziert die Betriebskosten der Flotte signifikant. Durch die Freigabe der Ladepunkte für die Bevölkerung in Randzeiten werden Deckungsbeiträge erzielt, welche die laufenden Betriebskosten der Anlage kompensieren.

NUTZEN & HERAUSFORDERUNGEN

DDC-Schnellladen wird auch an standorttechnisch schwierigen Netzknoten ohne langwierige Bewilligungsverfahren möglich. Dank der kompakten Bauform der EVTEC-Systeme geht kein wertvoller öffentlicher Raum verloren. Das System kann bei wachsendem Flotten- oder Publikumsbedarf modular um weitere Ladepunkte ergänzt werden.

Die zentralen Herausforderungen liegen in der organisatorischen Koordination der Nutzungszeiten zwischen Gemeindewerken und der Öffentlichkeit sowie in der sauberen messtechnischen und buchhalterischen Trennung von internem Flottenstrom und öffentlichem Ladeverkauf.

LESSONS LEARNED & REPLIKATIONSPOTENZIAL

Gemeinden müssen Ladeinfrastruktur nicht als isolierte Bauten betrachten, sondern als integralen Bestandteil der kommunalen Areal-Energieversorgung. Kompakte DC-Ladelösungen schlagen die Brücke zwischen schnellen Ladezeiten und netzschonendem Betrieb. Ein Schlüsselfaktor ist das Zusammenspiel von Standard-Schnittstellen (OCPP), welche die Anbindung an städtische Leitsysteme garantieren. ■

Ebene: Kanton

Auf kantonaler Ebene erfordert der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien eine vorausschauende Koordination: Ohne sie drohen den Stromnetzen kostspielige und ineffiziente Ausbauten. Durch die Abstimmung grosser Verbraucher, Mobilitätsdrehscheiben, Wärmenetze, Speicheranlagen und Erzeugungsstandorte können Kantone den Transportbedarf senken, unnötige Netzinvestitionen vermeiden und Synergien über die Sektoren hinweg nutzen. Ihre Rolle geht über das Setzen von Rahmenvorgaben hinaus: Indem sie die Energieplanung in die Raumentwicklung einbetten und die Zusammenarbeit zwischen Gemeinden, Versorgern und Industrie steuern, sorgen Kantone dafür, dass die Energiewende kosteneffizient und systemweit umgesetzt wird.



Klimaneutrale Tourismusregion Berner Oberland – Ost: Förderung der umweltfreundlichen E-Mobilität



Ulrich Nyffenegger, Kanton Bern

Roger Walther, EBP Schweiz AG

Alina von Allmen, Regionalkonferenz Oberland-Ost

HINTERGRUND & MOTIVATION

Das Projekt ist für die Tourismusregion Berner Oberland von zentraler Bedeutung. Mobilität ist neben der Wärmeerzeugung der grösste Emissionsfaktor in der Region Oberland-Ost und verursacht rund 38 % der

regionalen CO₂-Emissionen. Gleichzeitig ist die Region topografisch anspruchsvoll, die Siedlungsstruktur ist dezentral und die Strassen sind insbesondere zu Spitzenzeiten stark belastet. Klimafreundliche Mobilitätslösungen können daher einen mehrfachen Nutzen



stiften: Sie reduzieren Emissionen, entschärfen Verkehrsengpässe und stärken die Zukunftsfähigkeit der Tourismusregion. Im Rahmen des Projekts arbeiten private Unternehmen, Energieversorger und Tourismusakteure in den Gemeinden zusammen. Ziel ist es, praxistaugliche Lösungen für die E-Mobilität zu entwickeln und aufzuzeigen, die auch für weitere Tourismusregionen in den Schweizer Bergen wegweisend sein können.

EENERGIEKONZEPT & SEKTORKOPPLUNGSLOGIK

Das Projekt schafft die Grundlage für die Umsetzung. Es identifiziert geeignete Standorte für Schnell- und Langsamladeinfrastruktur zur Förderung der E-Mobilität in den 28 Gemeinden im Berner Oberland und prüft an fünf priorisierten Standorten die Umsetzung von E-Ladestationen mit Solarenergie und Batteriespeichern. Voraussetzung der Standorte sind folgende Kriterien: hohes Verkehrsaufkommen, gute Erreichbarkeit, ausreichend Parkplätze, zuverlässige Stromversorgung mit Netzanschluss und geplante oder bestehende Solaranlagen. Ziel ist es, die Elektrifizierung des Verkehrs zu fördern und lokal produzierten Solarstrom über die lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) für die E-Ladestationen zu nutzen.

TECHNISCHE KOMPONENTEN

Zu den zentralen technischen Komponenten gehören der gezielte Ausbau der Ladeinfrastruktur im Berner Oberland Ost, die Elektrifizierung des öffentlichen Verkehrs und die verstärkte Nutzung von lokal produziertem Solarstrom für Mobilitätsanwendungen in einer Tourismusregion. Ergänzend wird der Einsatz von Batterien geprüft, da Skalierung, technologische Weiterentwicklung und sinkende Kosten durch industrielle Massenfertigung die Wirtschaftlichkeit in den kommenden Jahren verbessern dürften. Für die privaten Unternehmen werden tragfähige Geschäftsmodelle erarbeitet; zugleich werden die rechtlichen und organisatorischen Grundlagen für die LEG aufgebaut.

STANDORT & RAHMENBEDINGUNGEN

Die Region Berner Oberland – Ost umfasst 28 Gemeinden mit rund 48'000 Einwohnerinnen und Einwohnern; rund 40 % davon leben im Raum Interlaken. Meiringen ist das zweitgrösste regionale Zentrum. Der Tourismus ist mit etwa 5,5 Millionen Übernachtungen pro Jahr ein zentraler Wirtschaftsfaktor. Gleichzeitig führen die anspruchsvolle Topografie und die dezentrale Siedlungsstruktur zu langen Verkehrswegen und überlasteten Strassen in Spitzenzeiten. Neue Mobilitätslösungen,

E-Ladeinfrastruktur und Solarenergie werden bisher erst begrenzt genutzt.

BETEILIGTE AKTEURE

Das Projekt wird von der Regionalkonferenz Oberland-Ost geleitet und von der Wyss Academy for Nature, dem Amt für Umwelt und Energie des Kantons Bern sowie vom Bundesamt für Energie finanziell unterstützt. Die Teilprojekte werden gemeinsam mit den Gemeinden, dem Kanton Bern, Seilbahnbetrieben wie Jungfrau Bahnen und Rothornbahn, Energieversorgungsunternehmen wie IBI und BKW sowie regionalen Unternehmen wie Ballenberg und Aareschlucht umgesetzt. Für die Projektorganisation und -koordination ist EBP verantwortlich.

AKTUELLER STAND: ZWEI TEILPROJEKTE

Für die 28 Gemeinden im Berner Oberland Ost wurde in einem ersten Schritt eine datenbasierte und koordinierte Planung zur E-Ladeinfrastruktur erarbeitet. Ziel war es, potenzielle Standorte für Schnell- und Langsamladestationen zu identifizieren, die Infrastruktur bedarfsgerecht zu dimensionieren und regional aufeinander abzustimmen. Dazu wurden Prognosen zur Entwicklung der Elektromobilität und des Verkehrsverhaltens erstellt, der künftige Ladebedarf analysiert und geeignete Standorte für Schnellladehubs bestimmt. Die Ergebnisse wurden gemeinsam

mit den beteiligten Akteuren validiert und angepasst. Das koordinierte Vorgehen schafft Synergien und ermöglicht einen wirtschaftlichen Betrieb der E-Ladestationen.

In einem zweiten Schritt wurden auf Basis der regionalen Planung fünf Teilprojekte identifiziert und zwei davon vertieft:

Regionale E-Mobilitäts-Hubs Bödeli (Interlaken) und Brienz-Haslital: In den Regionen Interlaken (Bödeli), Brienz und Meiringen sollen zukunftsweisende E-Mobilitäts-Hubs entstehen. Bestehende Parkhäuser und Parkplätze – etwa beim Parkplatz Bödeli, bei der Briener Rothorn Bahn oder beim Freilichtmuseum Ballenberg – werden mit Solaranlagen sowie Schnell- und Normalladestationen ausgestattet. Der erzeugte Solarstrom wird über lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) direkt vor Ort als Ladestrom genutzt und vermarktet.

E-Ladestationen im Oberland-Ost und LEG für Wohnungsbesitzer in Wengen und Mürren: Ein Schwerpunkt liegt auf dem Parkhaus Lauterbrunnen, dem zentralen Zugangspunkt zu den autofreien Terrassendörfern Wengen und Mürren. Dort soll die Ladeinfrastruktur mit Schnell- und Normalladestationen ausgebaut werden – nutzbar für Einheimische, Gäste



und Zweitwohnungsbesitzer. Über eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft (LEG) sollen Immobilienbesitzer überschüssigen, selbst produzierten Solarstrom von den Terrassen über die Ladeinfrastruktur im Talboden nutzen oder vermarkten.

WIRTSCHAFTLICHE EINORDNUNG

Die ersten Ergebnisse zeigen, dass E-Ladestationen an geeigneten Standorten mit Solarstrom angesichts der hohen Touristenzahlen wirtschaftlich betrieben werden können. Je nach betrachteter Option liegen die Amortisationszeiten zwischen fünf und sieben Jahren. Zusätzliche Subventionen im Kanton Bern verkürzen diese weiter.

