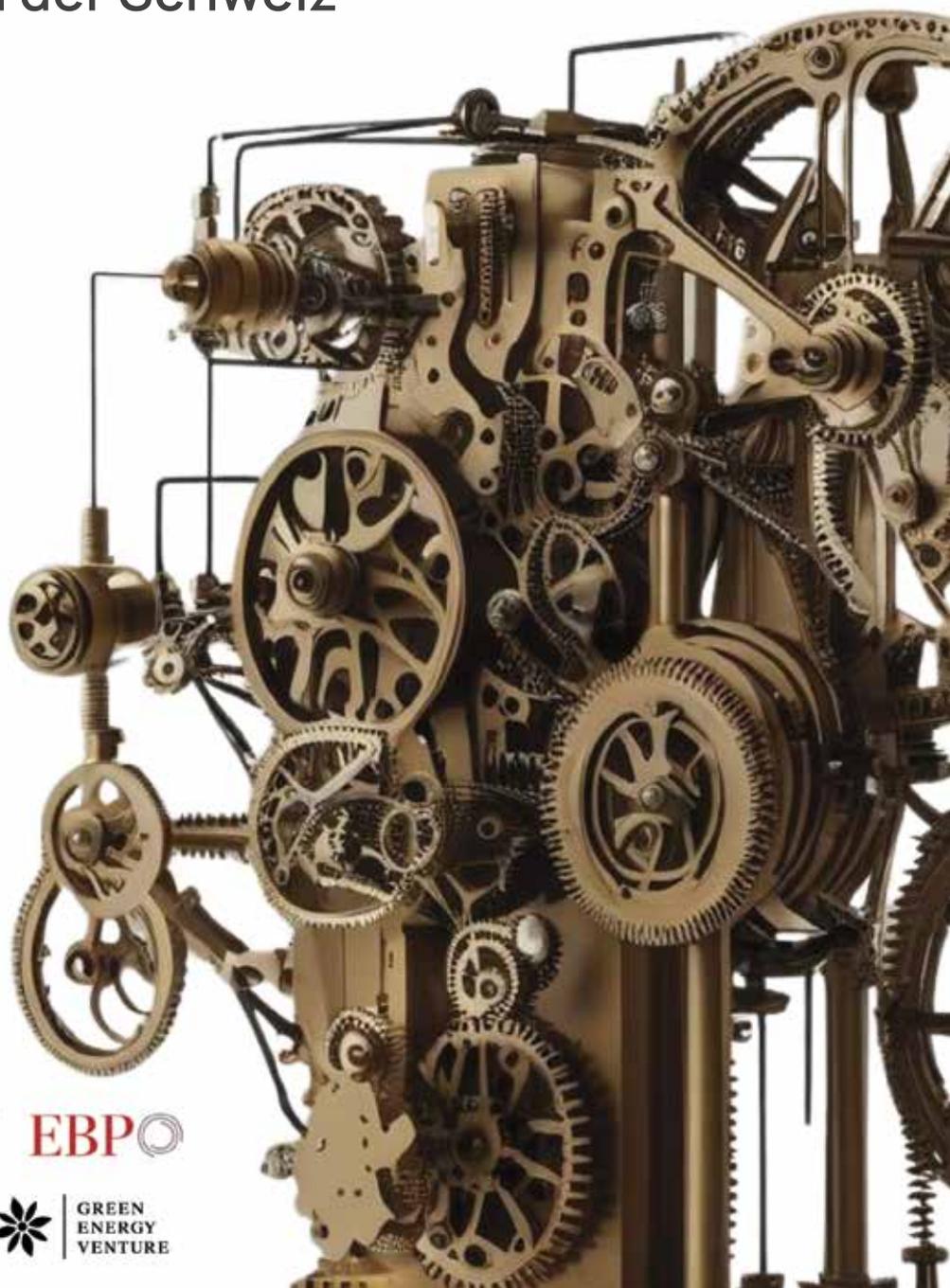


Whitepaper

SEKTOR- KOPPLUNG

Der Schlüssel zu einer erfolgreichen
Energiewende in der Schweiz



Kanton Bern
Canton de Berne



STADT
THUN

Julius Bär

PLANAIR
Ingenieurs de la transition énergétique



gaz
energie



tend

HE
IG^{VD}

Hoval



HUAWEI

HSLU Hochschule
Luzern

SRSS
SWISS RENEWABLE
SOLUTIONS

EBP

Everlence

Solartec AG
Gebäudetechnik



GREEN
ENERGY
VENTURE



Executive Summary

Die Schweiz steht an einem Wendepunkt ihrer Energiewende. Die Herausforderung besteht darin, drei miteinander verknüpfte Prioritäten ins Gleichgewicht zu bringen: Emissionen zu senken, eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten und die Kosten erschwinglich zu halten. Diese Ziele müssen gemeinsam und als nationales Ziel mit Weitsicht verfolgt werden, um Wohlstand und Umwelt für künftige Generationen zu sichern.

Über Jahrzehnte funktionierte unser Energiesystem wie ein grosses Rad: zentralisiert, stabil und kostenvorhersehbar. Energiequellen und Lieferketten wurden nicht infrage gestellt, solange ihre Verfügbarkeit gewährleistet war. Diese Ära geht zu Ende. Die Zukunft wird von Tausenden dezentralen Produzenten geprägt – von Solar- und Windanlagen über Wärmeerzeuger bis zu Speichersystemen, die zusammenwirken müssen. Unser Energiesystem gleicht einer Tinglely-Maschine: jedes Zahnrad, ob gross oder klein, muss ineinandergreifen. Tun sie es nicht, wird das System ineffizient und teuer. Greifen sie richtig ineinander, entsteht eine widerstandsfähige, nachhaltige und innovative Energieökonomie.