Die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells wird durch folgende zentrale Kriterien beeinflusst: Verkehrsaufkommen und Nachfrage nach E-Ladestationen, Stromtarife, Netzstromkosten sowie Investitionen in Infrastruktur, Netzanschlüsse und Tiefbau.

NUTZEN & HERAUSFORDERUNGEN

Das Projekt leistet einen Beitrag zur klimaneutralen Mobilität in der Tourismusregion Berner Oberland-Ost. Der Umstieg auf E-Mobilität steigert die Energieeffizienz deutlich und kann bereits bei einer Verlagerung von 1 Mio. Fahrzeugkilometern pro Jahr rund 300 bis 400 MWh fossile Energie einsparen. Durch die Verbindung von Ladeinfrastruktur, Photovoltaik, Batteriespeichern und lokalen Elektrizitätsgemeinschaften wird erneuerbarer Strom vor Ort genutzt, regionale Wertschöpfung geschaffen und die touristische Infrastruktur gestärkt. Gleichzeitig sinken die CO₂-Emissionen im Verkehr, neue Geschäftsmodelle entstehen und die Region positioniert sich als innovative Pilotregion für nachhaltige Mobilitätslösungen.

Die Umsetzung erfordert eine enge Koordination zwischen Gemeinden, Energieversorgern, Tourismusakteuren, Infrastrukturbetreibern und privaten Eigentümerinnen und Eigentümern. Zentrale Her-



ausforderungen sind geeignete Standorte, neue Geschäftsmodelle, regulatorische Fragen rund um lokale Elektrizitätsgemeinschaften sowie die Akzeptanz bei Bevölkerung und Gästen.

LESSONS LEARNED & REPLIKATIONSPOTENZIAL

Interdisziplinäre Teams sind entscheidend: Erfolgreiche Projektteams bündeln Kompetenzen in Photovoltaik, Ladeinfrastruktur sowie rechtlichen, regulatorischen und organisatorischen Fragen. So lassen sich Schnittstellen klären und Fachbereiche wirksam verbinden.

DC-Ladestationen räumlich differenziert planen: Da Ladepreise je nach Betreiber stark variieren, braucht es eine Analyse über Gemeinde-, Regions- und Kantons Grenzen hinweg. Nur so lassen sich Nachfrage, Wettbewerb und geeignete Standorte fundiert beurteilen.

Ausschreibungen frühzeitig einsetzen: Anforderungen an Abrechnungssysteme, Zuständigkeiten, Datenzugriff und Kosten sollten bereits in der Ausschreibung eindeutig definiert werden. Zudem ermöglichen Ausschreibungen den transparenten Vergleich geeigneter Technologie-, Backend- und Abrechnungspartner. ■

Ebene: Region

Regionale Initiativen zeigen, wie komplementäre erneuerbare Quellen, intelligenter Systembetrieb und angewandte Erprobung dazu beitragen, resiliente Energiesysteme aufzubauen, noch bevor sie im grossen Massstab zum Einsatz kommen. Statt einzelne Technologien hervorzuheben, liegt der Fokus auf dem Zusammenspiel verschiedener Quellen, der Integration von Flexibilität und der Fähigkeit, aus dem realen Betrieb praktische Erkenntnisse zu gewinnen.





Ein Artikel über KI, illustriert von KI — abstrakte Visualisierung, von KI aus dem vollständigen Text dieses Artikels generiert.

Von der KI um das Netz zur KI im Netz

VON DER KI, DIE WERKZEUGE BAUT,
ZUR KI, DIE SELBST ZUM WERKZEUG WIRD

Laurent Raeber, Swiss Energypark
Prof. Rahul Gupta, EPFL

Künstliche Intelligenz verändert den Energiesektor auf eine Weise, die weit über Automatisierung hinausgeht. In den letzten zwei Jahren hat sie drei aufeinanderfolgende Grenzen überschritten. Zunächst lernte sie, Ingenieursoftware zu entwickeln. Dann lernte sie, immer komplexere analytische Arbeitsabläufe zu koordinieren. Heute beginnt sie, die Physik des Stromnetzes selbst zu erlernen. Jeder Schritt erweitert die Rolle der KI — und verändert dabei die Arbeit von Ingenieurinnen und Ingenieuren. Diese drei Ebenen ersetzen einander nicht: Sie koexistieren

und reifen in unterschiedlichem Tempo — die erste ist bereits gängige Praxis, die zweite wird an realen Systemen demonstriert, und die dritte bleibt eine Forschungsgrenze.

Diese Entwicklung ist beim Swiss Energypark bereits spürbar. Die Infrastruktur sammelt jährlich nahezu 400 Millionen Messungen aus realen Energiesystemen. In diesem Massstab besteht die Herausforderung nicht mehr darin, mehr Daten zu beschaffen, sondern darin, nützliches Wissen schnell genug zu extrahieren, um Entscheidungen zu unterstützen. KI verändert zunehmend, wie dies gelingen kann.

KI LERNT ZUNÄCHST, WERKZEUGE ZU BAUEN

Die erste Transformation war kaum sichtbar. Sie betraf nicht das Netz selbst, sondern die Art und Weise, wie Ingenieurinnen und Ingenieure Software entwickeln. Anstatt mühsam jede Codezeile zu schreiben, beschreiben sie zunehmend, was sie erreichen wollen. Grosse Sprachmodelle generieren die Software, schlagen Architekturen vor, schreiben Tests und korrigieren sogar ihre eigenen Fehler. Mit dem Aufkommen des agentischen Programmierens agiert KI nicht mehr als Coding-Assistent, sondern als Mitarbeiterin, die unter menschlicher Aufsicht wesentliche Teile des Entwicklungsprozesses übernehmen kann.

Der Swiss Energypark hat diesen Ansatz für die Entwicklung seiner eigenen Datenplattform übernommen. In wenigen Wochen wurde eine sichere Drei-Schichten-Architektur zusammengestellt, die Zeitreihenmessungen, Analysedienste und geografische Informationen verbindet und Anwendungen von der Quartierslastprognose über Wärmepumpen-Einsatzszenarien bis hin zur Analyse lokaler Elektrizitätsgemeinschaften unterstützt. KI hat das Stromsystem nicht analysiert — sie hat die Entwicklung der Werkzeuge beschleunigt, die zu seinem Verständnis notwendig sind.

DANN LERNT KI, DIE WERKZEUGE ZU BEDIENEN

Als Software selbst einfacher zu entwickeln wurde, verlagerte sich der nächste Engpass anderswohin.

Der Betrieb eines modernen Stromnetzes erfordert die Verknüpfung zahlreicher spezialisierter Analysen: Lastflussberechnungen, Kontingenzstudien, Planungsszenarien, Zuverlässigkeitsbewertungen und Optimierungsmodelle. Jede stützt sich auf unterschiedliche Software, unterschiedliches Fachwissen und unterschiedliche Arbeitsabläufe. Zunehmend übernimmt KI die Verantwortung für die Koordination dieser Komplexität.

Anstatt jede Berechnung manuell zu starten, kann eine Ingenieurin oder ein Ingenieur eine Frage in natürlicher Sprache formulieren. Ein agentisches System zerlegt das Problem, wählt die geeigneten Simulationstools aus, führt die Analysen durch und stellt die Ergebnisse zu einer kohärenten Erklärung zusammen. Der Ingenieur ist nicht mehr mit der Verwaltung des Arbeitsablaufs selbst beschäftigt, sondern mit der Validierung und Interpretation seiner Schlussfolgerungen.

Ein Grundsatz bleibt jedoch fundamental: KI denkt; die Physik nicht. Jedes numerische Ergebnis stammt weiterhin aus vertrauenswürdigen Simulationstools, deren physikalische Gültigkeit gut etabliert ist. KI ersetzt diese Modelle nicht — sie beseitigt die Reibung um sie herum und macht anspruchsvolle Analysen dramatisch schneller und einfacher durchführbar.

Für Infrastrukturen wie den Swiss Energypark bedeutet dies einen tiefgreifenden Wandel. Studien, die heute mehrere Tage Ingenieuraufwand erfordern, könnten bald automatisch in Minuten abgeschlossen werden — Nachfrageprognosen und Elektrifizierungsszenarien in einem einzigen Denkprozess kombinierend.

Das GRID-ESS Lab der EPFL hat ein agentisches KI-Framework demonstriert, das ein lokal eingesetztes grosses Sprachmodell (LLM) mit einer auf Stromsystemphysik basierenden Retrieval-Augmented-Generation-(RAG-)Wissensbasis integriert. Über Anweisungen in natürlicher Sprache kann das Framework autonom Stromsystemstudien formulieren und durchführen, einschliesslich Lastflussanalyse, Kontingenzanalyse und optimaler Lastfluss.