Das Rückgrat des Schweizer Energiesystems bleibt das Stromnetz, dessen Unterhalt bereits teuer und Ausbau noch kostspieliger ist. Dezentralisierte Erzeugung und Speicher können diese Belastungen mindern, die Abhängigkeit von zentraler Verteilung verringern und lokalen Mehrwert von der Planung bis zur Umsetzung schaffen.

In naher Zukunft wird die Nachfrage nach Strom und Kühlung in Transport, Rechenzentren, Heizen und Kühlen deutlich steigen. Ein Eckpfeiler dieses Übergangs ist die Sektorkopplung, die intelligente Integration von Strom mit Wärme, Kälte, Transport und industriellen Prozessen. Durch Elektrifizierung und Technologien wie Power-to-Heat, Power-to-Hydrogen und Power-to-Mobility können wir die Gesamteffizienz steigern, die Flexibilität im Ausgleich von Angebot und Nachfrage erhöhen und die Dekarbonisierung der Wirtschaft beschleunigen.

So könnte die Schweiz Milliarden an unnötigen Netzausbauten einsparen, Preise stabilisieren und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen aus dem Ausland verringern – eine Verantwortung, die wir alle teilen.

Die Verwirklichung dieser Vision erfordert entschlossenes Handeln in mindestens fünf Bereichen:

- **Digitalisierung:** Smart Grids, KI, robuste IKT zur Steuerung dezentraler Erzeugung und Nachfrage.
- **Regulierung, Forschung & Innovation:** Rahmenbedingungen, die administrative Hürden abbauen, lokale Energieverbände und dynamische Tarife ermöglichen und Innovation fördern.
- **Finanzierung:** Investitionsstrategien, die über kurzfristige Gewinne hinausgehen und auf eine langfristige, nachhaltige Wertschöpfung abzielen – ermöglicht durch die Zusammenarbeit zwischen öffentlichem und privatem Sektor.
- **Zusammenarbeit:** Die Schweiz ist keine Energieinsel; der Erfolg hängt von der Integration in das europäische Energiesystem sowie von Fachleuten ab, die Verantwortung übernehmen und aktiv die Zusammenarbeit mit starken Partnern suchen.
- **Ganzheitliche Planung:** Etablierte und neue Technologien sollen intelligent und so früh wie möglich in einem Projekt verbunden werden, wobei alle Akteure eingebunden und verantwortlich sind.

Der Übergang wird Kosten mit sich bringen, doch Nichtstun wäre weitaus teurer. Technologien sind vorhanden und werden bereits eingesetzt. Nun müssen sie landesweit skaliert werden. Die Umsetzung liefert bezahlbare, stabile Energie, schafft qualifizierte Arbeitsplätze und stärkt Wettbewerbsfähigkeit sowie Energiesicherheit der Schweiz. Die Chance ist klar: die grösste Herausforderung unserer Generation in einen nachhaltigen wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Vorteil zu verwandeln. Die Zeit zu handeln ist jetzt. Durch Innovation, Investitionen und Zusammenarbeit können wir eine sichere und regenerative Energiezukunft für die Schweiz sicherstellen.

Energetische Grüsse

Daniel A. Oechlin & Frank Schürch

SEKTORKOPPLUNG

Der Schlüssel zu einer erfolgreichen Energiewende in der Schweiz

MITWIRKENDE

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

Redaktion: Alexandra Moser (OE-EN AG)

Wir danken den folgenden Partnern für ihre Projekte und ihre Expertise:

Adrian Altenburger (*HSLU & energie-cluster.ch*)

Christian Kuster (*Huawei*)

Daniela Decurtins (*Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG, GazEnergie*)

Duanxia Xu (*Green Energy Venture*)

Francois Bauer (*Planair*)

Gregorio Bonadio (*Romande Energie*)

Jan Geissbühler (*City of Thun*)

Laurent Raeber (*Société des Forces Électriques de la Gouille*)

Luigi Di Cola (*Hoval*)

Marc Bättschmann (*Tend*)

Marten Fesefeldt (*HEIG-VD*)

Massimiliano Capezzali (*HEIG-VD & energie-cluster.ch*)

Matthieu De Lapparent (*HEIG-VD*)

Mokhtar Bozorg (*HEIG-VD*)

Norbert Rücker (*Bank Julius Bär & energie-cluster.ch*)

Philipp Deflorin (*EBP Schweiz AG*)

Raymond C. Decorvet (*Everllence*)

Roger Walther (*EBP Schweiz AG*)

Roman Gysel (*Swiss Renewable Solutions*)

Timon Wanzenried (*B-Solartec*)

Ulrich Nyffenegger (*Canton of Bern & energie-cluster.ch*)

Unser Dank gilt dem erweiterten Team von energie-cluster.ch für seine wertvolle Unterstützung und Koordination:

Jürg Kärle, Lukas Häni, Melanie Fiesole

WHITEPAPER HERUNTERLADEN

Laden Sie das Whitepaper und weitere Publikationen unter www.oe.energy/publications herunter.