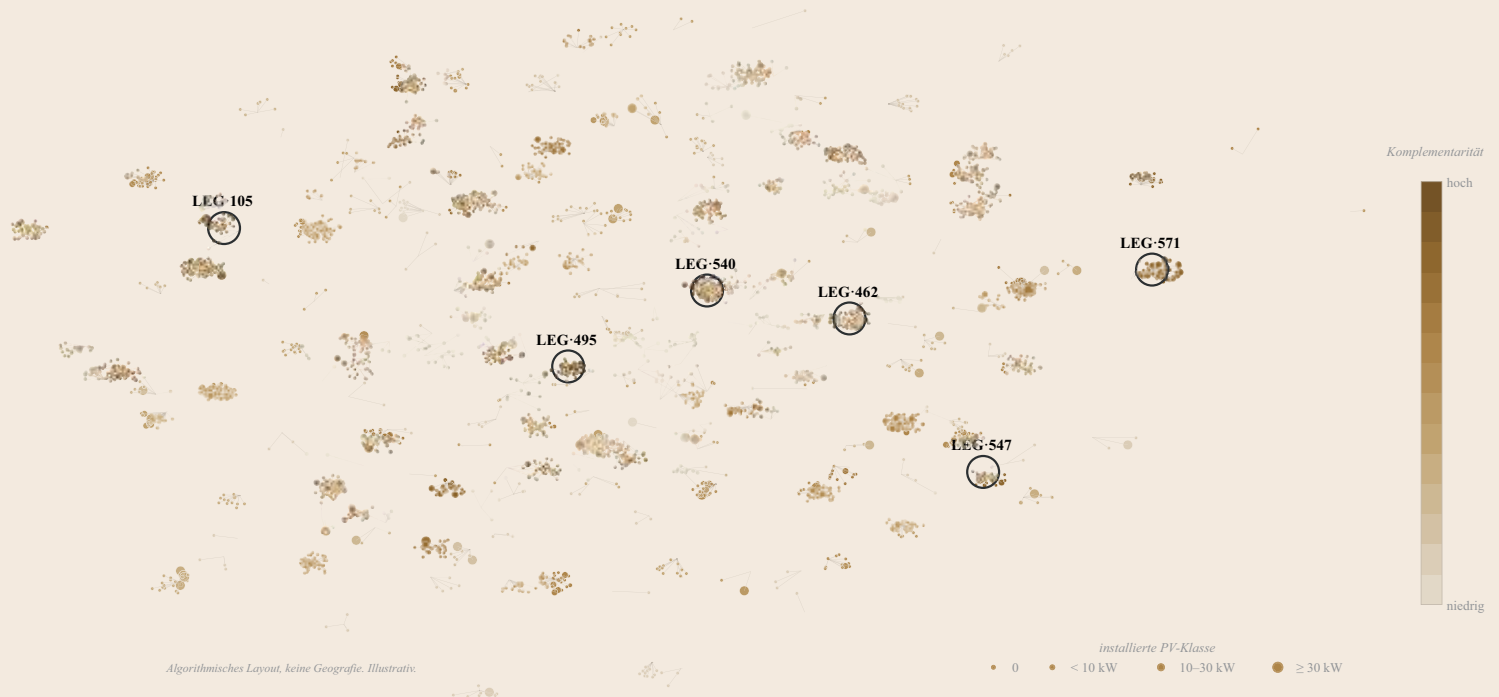
JETZT VERSCHIEBT SICH DIE GRENZE: DAS NETZ IN DER KI

Bis vor Kurzem war die Beziehung zwischen KI und dem Netz klar: KI umgab die physikalischen Modelle. Sie generierte Software, koordinierte Simulationen und half Ingenieurinnen und Ingenieuren, die Ergeb-

LOKALE ELEKTRIZITÄTSGEMEINSCHAFTEN

Komplementarität kartieren

235 LEG · Farbe = Komplementaritätsindex · Grösse × installierte PV-Klasse



Die Analyse der lokalen Elektrizitätsgemeinschaften im grossen Massstab: die 235 möglichen LEG des Swiss Energypark, kartiert nach der Komplementarität ihrer Produktions- und Verbrauchsprofile. Vorarbeit, illustrative Werte.

nisse zu verstehen, während das eigentliche Wissen über das elektrische System in konventionellen numerischen Lösern eingebettet blieb.

Diese Unterscheidung beginnt nun zu verschwimmen.

Eine neue Generation von Basismodellen wird direkt auf Stromsystemtopologien und Betriebsdaten trainiert. Anstatt die grundlegenden Gleichungen wiederholt zu lösen, erlernen diese Modelle das physikalische Verhalten selbst und können Lösungen in Millisekunden statt in Minuten approximieren. Die Konsequenz geht über schnellere Berechnungen hinaus: Sie verändert den Massstab dessen, was Ingenieurinnen und Ingenieure erkunden können.

Wenn eine einzelne Simulation Millisekunden kostet, vergleichen Ingenieure nicht mehr eine Handvoll

Szenarien — sie können Tausende erkunden. Planung und Betrieb beginnen zu konvergieren, und Echtzeit-Optimierung rückt von einer Ambition in den Bereich realistischer Ziele. Die Rolle des Ingenieurs entwickelt sich erneut: weg vom Produzieren von Berechnungen, hin zum Erkunden von Alternativen, Abwägen von Risiken und Treffen von Entscheidungen.

Dennoch bleiben zwei wesentliche Fragen unbeantwortet. Die erste betrifft physikalische Garantien. Ein konventioneller Löser garantiert, dass jede Lösung die physikalischen Gesetze des Netzes erfüllt — Spannungsgrenzen, thermische Beschränkungen und Systemstabilität sind konstruktionsbedingt eingehalten. Kann ein Modell, das diese Gesetze erlernt hat, dieselben Garantien bieten — insbesondere unter Betriebsbedingungen, die sich von denen in den Trainingsdaten unterscheiden?

Die zweite Frage betrifft die Verallgemeinerbarkeit und Anpassungsfähigkeit über Netze, Topologien, Betriebsbedingungen und Szenarien hinweg. Ein konventioneller Löser funktioniert für alle möglichen Netze, Topologien und Szenarien und erfordert kein Neutraining — anders als KI/ML-basierte Algorithmen, die bei einem neuen Netz, einer neu konfigurierten Topologie oder einer Verteilung von Betriebsbedingungen, die wesentlich vom Trainingsset abweicht, neu trainiert werden müssen.

Die Antwort auf diese beiden Fragen dürfte die nächste Generation intelligenter Stromsysteme definieren. Genau an dieser Grenze, wo maschinelles Lernen auf physikalische Garantien und Verallgemeinerbarkeit trifft, eröffnet die Schweizer Forschung nun eine ihrer vielversprechendsten Richtungen.

Jüngste Arbeiten des GRID-ESS Lab der EPFL zu topologieadaptiven Lernverfahren für Lastflüsse, wie modulare Gauss-Prozess-(GP-)Modelle, bieten einen Ansatz, der vielversprechende Leistung in Vorhersagegenauigkeit und Verallgemeinerbarkeit über Netztopologien, Szenarien und Betriebsbedingungen hinweg demonstriert hat [1]. Eine weitere Entwicklung sind hybride physikbasierte Lernmethoden, bei denen maschinelles Lernen den physikalischen Löser nicht vollständig ersetzt, sondern die Genauigkeit, Geschwindigkeit oder Durchführbarkeit vereinfachter, recheneffizienter Lastflussmodelle verbessert und grössere Interpretierbarkeit sowie potenziell stärkeren Transfer über Betriebsbedingungen und Netztopologien hinweg bietet [2].

Diese Entwicklungen konvergieren in entstehenden Basismodellen für Stromnetze wie den Initiativen Grid-FM und OpenGridFM, die eine breite Palette von Rechenaufgaben unterstützen sollen, darunter Lastfluss, optimaler Lastfluss, Zustandsschätzung, Kontingenztanalyse und Kraftwerkseinsatzplanung. Diese Basismodelle kombinieren graphbasierte Darstellun-

gen wie Graph Neural Networks (GNNs), Transformer-Architekturen und physikbasierte neuronale Netze (PINNs). GNNs nutzen die inhärente Graphstruktur von Stromsystemen, während PINNs physikalische Gleichungen und Beschränkungen in die Verlustfunktion während des Trainings integrieren und dadurch physikalisch kohärente Ergebnisse fördern.

Open-Access-Netzmodelle, synthetische Netzdaten und synthetische Zeitreihen erleichtern die Entwicklung dieser Modelle. Diese Ressourcen ermöglichen das Training von Modellen über eine viel breitere Palette von Systemgrössen, Parameterwerten, Betriebsbedingungen und Kontingenzen. Jüngste Forschungsarbeiten des GRID-ESS Lab der EPFL zur Generierung probabilistischer synthetischer Stromnetze mittels Bayesianischer Modelle sind in diesem Kontext besonders relevant [3]. Diese Arbeit stellt einen grossen offenen Datensatz bereit, der Schweizer Stromnetze repräsentiert, während die zugrundeliegende Methodik auch die Generierung synthetischer Netze für andere Regionen, darunter Europa, Asien und die USA, unterstützen kann. Die probabilistische Generierung dieser synthetischen Netze erfasst erhebliche Variationen in Topologie, Anlagenparametern, Nachfragemustern und Erzeugungsportfolios — wesentlich für das Training von Netz-Basismodellen, die über ein einzelnes System hinaus verallgemeinern und sich an bisher unbekannte Netzkonfigurationen und Betriebsbedingungen anpassen können. ■

References

- [1] Caetano, Henrique O., Carlos Dias Maciel, and Rahul K. Gupta. «Admittance Sensitivity-Informed Modular GP for Scalable Topology-Adaptive Power-Flow Learning.» *arXiv preprint arXiv:2606.03717* (2026).
- [2] Taheri, Babak, Rahul K. Gupta, and Daniel K. Molzahn. «Optimizing parameters of the lindistflow power flow approximation for distribution systems.» *IEEE Transactions on Smart Grid* (2025).
- [3] Caetano, Henrique O., Rahul K. Gupta, and Carlos D. Maciel. «bayesgrid: An Open-Source Python Tool for Generating Probabilistic Synthetic Transmission-Distribution Grids Using Bayesian Hierarchical Models.» *arXiv preprint arXiv:2603.04393* (2026).



BLS Schifffahrt: Von der elektrischen Flotte zur Energieplattform der Zukunft

Deniz Akman

BLS Schifffahrt AG

HINTERGRUND & MOTIVATION

Die Schweiz steht vor einer doppelten Herausforderung: Einerseits müssen fossile Energieträger im Verkehrssektor konsequent ersetzt werden. Andererseits steigt mit dem Ausbau von Photovoltaik, Elektromobilität und Wärmepumpen der Bedarf an Flexibilität im Stromsystem. Während die Diskussion häufig von neuen Kraftwerken, stationären Batteriespeichern oder Netzausbauten geprägt wird, stellt sich eine grundsätzliche Frage: Wie können bestehende Infrastrukturen künftig mehrere Funktionen gleichzeitig erfüllen und dadurch sowohl ihren betriebswirtschaftlichen Nutzen als auch ihren volkswirtschaftlichen Beitrag erhöhen?

Genau hier setzt die BLS Schifffahrt an. Sie verfolgt das Ziel, ihre Motorschiff flotte auf dem Thuner- und

Brienzersee bis spätestens 2050 schrittweise zu dekarbonisieren und gleichzeitig zu einem aktiven Bestandteil des zukünftigen Energiesystems weiterzuentwickeln. Das Projekt geht damit weit über die reine Elektrifizierung des Flottenbetriebs hinaus. Die Batterien der Schiffe sollen künftig nicht nur den emissionsfreien Antrieb ermöglichen, sondern zusätzlich als flexible Energiespeicher genutzt werden. So entsteht aus einer klassischen Tourismus- und Mobilitätsinfrastruktur eine integrierte Plattform, welche Mobilität, Energiespeicherung und Netzintegration miteinander verbindet.

ENERGIEKONZEPT & SEKTORKOPPLUNGSLOGIK

Im Zentrum des Konzepts steht die intelligente Verknüpfung von Mobilität und Energieversorgung. Die Batteriesysteme der Schiffe verbringen aufgrund

saisonaler und betrieblicher Gegebenheiten einen grossen Teil ihrer Zeit an den Anlegestellen — ein Potenzial, das heute energetisch ungenutzt bleibt. Über bidirektionale Ladeinfrastrukturen und intelligente Energiemanagementsysteme sollen die Batterien künftig überschüssige erneuerbare Energie aufnehmen, zwischenspeichern und bei Bedarf wieder bereitstellen können. Gleichzeitig eröffnen sich Perspektiven für zukünftige Flexibilitäts- und Systemdienstleistungen.

Die Schiffe werden damit zu mobilen Grossspeichern, welche neben ihrer Hauptfunktion einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien und zur Stabilisierung des Stromsystems leisten. Sämtliche Energieflüsse werden dabei konsequent auf die betrieblichen Anforderungen und Fahrpläne abgestimmt. Die BLS Schifffahrt verbindet damit die Bereiche Tourismus, Mobilität, Energiespeicherung und Stromversorgung in einer gemeinsamen Infrastruktur — ein neuer Ansatz zur sektorübergreifenden Nutzung bestehender Anlagen.

TECHNISCHE KOMPONENTEN

Die technische Architektur basiert auf batterieelektrischen Antriebssystemen im Megawattstundenbereich, Ladeinfrastrukturen im Megawattbereich sowie einem übergeordneten Energiemanagementsystem. Mit dem vollständigen Ausbau der Flotte entsteht eine installierte Batteriespeicherkapazität von über 20 MWh. Die Speicher sind primär für den Fahrbetrieb dimensioniert und werden über bidirektionale Schnittstellen in die Ladeinfrastruktur integriert.

Ein intelligentes Energiemanagement koordiniert Lade- und Entladevorgänge unter Berücksichtigung von Fahrplänen, Energiepreisen, Wetterprognosen und Netzanforderungen. Dadurch entsteht ein dynamisches Gesamtsystem, das Mobilitäts- und Energiebedürfnisse laufend miteinander optimiert.

STANDORT & RAHMENBEDINGUNGEN

Das Projekt wird auf dem Thuner- und Brienzersee im Berner Oberland umgesetzt — einer Region mit hoher touristischer Bedeutung und wachsender Relevanz für die Energie- und Mobilitätswende. Die notwendige Infrastruktur wird schrittweise aufgebaut. Dieser etappierte Ansatz ermöglicht es, technologische Entwicklungen laufend zu berücksichtigen und Investitionen bedarfsgerecht auszulösen. Ein erster wesentlicher Ausbauschritt ist für das Werftareal Thun vorgesehen. Parallel dazu werden beim Neubau der Werft Interlaken Ost die Voraussetzungen für spätere Ausbaustufen geschaffen.

BETEILIGTE AKTEURE

Das Projekt wird von der BLS Schifffahrt AG initiiert. Die Konzeptentwicklung erfolgt in Zusammenarbeit mit der ecoforce GmbH. Zusätzlich werden Energieversorger, Technologiepartner, öffentliche Institutionen und Infrastrukturbetreiber in die Weiterentwicklung eingebunden. Die erfolgreiche Realisierung setzt eine enge Zusammenarbeit zwischen Mobilitäts- und Energiebranche voraus — insbesondere langfristige Partnerschaften, welche technische, regulatorische und wirtschaftliche Voraussetzungen gemeinsam weiterentwickeln.

AKTUELLER STAND

Die strategische Konzeption der zukünftigen Energieplattform wurde abgeschlossen. Gegenwärtig laufen technische, wirtschaftliche und regulatorische Analysen mit potenziellen Partnern. Parallel dazu wurde eine Vorstudie zur Entwicklung der Energieinfrastruktur im Werftareal Thun gestartet. Die Erkenntnisse daraus bilden die Grundlage für die geplante Ausschreibung der Realisierungsphase ab 2027. Das Projekt befindet sich damit an der Schnittstelle zwischen strategischer Planung und konkreter Umsetzungsvorbereitung.

WIRTSCHAFTLICHE EINORDNUNG

Die wirtschaftliche Bedeutung des Projekts liegt in der Mehrfachnutzung derselben Infrastruktur. Die Batte-

riespeicher dienen in erster Linie dem emissionsfreien Schiffsbetrieb. Ausserhalb der Einsatzzeiten können sie zusätzlich für Energiespeicherung, Lastmanagement, Eigenverbrauchsoptimierung sowie zukünftige Flexibilitätsmärkte eingesetzt werden. Dadurch entstehen zusätzliche Wertschöpfungsmöglichkeiten ohne den Aufbau separater Speicherinfrastrukturen.

Dieselbe Investition erfüllt mehrere Funktionen gleichzeitig und erhöht sowohl die betriebswirtschaftliche als auch die volkswirtschaftliche Effizienz erheblich. Dieses Prinzip der Mehrfachnutzung gilt international als einer der zentralen Erfolgsfaktoren wirtschaftlich tragfähiger Sektorkopplungsprojekte.

NUTZEN & HERAUSFORDERUNGEN

Die grössten Herausforderungen liegen heute weniger in der Technologie als vielmehr in den regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Fehlende Standards für die netzdienliche Nutzung mobiler Energiespeicher, normative Anforderungen sowie komplexe Bewilligungsverfahren erschweren die Umsetzung. Gleichzeitig erfordert die Transformation erhebliche Anfangsinvestitionen. Die schrittweise Realisierung ermöglicht es jedoch, Investitionen über mehrere Jahre zu verteilen und die wirtschaftliche Tragbarkeit sicherzustellen.

KENNZAHLEN & KPIS

Batteriespeicherkapazität (Flotte gesamt)	> 20 MWh
Bidirektionale Ladeinfrastruktur	Megawattbereich
Bereitstellbare Flexibilität	mehrere MW
Hauptverfügbarkeit der Speicher	Herbst bis Frühling sowie Nachtstunden
Infrastrukturinvestitionen	einstelliger Millionenbereich
Speicherpotenzial	vergleichbar mit mehreren hundert Elektrofahrzeugen
Dekarbonisierung Motorschiff flotte	bis 2050
Geschätzte CO₂-Reduktion	rund 2,500 t/Jahr

Demgegenüber stehen erhebliche Vorteile: Das Projekt unterstützt die Integration erneuerbarer Energien, erhöht die Flexibilität des Stromsystems und verbessert die Nutzung vorhandener Infrastrukturen. Damit können langfristig zusätzliche Speicher- und Netzausbauten reduziert sowie die Versorgungssicherheit gestärkt werden. Für die BLS Schifffahrt entstehen zudem langfristig neue Erlösmöglichkeiten in den Bereichen Energiespeicherung, Flexibilitätssbereitstellung und Systemdienstleistungen – und die Schifffahrt steigert ihre Attraktivität als innovativer Arbeitgeber und trägt zur nachhaltigen Tourismusdestination Berner Oberland bei.