WEITERE INFORMATIONEN

Um dieses Whitepaper zu bestellen oder Informationen zu weiteren Publikationen zu erhalten, wenden Sie sich bitte an die OE-EN AG unter headoffice@oe-en.com.

01	EXECUTIVE SUMMARY	S.3
02	EINFÜHRUNG	S.6
03	ENERGIEMARKT UPDATE, BANK JULIUS BÄR	S.8
04	DIE ROLLE DER IKT BEI DER DIGITALISIERUNG DES ENERGIESEKTORS, HUAWEI	S.12
05	EBENEN DER SEKTORKOPPLUNG	
A.	EBENE: GEBÄUDE	S.18
I.	DEKARBONISIERUNG PILATUS KULM, HSLU	19
II.	ESSPEICHERSYSTEM – EGGETLI, ADELBODEN, B-SOLARTEC	22
III.	VICTORINOX SWISS ARMY SA, PLANAIR	24
B.	EBENE: AREAL	S.26
I.	LOKALE ELEKTRIZITÄTSGEMEINSCHAFT IN EINER INDUSTRIEZONE, EBERHARD BAU AG, EBP	28
II.	CAMPUS MÜNSTERLINGEN, THURMED AG, EBP	30
III.	SERIELLE NETTO-NULL-GEBÄUDESANIERUNG, TEND	32
IV.	MICROGRID LES CÈDRES, ROMANDE ENERGIE	35
V.	SEKTORKOPPLUNG BEI DYN0 AG, SWISS RENEWABLE SOLUTIONS	38
VI.	PLUSENERGIESTADT BURGHOLZ, GREEN ENERGY VENTURE	41
C.	EBENE: GEMEINDE	S.44
I.	AUSWIRKUNGEN DER WÄRMEPUMPENINTEGRATION AUF VERTEILNETZE – URBANE HEIZTRANSITION MIT KWK-SZENARIEN, HEIG-VD	46
II.	SEEWÄRMEPROJEKT – STEINACH SG, HORN TG, HOVAL	50
D.	EBENE: KANTON	S.54
I.	KONZEPT AUSBAU ENERGIEINFRASTRUKTUREN (KAEN), KANTON BERN	55
II.	KLIMASTRATEGIE, STADT THUN	58
E.	EBENE: REGION	S.62
I.	DER SWISS ENERGYPARK – EINE MINIATURVERSION DER SCHWEIZ IM JAHR 2050, SOCIÉTÉ DES FORCES ÉLECTRIQUES DE LA GOUILLE.	64
F.	EBENE: NATIONAL	S.67
I.	GREENGAS, PLANAIR	68
G.	EBENE: INTERNATIONAL	S.71
I.	MEGA-WÄRMEPUMPEN – ESBJERG, DÄNEMARK, EVERLLENCE	72
06	FAZIT	S.75

Einführung

Dieses Whitepaper entstand im Januar 2025 aus dem Netzwerk von energie-cluster.ch, Schweiz, in enger Zusammenarbeit mit oe.energy. Der Zweck ist klar: die Energiewende sichtbar und verständlich zu machen. Nicht nur für Fachleute, sondern auch für Bürgerinnen und Bürger, kleine Unternehmen, Wissenschaft, Politik und Behörden, alle haben eine Rolle zu spielen.

Die zentrale Frage dieses Papiers lautet: „Wie kann ich beitragen?“ Die Antwort umfasst alle Ebenen der Gesellschaft – von Individuen und KMU über Städte, Kantone, Behörden und Politiker bis hin zu Hochschulen und Forschungseinrichtungen sowie auch Energieunternehmen. Die Energiewende ist nicht die Verantwortung einiger weniger. Sie ist ein nationales Projekt, bei dem jeder Akteur Einfluss nehmen und einen Unterschied machen kann.

Unser Ziel ist es, Inspiration, Information und Orientierung in gleichem Masse zu bieten. Wir wollen zeigen, dass eine hybride Energielandschaft, in der Strom, Wärme, Mobilität und Digitalisierung zusammenwirken, nicht nur eine Vision ist, sondern bereits Realität in der Schweiz. Die hier vorgestellten Projekte zeigen, wie Kohle, Gas und Öl bis 2040 vermieden werden können, deutlich früher als in der aktuellen nationalen Strategie vorgesehen und ermöglicht durch intelligentere Integration und schnellere Einführung bewährter Technologien.

Darüber hinaus bieten wir querschnittliche Analysen zu Energieverfügbarkeit und Preisen, zur Rolle der Digitalisierung und künstlichen Intelligenz sowie zum IKT-Rückgrat, und beleuchten dabei sowohl Stärken und Schwächen als auch Chancen und Risiken.

Unser Anliegen ist es auch, eine Bewegung aufzubauen: ein Netzwerk von Innovatoren, politischen Entscheidungsträgern, Unternehmen und Bürgern, die sich dem Ziel verschrieben haben, die Energiewende in der Schweiz zu beschleunigen.

Mit Kooperation und Entschlossenheit kann die Schweiz ihr Energiesystem in eine regenerative, widerstandsfähige und nachhaltige Grundlage für kommende Generationen verwandeln.

Die Teams hinter diesem Bericht wünschen Ihnen eine spannende Lektüre und stehen für den Austausch von Ideen und Projekten aller Art offen. Wir sind überzeugt, dass wir einen unabhängigen, neuartigen Ansatz geschaffen haben, um die zentrale Bedeutung der Kopplung unserer Energien zu verstehen.