LESSONS LEARNED & REPLIKATIONSPOTENZIAL

Das Projekt zeigt exemplarisch, dass die eigentliche Innovation nicht in der Elektrifizierung von Fahrzeugen oder Schiffen liegt, sondern in deren Integration in ein übergeordnetes Energiesystem. Aus Schiffen werden mobile Energiespeicher. Aus Ladeinfrastrukturen werden intelligente Netzschnittstellen. Und aus einer Verkehrsinfrastruktur entsteht eine zusätzliche Flexibilitätsressource für die Energieversorgung.

Mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien wächst der Bedarf an Speicherkapazitäten und Flexibilität deutlich schneller als jener an zusätzlicher Stromproduktion. Die Nutzung bestehender Mobilitätsinfrastrukturen bietet dabei ein bislang wenig erschlossenes Potenzial. Der entwickelte Ansatz ist grundsätzlich auf weitere Verkehrsträger übertragbar: Fahren, Busdepots, Bahninfrastrukturen oder Logistikstandorte verfügen über ähnliche Voraussetzungen und könnten künftig ebenfalls aktiv zur Integration erneuerbarer Energien beitragen. ■

Ebene: National

Auf nationaler Ebene ist die Sektorkopplung entscheidend, um das Energiesystem der Schweiz über die Jahreszeiten hinweg auszubalancieren. Power-to-X-Technologien verbinden Strom mit Gas, Wärme und Industrie und bieten sowohl Speicherkapazität als auch Flexibilität. Indem überschüssiger erneuerbarer Strom in synthetische Brennstoffe umgewandelt und in bestehende Infrastrukturen integriert wird, tragen solche Projekte dazu bei, die winterliche Versorgungslücke zu schliessen, CO₂-Emissionen zu senken und die Systemresilienz zu diversifizieren.



AutoHedge – Bidirektionales Laden unter dynamischen Netztarifen

Sandro Schopfer
sun2wheel AG

HINTERGRUND & MOTIVATION

Die Schweiz elektrifiziert ihre Mobilität und baut Photovoltaik in einem Tempo aus, das die Verteilnetze zunehmend fordert. In der Verknüpfung beider Entwicklungen liegt eine der grössten ungenutzten Flexibilitätsreserven des Energiesystems.

Erstmals stehen dafür geeignete Preissignale bereit: Mehrere Verteilnetzbetreiber bieten dynamische Netztarife an, die einen Anreiz geben, den Verbrauch zeitlich zu verschieben. Bisher hatten dezentrale Anlagen kaum einen Grund, sich am Netzzustand zu orientieren.

Frühere Projekte wie V2XSuisse erprobten bidirektionales Laden auf den nationalen Regelleistungsmärkten. Diese sind klein und werden zunehmend von Grossbatterien und Wasserkraft mit tieferen Grenzkosten

bedient. Die eigentlichen Engpässe entstehen im Verteilnetz — bei der Ortsnetzstation, im Quartier, am Hausanschluss. AutoHedge verlagert den Fokus dorthin. Simulationen aus dem Vorgängerprojekt TEC-OFF deuten auf Einsparungen von ca. +/- 500 Franken pro Jahr hin, auch ohne eigene Solaranlage. Ob das im Alltag Bestand hat, ist offen.

ENERGIEKONZEPT & SEKTORKOPPLUNGSLOGIK

Ein Elektroauto steht im Durchschnitt über 90 Prozent der Zeit still. In dieser Zeit ist es eine Batterie mit 60 bis 80 Kilowattstunden — vergleichbar mit mehreren Heimspeichern, aber bereits bezahlt, weil für die Mobilität ohnehin angeschafft.

Die Integrationslogik ist zweistufig. Auf der Zeitachse verknüpft ein prädiktiver Ladeplaner drei Signale:

den Tarifverlauf des Netzbetreibers, die prognostizierte Residuallast am Standort und die Mobilitätsanforderung des Nutzers. Geladen wird, wenn Strom günstig ist; zurückgespeist wird ins Gebäude, wenn Verbrauch und Preis gleichzeitig hoch sind.

Entscheidend ist, dass die Optimierung nicht gegen die Mobilität arbeitet: Der Planer garantiert einen Mindestladestand zu vereinbarten Zeitpunkten.

TECHNISCHE KOMPONENTEN

Fahrzeuge: 30 bis 50 Elektrofahrzeuge, primär von Volkswagen und weiteren Marken der MEB-Plattform. Ein Teilziel ist die Prüfung, welche Modelle tatsächlich bidirektional betrieben werden können – die Herstellerangaben sind uneinheitlich.

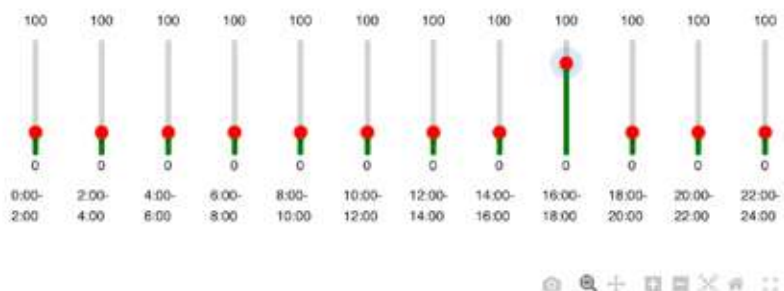
Ladeinfrastruktur: Bidirektionale Ladestationen an bestehenden und neu ausgerüsteten Standorten, mehrere Fahrzeuge pro Standort.

Messung und Steuerung: Am Netzanschlusspunkt erfassen Smart Meter den Lastfluss als Eingangsgrösse für das lokale Lastmanagement. Der prädiktive Planer «V2X Oracle» arbeitet im 15-Minuten-Raster, das Lastmanagement in Echtzeit; die Kopplung beider Ebenen ist eine zentrale technische Herausforderung, da Lastprognosen erheblich streuen.

Tarifanbindung: Eine Abstraktionsschicht harmonisiert die Tarifschnittstellen der beteiligten Netzbetreiber. Standardisierte APIs existieren nicht.



Minimale Ladezustände (SoC) wählen



Optimiertes Lade-/Entladeprofil

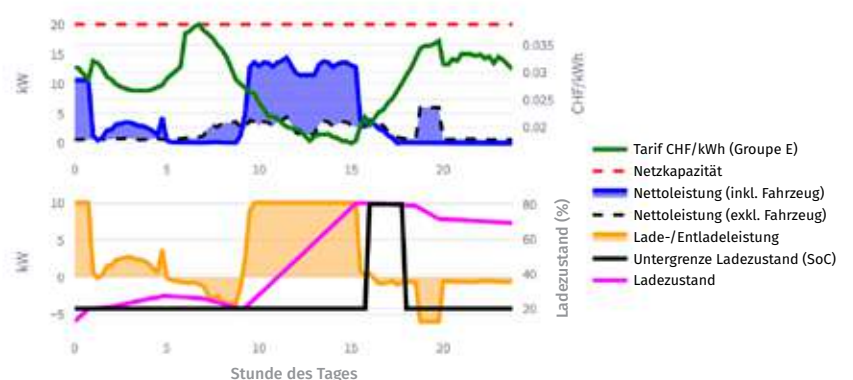


Abb. 1: Darstellung des Prototyps eines einfachen Online-Simulators. Der Kunde kann jederzeit einen minimalen Ladezustand vorgeben, innerhalb dessen die Optimierung den Ladefahrplan mit den höchsten Einsparungen oder Erträgen berechnet.

Eigene Solarproduktion ist möglich, aber nicht Voraussetzung. Ein Wärmesektor ist nicht Teil des Projekts; gekoppelt werden Mobilität, Strombezug und Speicherung.

STANDORT & RAHMENBEDINGUNGEN

Der Feldtest findet an vier bis fünf Standorten in Verteilnetzregionen statt, die bereits dynamische Tarife anbieten — in den Versorgungsgebieten von CKW, Primeo Netz und der Elektrizitätsgenossenschaft Aettenschwil. Die Verteilung ist methodisch beabsichtigt: Tarifstruktur, Preisspreizung und Lastprofil unterscheiden sich regional deutlich, und genau diese Unterschiede bestimmen die Wirtschaftlichkeit. Vertreten sind städtisch geprägte Gebiete wie ländliche Genossenschaftsnetze mit hoher PV-Dichte.

BETEILIGTE AKTEURE

sun2wheel AG (Kriens-Obernau) leitet das Projekt und entwickelt Steuerung und Optimierung. Die Berner Fachhochschule verantwortet die Batterieanalyse. CKW Gebäudetechnik AG, Primeo Netz AG und die Elektrizitätsgenossenschaft Aettenschwil stellen als Verteilnetzbetreiber Tarife, Standorte und Zugang zu Flottenbetreibern bereit. Das Bundesamt für Energie fördert das Vorhaben; eine Begleitgruppe mit Vertretern von TCS und Swisspower sichert die fachliche Rückkopplung.