Machen Sie 2026 mit!

Mit freundlichen Grüßen, Ihr Sektorkopplungsteam



Kanton Bern
Canton de Berne



Julius Bär

PLANAIR
Experte für die Transition Energie



EBPO



Hoval



tend



HSLU Hochschule
Luzern



Everlence



GREEN
ENERGY
VENTURE

TEILNEHMER UNSERER INITIATIVE UND IHRE JEWEILIGEN PROJEKTE (in alphabetischer Reihenfolge):

1. Bank Julius Bär: Energiemarkt Update – Schweizer Privatbankengruppe, die Finanzanalysen und Markteinblicke liefert, einschliesslich Entwicklungen auf den globalen Energiemärkten.
2. B-Solartec: Eisspeichersystem – Anbieter innovativer Solar- und Wärmespeichertechnologien.
3. Kanton Bern: Konzept Ausbau Energieinfrastrukturen (KAEN) – Kantonale Behörde für Energiestrategie und Infrastrukturplanung.
4. Stadt Thun: Klimastrategie – Lokale Behörde für regionale Energieentwicklung.
5. EBP Schweiz AG: Installation öffentlicher Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge; Campus Münsterlingen – Ingenieur- und Beratungsunternehmen für Energie, Umwelt und Mobilität.
6. Everllence: Esbjerg-Grosswärmepumpen – Internationale Beratung für grossskalige Energieprojekte.
7. Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG (GazEnergie): GreenGas (mit Planair) - Verband der Schweizerischen Gasindustrie.
8. Green Energy Venture: Plusenergiestadt Burgholz – Entwickler von Projekten für erneuerbare Energien und Plusenergiequartiere.
9. HEIG-VD (Waadt): Auswirkungen der Wärmepumpenintegration auf Stromverteilnetze – Hochschule Westschweiz, angewandte Energieforschung.
10. Hoval: Lake Energy Project Steinach SG – Hersteller und Technologieanbieter für Heiz-, Kühl- und Energiesysteme.
11. HSLU (Luzern): Dekarbonisierung Pilatus Kulm – Hochschule Luzern, angewandte Forschung zu Energie- und Gebäudesystemen.
12. Huawei: Die Rolle der IKT bei der Digitalisierung des Energiesektors - Globales Technologieunternehmen, das intelligente PV-Wechselrichter, Energiespeicherlösungen und digitale Energiemanagementsysteme anbietet.
13. Planair: Energetische Sanierung des Victorinox-Industrieareals; GreenGas (mit VSG) – Ingenieurbüro für nachhaltige Energie- und Effizienzlösungen.
14. Romande Energie: Microgrid Les Cèdres – Regionales Schweizer Energieversorgungsunternehmen mit Fokus auf erneuerbare Energien.
15. Société des Forces Électriques de la Goule: Der Swiss Energypark – Regionales Elektrizitätswerk mit innovativen Energiekonzepten.
16. Swiss Renewable Solutions: Sektorkopplung bei Dyno AG – Entwickler integrierter Erneuerbare-Energien-Projekte.
17. Tend: Systematische Gebäudesanierung – Spezialist für nachhaltige Gebäudesanierungen und CO₂-Reduktion von Gebäuden und Immobilienportfolios.



Energiemarkt Update

DUNKELFLAUTE, HELLBRISE UND DIE SEKTORKOPPLUNG

Norbert Rücker

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

Wie schnell sich die Zeiten ändern. Noch vor Kurzem fürchtete sich die Schweiz um ihre Stromversorgung, als Russland den Gashahn nach Europa zudrehte und Frankreich mehr Atomkraftwerke als üblich in Revision schicken musste. Heute ist die Diskussion eine andere. Sonniges Wetter sorgt regelmässig für einen Stromüberschuss zur Mittagszeit und insbesondere an Wochenenden. Der starke Ausbau der Solarenergie und das Tempo der Energiewende stellen das System auf die Probe. In den vergangenen Jahren lösten das wirtschaftliche Stop-and-Go nach der Pandemie, die geopolitischen Ereignisse in Europa und die beschleunigte Energiewende eine ungeahnte Dynamik auf den Energiemärkten aus. Auch wenn sich der Staub mehrheitlich gelegt hat, bleibt es eine Herausforderung, die verschiedenen Einflussfaktoren auseinanderzuhalten. Die Krise hat die Wende beschleunigt.

Ein Blick auf die Strompreise hilft, den Überblick zu bewahren. Der Vergleich der Grosshandelspreise der Schweiz mit denen unserer Nachbarländer zeigt wie kaum eine andere Grafik, was den Markt bewegt und in welche Richtung die Entwicklung geht. Erste Beobachtung: Die Schweiz folgt Europa. Auch wenn die Diskussionen teilweise den Anschein erwecken, als lebten wir auf einer Strominsel, ist die Realität eine andere. Die Schweiz ist fest in einen eng vernetzten europäischen Strommarkt integriert. In kaum einem anderen, vergleichbaren Land – mit der Ausnahme von Dänemark – bewegen sich die gehandelten Strommengen und die Übertragungskapazitäten mit dem Ausland im Rahmen der gesamten Nachfrage. In der Folge reflektieren die Strompreise mehr die Marktgeschehnisse in Europa als diejenigen in der Schweiz. Scheint in Deutschland ausgiebig die Früh-