AKTUELLER STAND

Projektstart war im Frühling 2026. Standortauswahl, Rekrutierung der Flottenbetreiber und Anbindung der Tarifschnittstellen sind fortgeschritten; Ausrüstung der Standorte und Inbetriebnahme der Fahrzeuge erfolgen im Herbst 2026. Daran schliesst ein einjähriger Feldbetrieb an, parallel dazu laufen die Laborversuche. Der Schlussbericht ist für November 2027 vorgesehen.

WIRTSCHAFTLICHE EINORDNUNG

Die Business-Case-Logik ruht auf drei Wertschöp-



fungsströmen: Tarifarbitrage beim Bezug, Absicherung gegen volatile Einspeiseerlöse und vermiedene Investition in stationäre Speicher.

Der oft vermutete Kostentreiber ist die Batteriealterung. Die Berner Fachhochschule reproduziert dazu reale Feldprofile im Labor an denselben Zellen, die in den Fahrzeugen verbaut sind. Unsere Erwartung ist allerdings, dass die zusätzlichen Zyklen kaum ins Gewicht fallen. Haupttreiber der Alterung ist nicht die Zyklenzahl, sondern die Verweildauer bei sehr hohen oder sehr tiefen Ladezuständen — und das gilt für unidirektionales Laden genauso. Ein Fahrzeug, das über Nacht bei 100 Prozent steht, altert stärker als eines, das zweimal täglich im mittleren Bereich zyklisiert. Der verbreitete Glaube, jede Batterie verfüge über ein festes Zyklenbudget, das bidirektionaler Betrieb schneller aufbraucht, soll damit widerlegt werden. Die Ergebnisse fliessen als alterungsbewusste Strategie in die Optimierung zurück.

Die Förderung durch das BFE ist in dieser Phase Voraussetzung: Ein Feldtest über mehrere Netzgebiete mit begleitender Laboranalyse lässt sich privatwirtschaftlich nicht finanzieren, solange die Erlöseseite ungeklärt ist.

NUTZEN & HERAUSFORDERUNGEN

Für Netzbetreiber liegt der Nutzen in der Entlastung: Verbrauch in Stunden hoher lokaler Solarproduktion, Entladung in der Abendspitze, dadurch geringere Lastspitzen und höhere Verwertung des Solarstroms im eigenen Gebiet. Das kann Netzausbau verzögern. Diese vermiedenen Kosten sind schwer zu beziffern – viele Netzbetreiber kennen ihre marginalen Netzkosten selbst nur näherungsweise – aber sie sind real. Die Alternative wäre, die Integration erneuerbarer Energie vollständig über Netzverstärkung zu finanzieren, was alle über die Netzentgelte tragen.

Die grösste nichttechnische Herausforderung ist die Sensibilisierung. Dynamische Tarife sind Opt-in-Produkte; die meisten wechseln nicht, weil sie den Nut-

zen nicht einschätzen können, und die Netzbetreiber bewerben sie zurückhaltend, weil Erfahrungswerte fehlen. Ein wechselnder Strompreis wird intuitiv als Risiko wahrgenommen, ähnlich einem variablen Hypothekenzins – tatsächlich ist er für alle, die Verbrauch verschieben können, primär eine Chance. AutoHedge entwickelt dazu einen öffentlichen Online-Simulator: Wer sein Nutzungsverhalten eingibt, sieht in Sekunden das eigene Sparpotenzial.

Offen bleibt, ob ein Preissignal ohne verbindliche Steuerung zu verlässlicher Lastverschiebung führt. Netzbetreiber brauchen Planungssicherheit; Anbieter von Energiemanagementsystemen warnen vor Rückkopplungseffekten, wenn alle Anlagen gleichzeitig auf dieselbe günstige Stunde reagieren.

LESSONS LEARNED & REPLIKATIONSPOTENZIAL

Die wichtigste Erkenntnis der Vorbereitungsphase betrifft die Erlösseite. Dynamische Tarife gelten heute ausschliesslich für den Bezug. Für den Rückfluss besteht eine Abnahmepflicht nur bei Strom aus Photovoltaik – für Batteriespeicher und bidirektionale Fahrzeuge nicht. Ab 2027 können Netzbetreiber für PV-Strom zudem stündlich variable Rückliefertarife einführen: beim Bezug freiwillig, bei der Einspeisung als Vorgabe.

Daraus folgt die zentrale Forderung: Wenn Verteilnetzbetreiber den Überschuss nicht abnehmen müssen, brauchen unabhängige Marktteilnehmer die Möglichkeit, dies zu tun – Überschuss aus Speichern und, wo nötig, aus PV. Rechtlich ist der Handel mit Rückspeisung offen; praktisch sind die Hürden hoch. Wer dezentrale Überschüsse vermarkten will, braucht Bilanzgruppenverantwortung, ein taugliches Messwesen und muss die Herkunftsnachweise korrekt abwickeln – Aufwände, die sich bei Mengen von wenigen Kilowattstunden pro Fahrzeug und Tag kaum tragen. Offen ist zudem, wer die Minderlöse trägt, wenn Herkunftsnachweise nicht verwertbar sind oder Prognoseabweichungen Ausgleichsenergie verursachen. Genau diese Reibung verhindert, dass sich ein Markt für kleinteilige Flexibilität bildet. Tiefere Zugangshürden für unabhängige Händler wären der wirksamste Hebel, damit Wettbewerb um die intelligente Vermarktung dezentraler Überschüsse entsteht – statt dass diese ungenutzt bleiben oder zu einseitig festgelegten Konditionen abgegeben werden.

Das Replikationspotenzial ist dennoch hoch, weil die Ergebnisse übertragbar sind: auf gesteuertes Laden ohne Rückspeisung und auf stationäre Speicher – beides Vereinfachungen des bidirektionalen Falls. Bedingung für Skalierung ist weniger Technik als Rahmensetzung: vergleichbare Tarifstrukturen, standardisierte Schnittstellen und praktikabler Marktzugang für unabhängige Akteure. ■

Ebene: International

Auf internationaler Ebene zeigen Sektorkopplungsprojekte, wie erprobte Technologien im grossen Massstab eine tiefgreifende Dekarbonisierung vorantreiben und zugleich Standards für die Replikation andernorts setzen können. Grenzüberschreitende Beispiele verdeutlichen, wie die Schweiz sowohl von globaler Innovation lernen als auch zu ihr beitragen kann.





Biomethanimporte für die Sektorkopplung

Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) / gazenergie

PROJEKTBSCHRIEB

Erneuerbare Gase leisten einen wichtigen Beitrag zur Sektorkopplung. Sie können in unterschiedlichen Anwendungsbereichen und Sektoren eingesetzt, saisonal gespeichert sowie über bestehende Gasinfrastrukturen transportiert, verteilt und genutzt werden. Zudem können sie die fluktuierende Erzeugung erneuerbarer Energien ergänzen.

Die Schweizer Gaswirtschaft hat sich das Ziel gesetzt, den Anteil erneuerbarer Gase im Gasnetz auf mindestens 15 Prozent bis 2030, 50 Prozent bis 2040 und 100 Prozent bis 2050 zu erhöhen. Dieses Ziel kann nur erreicht werden, wenn die heimische Produktion durch Importe ergänzt wird, da das inländische Potenzial gemäss aktuellen Schätzungen bei rund 4 bis 5 TWh liegt.

Eine zentrale Herausforderung besteht darin, dass die mit importiertem Biomethan verbundenen Emissionsverminderungen der Schweiz heute nicht automatisch

angerechnet werden können. Leitungsgebunden importiertes Biomethan kann zwar physisch und bilanziell in das europäische Gasnetz integriert werden, wird regulatorisch in der Schweiz jedoch nicht ohne Weiteres gleich behandelt wie inländisches Biomethan: Bei importiertem Biomethan muss eine CO₂-Abgabe bezahlt werden und wird fossilem Gas gleichgestellt. Dadurch bleibt ein wesentliches Potenzial für eine kosteneffiziente Emissionsreduktion bislang ungenutzt.

Um dies zu ändern, muss die staatlich anerkannte Übertragung der Emissionsverminderungen aus dem Exportland in die Schweiz gewährleistet sein. Damit könnte importiertes Biomethan unter den entsprechenden Voraussetzungen auch klimapolitisch in der Schweiz angerechnet werden. Die Schweizer Gasbranche setzt sich deshalb dafür ein, dass leitungsgebunden importierte erneuerbare Gase unter klar definierten Bedingungen regulatorisch als erneuerbare Energie anerkannt werden können.

Das Schweizer CO₂-Gesetz schafft unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit, Emissionsvermindierungen aus importiertem Biomethan für industrielle Anwendungen in der Schweiz anzurechnen. Voraussetzung ist insbesondere, dass die Schweiz mit dem exportierenden Staat über einen geeigneten zwischenstaatlichen Rahmen verfügt, der eine Doppelzählung der Emissionsvermindierungen ausschliesst.

Der Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) führt in Abstimmung mit dem Bundesamt für Umwelt (BAFU) derzeit Vorabklärungen mit verschiedenen Exportländern durch und stellt erste Kontakte her. Sobald sich eine Anfrage konkretisiert und die zuständigen Behörden des Exportlandes grundsätzliches Interesse zeigen, wird das weitere Vorgehen mit dem BAFU abgestimmt und auf behördlicher Ebene weitergeführt.

INVOLVIerte AKTEURE

Aufseiten der Schweizer Gasbranche ist der VSG federführend. Zudem sind die zuständigen Ministerien und Behörden der jeweiligen Exportländer involviert. Auf Schweizer Seite ist das BAFU die zuständige Bundesbehörde.