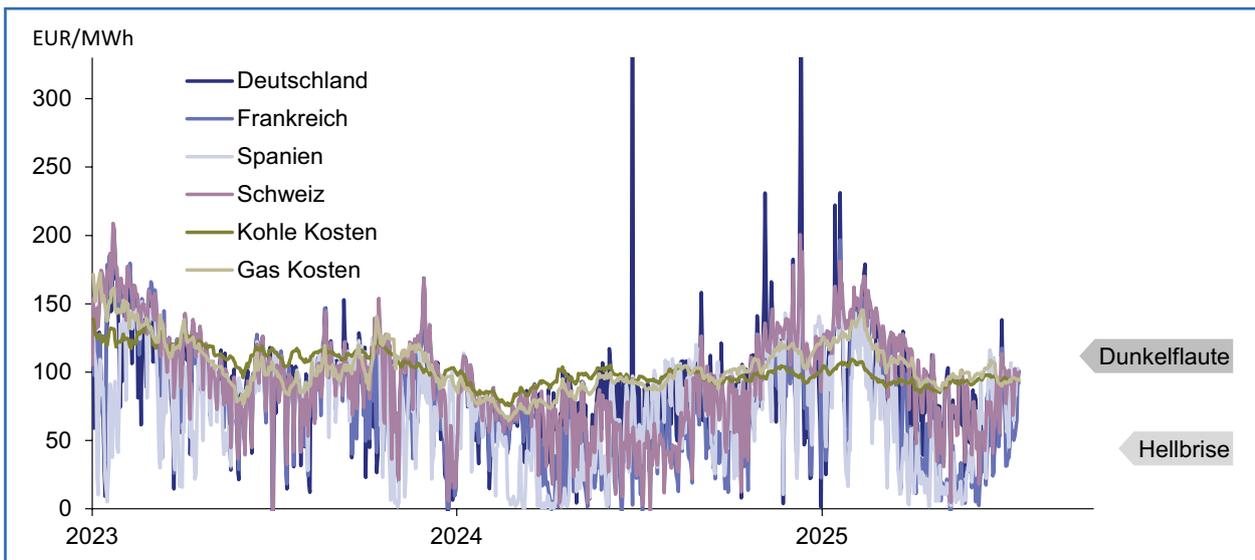


Abbildung 1. Strompreise im Grosshandel in Europa. Quelle: Bloomberg Finance L.P., Julius Bär (MWh: Megawattstunden)

lingssonne, oder fegt über Nordeuropa ein Sturm, dann drückt das unsere Preise mindestens so stark wie üppiger Niederschlag in den Alpen.

Zweite Beobachtung: Die Kosten der Gaskraftwerke deckeln die Strompreise, in Europa wie in der Schweiz. Gaskraftwerke sind meist teurer als andere Kraftwerke und liefern Strom, wenn diese nicht ausreichen. Diese sogenannte Merit Order ist seit der Energiekrise ein geläufigerer Begriff. Auch wenn dieser Effekt zeitweise für teuren Strom sorgt, ist er für die Versorgungssicherheit Europas essenziell. Nordwesteuropa hat mehr als 40 Gigawatt installierte Kapazität an Gaskraftwerken, die den Ausfall der französischen Atomkraftwerke kompensieren halfen. Diese Kapazitäten sind auch entscheidend, um winterliche Windflauten in Nordeuropa auszugleichen. Der Einsatz erfolgt sporadisch, sodass die CO₂-Emissionen weit geringer sind als aus anderen Quellen. Die Schweiz verlässt sich im Winter auf ihre eigenen Stauseen. Dennoch sind Europas Gaskraftwerke unsere ultimative Versorgungsversicherung.

Die Strommangellage ist lange gebannt und wäre nur eingetreten, hätten sich Europas Gaslager geleert in Folge der reduzierten Lieferungen aus Russland. Wie wir alle mittlerweile wissen, trat das Gegenteil ein. Europas Gaslager waren von Ende 2022 bis letztes Jahr randvoll. Zwei milde Winter halfen, waren aber nicht entscheidend. Dies erstaunte Ökonomen weniger als die Öffentlichkeit. Der starke Anstieg der Gaspreise zog Importe an, reduzierte die Nachfrage und sorgte für volle Lager. Diese Dynamik ist auf Rohstoffmärkten altbekannt, insbesondere globalisierte Märkte wie Gas und Öl sind sehr resilient gegen Schocks. Chinas Boost der Kohleförderung kompensierte den Ausfall von russischem Gas, sodass Europa verflüssigtes Erdgas importieren kann-

te, das ursprünglich für Asien gedacht war. Temporär hohe Preise und wirtschaftliche Kosten sind die Kehrseite dieser Versorgungssicherheit. Leider sorgten im Anschluss immer wieder unbegründete Versorgungsängste und eine ungeschickte Regulierung für eine unnötig hohe Zahlungsbereitschaft und für erhöhte Gas- und Strompreise, wie beispielsweise Ende 2024. Wenig beachtet erlebte China während der Energiekrise das Gegenteil. Aufgrund fixierter Preise und eingebunden in ein regulatorisches Korsett erwies sich der Markt als zu wenig dynamisch und flexibel. Grossflächige Stromausfälle waren die Folge. China zog daraus seine Lehren und etabliert mittlerweile einen Strommarkt nach Europas Vorbild. Auf dem Gasmarkt hat eine neue Ära begonnen. Zahlreiche Exportterminals nehmen den Betrieb auf, beispielsweise in Kanada, während die Energiewende die Importnachfrage begrenzt, beispielsweise in China. Diese vermeintlich fernen Trends sind für die Schweizer Versorgungssicherheit mindestens so relevant wie alpine Solaranlagen, und sie senken den Gasdeckel auf den Strompreisen.

Dritte Beobachtung: Die Preise schwanken stark. Der Begriff «Dunkelflaute» ist nicht mehr nur Experten vorenthalten ist. Er beschreibt Phasen, in denen Solar- und Windkraftwerke nicht genügend Strom liefern und somit Gaskraftwerke und deren Kosten preisbestimmend werden. Ein genauerer Blick offenbart allerdings, dass «Hellbrisen» häufiger vorkommen. Dies sind gegenteilige Phasen, in denen Solar- und Windstrom im Überfluss vorhanden sind. Da erneuerbare Energien keine operativen Kosten haben, teilweise in fixe Vergütungssysteme eingebunden sind, und Kohle- und Atomkraftwerke nur begrenzt flexibel sind, sinken die Preise bei Hellbrisen oft ins Negative. Dieses Phänomen ist stärker ausgeprägt als die Grafik es erscheinen lässt. Die Stunden mit Grosshandels-



UNSERE DISKUSSION DER WINTERSTROMLÜCKE FOLGT EHER POLITISCHEN BEDÜRFNISSEN ALS ÖKONOMISCHEN REALITÄTEN.



preisen im Bereich von null oder negativ nehmen stetig zu. Im Mai und Juni dieses Jahres gab es in Deutschland gerade einmal zehn Tage mit positiven Strompreisen zur Mittagszeit. Die Hellbrise taucht regelmässig im Frühling und Sommer, wie auch im Winter auf, denn die Stromproduktion aus Erneuerbaren in Europa ist im Winter und nicht im Sommer am stärksten. Durch den Ausbau der Offshore-Windkraft und der Netze bleibt diese positive Wintersaisonalität auf absehbare Zeit bestehen. Europa kennt keine Winterstromlücke. Die bereits bestehenden und weiter zunehmenden Kapazitäten an Wind- und Gaskraftwerken sowie an Batteriespeichern in Europa sind derart gross, dass sie das saisonale Handelsgleichgewicht der Schweiz weitgehend überschatten. Unsere Diskussion der Winterstromlücke folgt eher politischen Bedürfnissen als ökonomischen Realitäten.

Dem Markt liegen unzählige, tagtägliche Entscheidungen von Haushalten und Unternehmen zugrunde. Es sind auch ebendiese Entscheidungen, die die Energiewende vorantreiben und die Struktur langsam, aber beständig verändern. Dabei sind die Kosten, also die Erschwinglichkeit, nur einer von vielen Faktoren. Ebenso relevant sind die (Aus) Wahlmöglichkeiten, die Verantwortung, sowie die Motivation und das Wissen, objektiv und rational zu entscheiden. Beim Kauf eines Autos sind fast alle diese Bedingungen erfüllt, weshalb die Marktanteile von Elektroautos vergleichsweise schnell ansteigen. Beim Wohnen sieht es anders aus. Die Miete und das Stockwerkeigentum verkomplizieren die Entscheidungsfindung. Der Vermieter investiert in die Heizung und gibt die Kosten an die Mieter weiter. Die Stockwerkeigentümer müssen sich oft mühsam zu gemeinsamen Entscheidungen durchringen. Diese Asymmetrie bei Verantwortung und Motivation erklärt, warum sich Wärmepumpen oder Ladestationen zu Hause vergleichsweise langsamer verbreiten, obwohl ihre langfristige Wirtschaftlichkeit überzeugt. Das Verständnis dieser Grundsätze verdient mehr Beachtung, denn die Energiewende bringt mehr Dezentralisierung mit sich. Die Anzahl der Akteure nimmt stetig zu,

durch die Stromproduktion von Solaranlagen auf grossen und kleinen Dächern wie durch den Stromverbrauch von Wärmepumpen und Elektroautos. Es werden mehr energierelevante Entscheidungen getroffen. Damit sich diese neue Energiewelt entfalten kann, besteht Handlungsbedarf bei den Rahmenbedingungen. Zwei Bereiche stechen hervor.

Das System braucht Flexibilität. Die stark schwankenden Preise im Verlauf von Stunden, Tagen und Wochen sprechen eine klare Sprache. Um all diese unzähligen Teilnehmer einzubinden und sie in die Verantwortung für die Versorgungssicherheit zu nehmen, gibt es kein besseres Instrument als den Preis. Solarstrom fliesst zur Mittagszeit in die Batteriespeicher zu Hause oder in die Elektroautos auf dem Firmenparkplatz, wenn er günstig zu beziehen ist. Industrielle Wärmepumpen oder heimische Warmwasserboiler pausieren an einem Winterabend mit Windflaute, wenn der Strom teuer ist. Der Preis dirigiert die Versorgungssicherheit. Dies ist in Europa längst bekannt und insbesondere die innovationsaffinen Elektrizitätsversorger überzeugen ihre Kunden mit entsprechenden Lösungen – der Marktliberalisierung sei Dank.