Während der Sondierungsphase klärt der VSG ab, ob je nach Ausgangslage weitere Akteure in den Exportländern einbezogen werden sollten, beispielsweise Produzenten, Wirtschaftsverbände oder andere politische und wirtschaftliche Akteure. Da der VSG zunächst kontrollierte Pilotprojekte mit interessierten Partnerländern verfolgt, sind auch Produzenten, Händler und potenzielle Schweizer Abnehmer beteiligt.

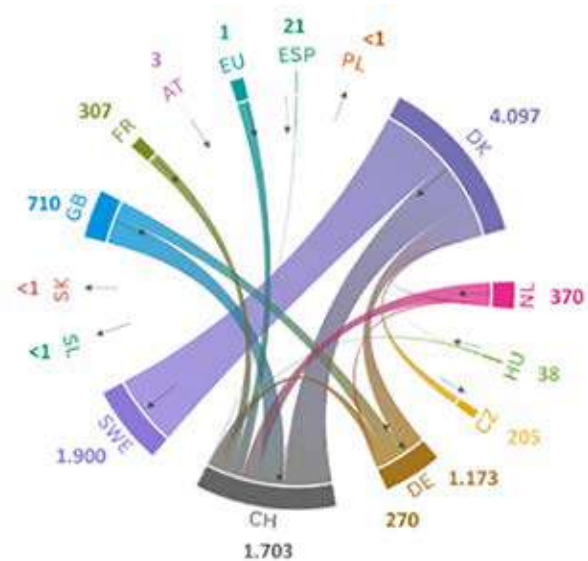
ZIELE

Ziel bei der Zusammenarbeit mit dem BAFU ist es, die bestehenden gesetzlichen Möglichkeiten für die Anerkennung importierten Biomethans konkret nutzbar zu machen. Im Fokus stehen konkrete Pilotprojekte sowie die Klärung der rechtlichen, behördlichen und methodischen Voraussetzungen für die Anerkennung von

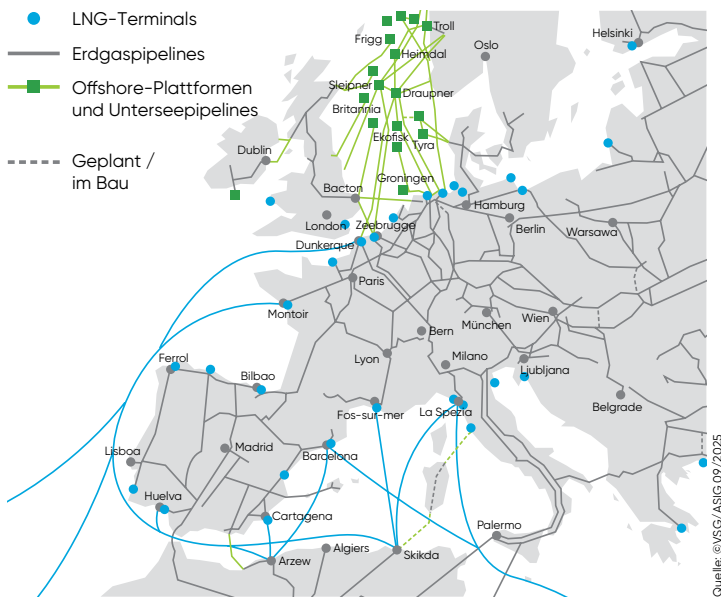
Biomethan und den grenzüberschreitenden Transfer der damit verbundenen Emissionsvermindierungen.

Je nach Partnerland kann dafür ein neues bilaterales Abkommen, die Ergänzung eines bestehenden Abkommens oder eine projektbezogene Genehmigung innerhalb eines bereits bestehenden Rahmens erforderlich sein. Artikel 6.2 des Übereinkommens von Paris und sogenannte ITMOs (Internationally Transferred Mitigation Outcomes) können dafür eine Grundlage bieten. ITMOs sind Emissionsminderungsergebnisse, die vom übertragenden Land für die internationale Nutzung autorisiert und mittels entsprechender Anpassungen («corresponding adjustments») verbucht werden.

Das längerfristige Ziel des VSG besteht darin, nachhaltige, massenbilanzierte Biomethanimporte zu ermöglichen, die unter vergleichbaren Voraussetzungen regulatorisch gleichwertig zu inländischem Biomethan anerkannt werden. Dafür braucht es praxistaugliche und skalierbare Verfahren mit Partnerstaaten, compatible Register, eine verlässliche Methodik und eine breitere regulatorische Anerkennung über die heute erfassten Unternehmensgruppen hinaus.



Quelle: dena (2025) - Branchenbarometer Biomethan 2025: importierte Zertifikate. Angaben in GWh.



Gleichzeitig bleibt der Ausbau der Schweizer Biomethanproduktion ein zentrales Ziel. Die Import- und die heimische Produktion sind eng verbunden und ergänzen sich.

STATUS UND KENNZAHLEN

Dank bestehenden, sowohl nationalen als auch europäischen Biomethan-Registern können Herkunftsnachweise heute verlässlich gehandelt werden. Damit lassen sich Herkunft, Menge und Produktionsweise dokumentieren und eine Doppelvermarktung derselben Energiemenge verhindern.

Allerdings überträgt ein Herkunftsnachweis nicht automatisch die Klimawirkung zwischen Ländern. Ohne staatlich abgesicherte Übertragung wird die Emissionsminderung grundsätzlich dem Produktionsland zugerechnet.

Das seit 2025 geltende revidierte CO₂-Gesetz ermöglicht unter klar definierten Voraussetzungen die Anrechnung bei Unternehmen im Emissionshandelssystem sowie bei Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung. Eine allgemeine, sektorenübergreifende Gleichstellung mit inländischem Biomethan besteht jedoch weiterhin nicht.

Zudem präsentiert sich die Situation sehr dynamisch. Entscheidend sind zwei Erfolgsfaktoren: die Politik und der Markt. Zum einen braucht es den grundsätzlichen politischen Willen des Exportlandes; ohne diesen können weder ein staatlicher Rahmen noch eine projektspezifische Genehmigung geschaffen werden. Zum anderen braucht es genügend Mengen unsubventioniertes Biomethan, das aus Rest- und Abfallstoffen hergestellt wird und somit für den Export in die Schweiz geeignet ist.

HERAUSFORDERUNGEN UND NUTZEN

Die Energiebranche und insbesondere die Gasversorgung befinden sich in einer tiefgreifenden Transformation. Um das Netto-Null-Ziel bis 2050 zu erreichen, ist von einem weiterhin bestehenden Gasbedarf auszugehen. Gemäss den aktuell geltenden Energieperspektiven 2050+ des BFE vom November 2020 liegt dieser 2050 bei rund 15 TWh. Das langfristig erschliessbare Potenzial der heimischen Biomethanproduktion wird auf rund 4 bis 5 TWh geschätzt.

Der bestehende gesetzliche Anrechnungspfad konzentriert sich derzeit auf Unternehmen im Emissionshandelssystem und Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung. Diese Kundengruppen verfügen im Vergleich zu anderen Marktsegmenten häufig über eine begrenzte Zahlungsbereitschaft für erneuerbare Gase. Dies ist auf die Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Wettbewerb zurückzuführen. Die kurzfristigen Marktchancen für importiertes Biomethan können dadurch eingeschränkt werden.

Ein Partnerstaat muss der Übertragung der Emissionsverminderung zustimmen und sicherstellen, dass dieselbe Minderung nicht gleichzeitig im Exportland angerechnet wird.

Der Aufbau einer zusätzlichen Biomethanproduktion in einem nicht oder nur begrenzt subventionierten Marktumfeld erfordert erhebliche Investitionen. Langfristige Lieferverträge mit Schweizer Abnehmern können die



Investitionssicherheit erhöhen und die Finanzierung neuer Anlagen erleichtern. Dadurch können zusätzliche Produktionskapazitäten entstehen und Skaleneffekte erzielt werden, von denen potenziell auch der heimische Markt des Produktionslandes profitiert.

Erneuerbare Moleküle sind neben erneuerbarem Strom ein wichtiger Bestandteil der Energietransformation. Biomethan kann in unterschiedlichsten Sektoren eingesetzt, gespeichert und über bereits bestehende Infrastrukturen transportiert, verteilt und genutzt werden.

WIRTSCHAFTLICHE EINORDNUNG

Um den anrechenbaren Import von erneuerbaren Gasen zu ermöglichen, sind erhebliche regulatorische, administrative und wirtschaftliche Aufwendungen notwendig. Zur Erreichung der Netto-Null-Ziele 2050 und zur Defossilisierung der Gasbranche sind ergänzend zur inländischen Produktion verlässliche Importe erneuerbarer Gase erforderlich.

Diese Importe sollen nicht nur bilanziell als erneuerbar ausgewiesen werden, sondern hohe und nachvollziehbare Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllen. Dazu gehören insbesondere die Verwendung geeigneter Rest- und Abfallstoffe, eine vollständige Rückverfolgbarkeit und eine eindeutige klimapolitische Zuordnung der Emissionsverminderung.