Das System braucht ein verlässliches Netz. Überschüsse und Defizite gleicht das Stromnetz aus. Die Ingenieure sind den Ökonomen voraus. Während der Ausbau und die Modernisierung des Netzes voranschreiten, steckt die Debatte über die finanziellen Anreize noch in den Kinderschuhen. Ob dieser Ausbau kosteneffizient stattfindet, wird kaum hinterfragt. In einem System, in dem immer mehr Akteure sowohl Strom beziehen als auch einspeisen, sind die heutigen Netzentgelte ungeeignet, um die Kosten fair zu verteilen. Die Diskussion darüber gewinnt an Fahrt und dreht sich oft um ein neues, konkretes Modell: Netzentgelte basierend auf Anschlussgrös-

se und nicht auf Verbrauch, auf Kilowatt und nicht auf Kilowattstunden. Das heisst, ein System für alle, wie es industrielle und gewerbliche Grossabnehmer heute meist schon kennen. Eine solche Ausgestaltung schafft Anreize für jeden auf den unteren Ebenen des Netzes, seinen Beitrag für eine stabile Versorgung und niedrige Gesamtkosten zu leisten. Der mittägliche Solarüberschuss des Hausdaches darf bei der Nachbarschaft nicht zu einer höheren Stromrechnung wegen steigender Netzkosten führen. Ein auf individuelle Belastungsspitzen ausgelegtes System ist für die Allgemeinheit teurer als nötig. Die lokalen Netzbetreiber wissen am besten über die lokalen Begebenheiten der Stromversorgung Bescheid. Wenn man ihnen erlaubt, dieses Wissen über anschlussbasierte Netzentgelte weiterzugeben, differenziert nach Tageszeit sowie nach Strombezug oder -einspeisung, dann ist ein grosser Schritt in Richtung einer fairen, bezahlbaren und versorgungssicheren Energiewende gemacht. Dynamische Strompreise und dynamische Netzentgelte ergänzen sich und liefern das Preissignal zur Lage im überregionalen Stromhandel und im lokalen Stromnetz.

Diese Beispiele zeigen, dass die sogenannte Sektorkopplung, die Verknüpfung von Strom mit Wärme und Mobilität, dann geschieht, wenn man den Markt spielen lässt. Die stark schwankenden Strompreise machen viele Investitionen in Lösungen zur Sektorkopplung attraktiv. In der Folge steigen Flexibilität und Sicherheit. Den Nährboden für diese Investitionen schafft ein System, das Preissignale an alle weitergibt – für Strom und das Netz. Auch wenn die Rahmenbedingungen in der Schweiz und in Europa noch zu oft diskriminieren, gibt es viel Innovation, Unternehmergeist und Pioniere, die diese Herausforderungen der Energiewende bereits heute tatkräftig angehen. ■

Die Rolle der IKT in der Digitalisierung des Energiesektors

Christian Kuster

CTO Huawei Enterprise Switzerland

BESCHREIBUNG

Die Entwicklung der Stromnetze bewegt sich von traditionellen Netzen zu intelligenten Netzen (Smart Grids) und wird sich künftig hin zu regionalen und sogar globalen Energie-Internet-Strukturen entwickeln. Derzeit befinden sich viele entwickelte Länder im Stadium des Smart Grids, während sich zahlreiche Entwicklungsländer noch in der Übergangsphase von traditionellen Netzen zu Smart Grids befinden.

HERAUSFORDERUNGEN

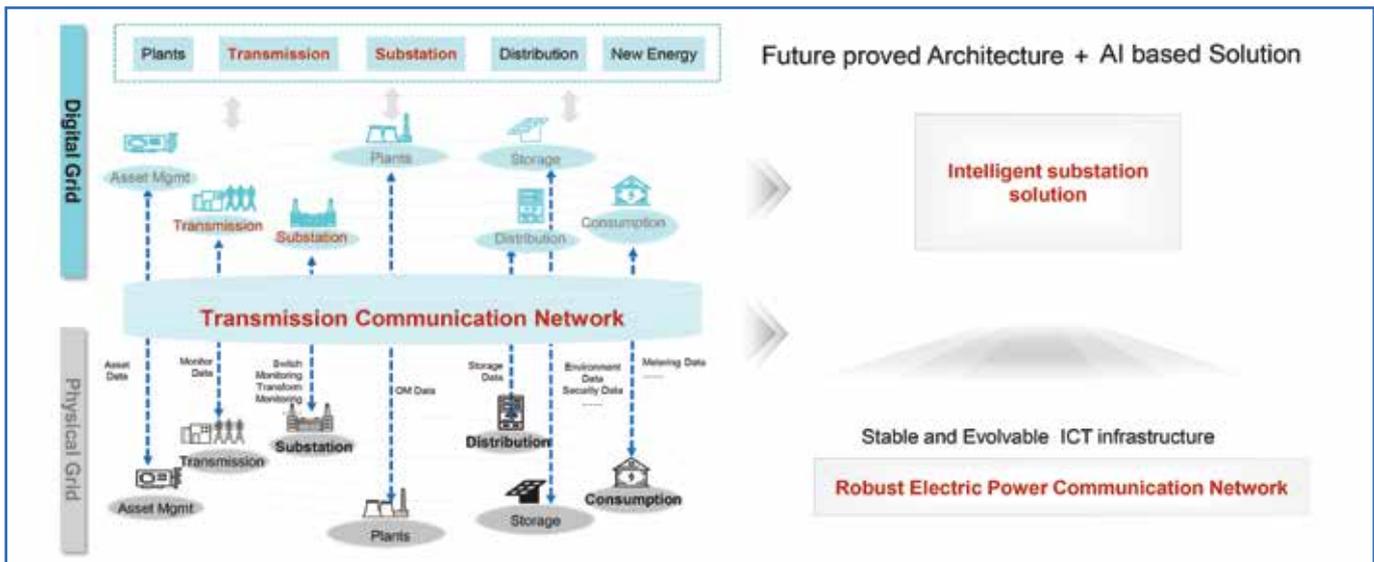
1. Arbeitssicherheit, insbesondere die Anlagensicherheit, bleibt ein zentrales Anliegen und ist mit

Problemen wie illegalen Eingriffen, schwer erkennbaren Störungen und verzögerter Fehlerlokalisierung konfrontiert.