Die langfristige Schweizer Nachfrage kann zusätzliche Produktion und Investitionen in den Partnerländern auslösen. Der Ansatz des VSG lautet deshalb: pragmatisch starten, aus kontrollierten Pilotprojekten lernen und auf Basis dieser Erfahrungen einen verlässlichen und transparenten Markt entwickeln.

ERKENNTNISSE UND REPLIKATIONSPOTENZIAL

Internationale Zusammenarbeit ist entscheidend:

Die Anerkennung von Emissionsverminderungen aus Biogasimporten setzt belastbare staatliche Vereinbarungen voraus. Bestehende Erfahrungen mit Artikel 6, der Verbuchung von Emissionsverminderungen und der internationalen Klimaberichterstattung bieten dafür eine wichtige Grundlage.

Klare staatliche Zuordnung der Emissionsverminderungen:

Das Produktionsland muss der Übertragung zustimmen und eine entsprechende Anpassung in seiner klimapolitischen Verbuchung gemäss Artikel 6 vornehmen, um Doppelzählungen zu vermeiden.

Robuste Methodik und unabhängige Prüfung:

Emissionsverminderungen müssen nach breit abgestützten, transparenten Methoden berechnet, vollständig dokumentiert und unabhängig verifiziert werden.

Bestehende Register:

Mit etablierten Biomethanregistern und Herkunftsnachweisen können wesentliche Aspekte der kommerziellen Rückverfolgbarkeit abgedeckt werden — insbesondere die Vermeidung von Doppelverkäufen und die Dokumentation der Produktion. Die klimapolitische Übertragung der Emissionsverminderung muss jedoch zusätzlich staatlich geregelt werden.

Digitalisierung als Erfolgsfaktor:

Digitale Systeme wie die europäische Unionsdatenbank (UDB) können die Rückverfolgbarkeit, Transparenz sowie Effizienz erhöhen und manuelle Prozesse reduzieren. ■

Fazit

Nach zwei Ausgaben zeichnet sich ein Muster ab, das die Daten allein nicht vollständig erfassen.

Jedes Projekt in diesem Band begann mit einer Person oder einer kleinen Gruppe von Menschen, die sich entschieden haben, etwas anders zu machen — nicht weil der regulatorische Rahmen bereit war, nicht weil die Finanzierung unkompliziert war, und nicht weil die technischen Risiken vernachlässigbar gewesen wären. Sie begannen, weil jemand zu dem Schluss kam, dass das Warten auf perfekte Bedingungen selbst eine Entscheidung mit Konsequenzen ist. Die Energiewende wird häufig als Problem der Technologie, des Kapitals oder des politischen Willens gerahmt. Die hier dokumentierten Projekte legen etwas Spezifischeres nahe: Es ist im Kern ein Problem der Erstanwender. Technologien, die auf dem Papier existieren, brauchen jemanden, der bereit ist, sie in einem echten Gebäude, auf einem echten Standort, in einer echten Gemeinde einzusetzen. Der erste Einsatz ist immer schwieriger als der zehnte. Diese Projekte existieren, damit andere vorspringen können.

Was uns beim Durcharbeiten dieser Beiträge auffiel, ist die Vielfalt der beteiligten Akteure. Eine Wohnbaugenossenschaft in Winterthur. Ein Gasversorgungsunternehmen in der Zentralschweiz. Eine Privatbank in Zürich. Ein kantonales Energieamt in Bern. Ein Forschungsteam. Ein Startup. Keiner dieser Akteure würde seine Hauptrolle als «die Energiewende umsetzen» beschreiben. Sie sind Gebäude-

betreiber, Finanzierer, Forschende, Planer, Ingenieure. Die Wende entsteht, wenn das richtige Wissen zur richtigen Person zum richtigen Zeitpunkt gelangt. Genau dafür ist dieses Projekt da.

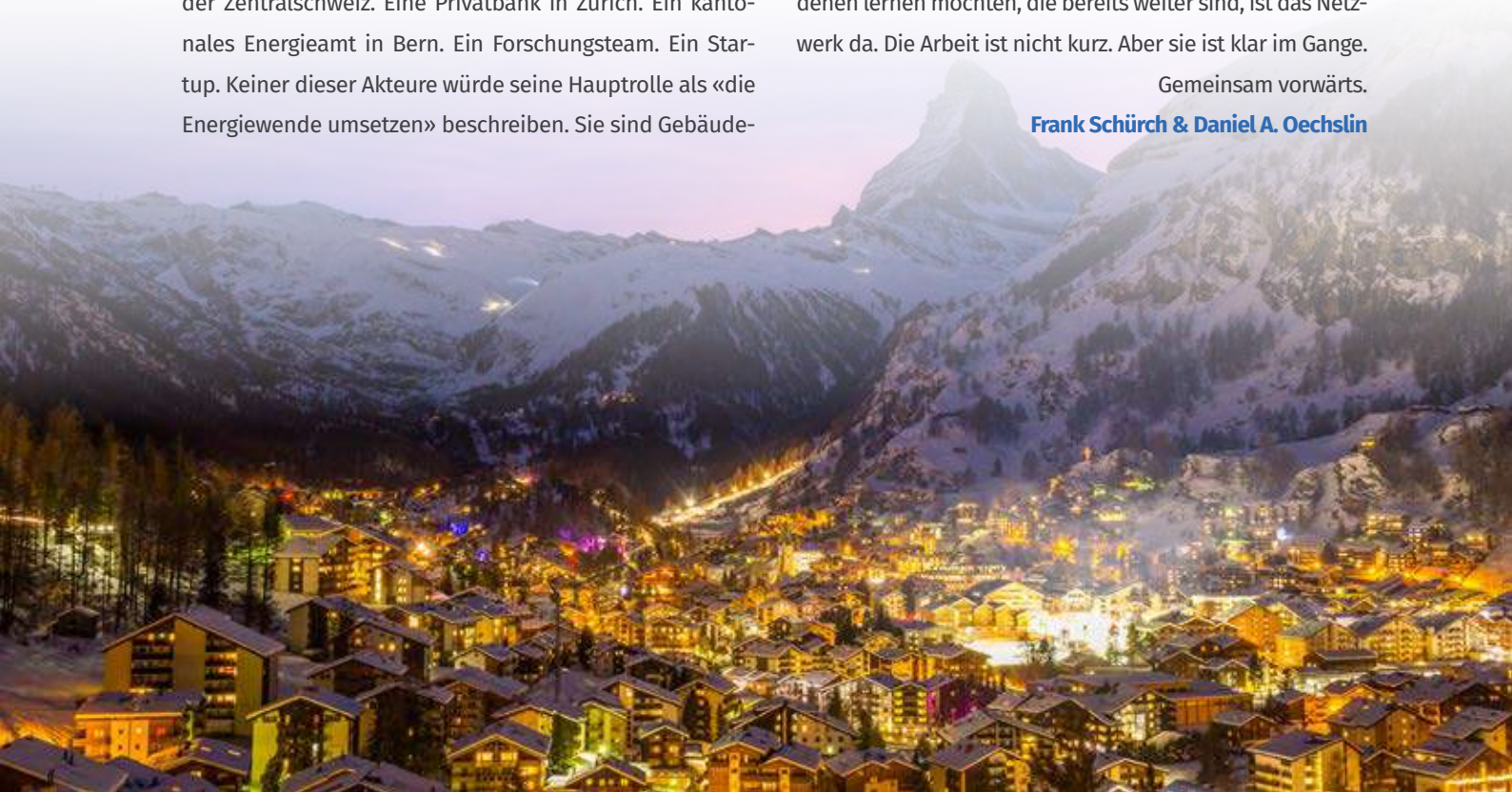
Die zweite Ausgabe hat eines klarer gemacht als die erste: Der Engpass hat sich verlagert. Es sind nicht mehr die Technologien, die fehlen — und auch nicht primär das Kapital, denn Finanzierung ist für gut strukturierte Vorhaben verfügbar. Der Engpass liegt in der institutionellen Schicht: Bewilligungsverfahren, Netzanschlussprozesse, Fachwissen, das in zu wenigen Organisationen konzentriert ist, politische Zyklen, die langfristige Verpflichtungen erschweren. Das sind reale Einschränkungen. Es sind aber auch veränderbare — und das ist eine andere Art von Problem als eine fehlende Technologie, und in gewisser Hinsicht eine lösbarere.

Die weitere Arbeit geht deshalb weniger um Erfindungen als um Replikation: Lösungen aus dem Projektmodus in die Standardpraxis überführen, aus ersten Einsätzen wiederholbare Modelle machen. Die nächste Ausgabe wird genau das stärker in den Fokus nehmen müssen.

In der Zwischenzeit ist dies eine offene Einladung. Wenn Sie ein Projekt haben, das in diese Seiten gehört, kommen Sie damit. Wenn Sie am Anfang von etwas stehen und von denen lernen möchten, die bereits weiter sind, ist das Netzwerk da. Die Arbeit ist nicht kurz. Aber sie ist klar im Gange.

Gemeinsam vorwärts.

Frank Schürch & Daniel A. Oechslin





OE-EN AG

Schochenmühlestr. 6

6340 Baar

Switzerland

www.oe.energy

backoffice@oe-en.com

+41 41 511 70 10



energie-cluster.ch

Gutenbergstrasse 21

3011 Bern

Switzerland

www.energie-cluster.ch

sekretariat@energie-cluster.ch

+41 31 381 24 80