2. Rückständiger Betriebs- und Wartungsmodus: Die steigende Arbeitslast durch Geräte und Inspektionen sowie hohe Anforderungen an die Betriebssicherheit machen es zunehmend schwierig, mit einem rein manuellen Inspektionsmodus zu arbeiten.

3. Veraltete IKT-Infrastrukturen, etwa Übertragungseinrichtungen, sind zunehmend Engpässe für neue Dienste. Zudem besteht in vielen Netzgesellschaften ein grosser Bedarf an digitalen und intelligenten Infrastrukturplattformen.



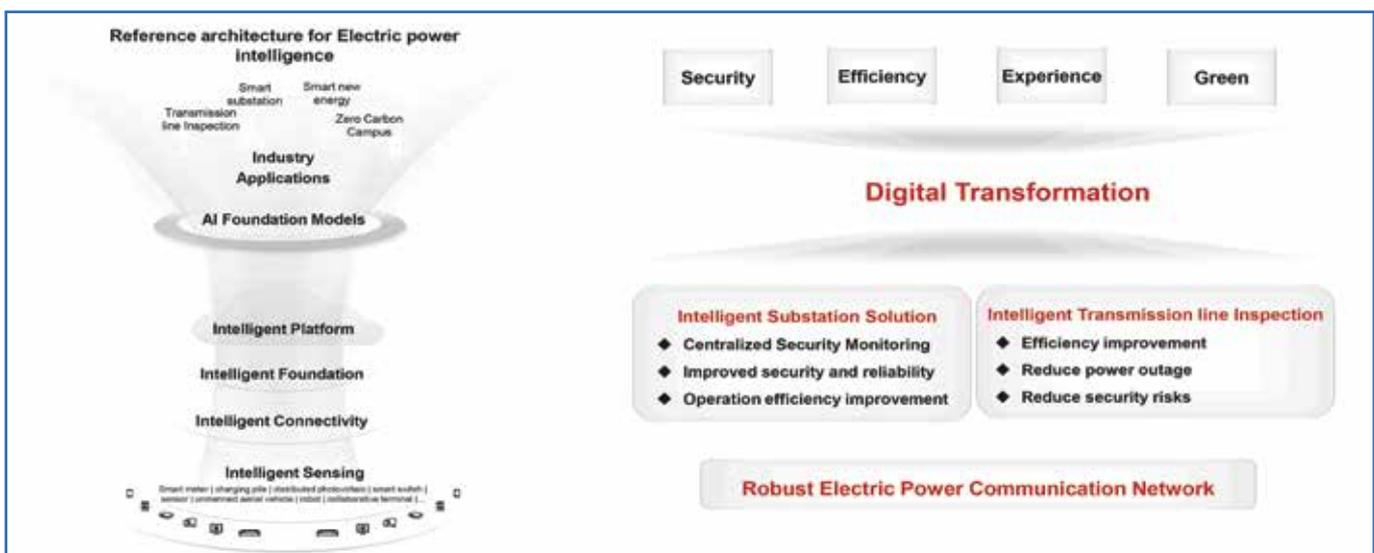


ZIELE

Unterstützung wird benötigt, um durch digitale Innovation und Transformation robuste und intelligente Netze zu schaffen. Entscheidend ist die Abbildung zwischen physischer und digitaler Welt.

- Primäre und sekundäre Anlagen in Erzeugung, Übertragung, Transformation und Verteilung bilden die physische Welt.
- Über Datenerfassung, Sensortechnik und Backbone-Kommunikation wird die physische Welt auf die digitale Welt (Digital Twin) projiziert, in der intelligente Lösungen aufgebaut werden.

- Auf Grundlage zukunftsorientierter Architekturen und KI-Lösungen können digitale Anwendungen wie intelligente Umspannwerke und smarte Leitungsinspektionen realisiert werden.
- Darüber hinaus müssen zuverlässige und weiterentwickelbare IKT-Infrastrukturen, wie Übertragungs- und Kommunikationsnetze, verstärkt in den Fokus rücken. Alle Energiesektoren müssen zuverlässige Kommunikationsnetze bereitstellen, um eine solide digitale Grundlage zu schaffen, die Sicherheit, Effizienz, Nachhaltigkeit und Nutzererfahrung kontinuierlich verbessert.



PROJEKTBEISPIEL: DIGITALISIERUNG IM WINDKRAFTSEKTOR

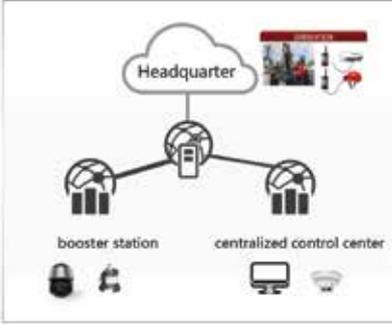
HERAUSFORDERUNGEN

Insufficient wireless access experience



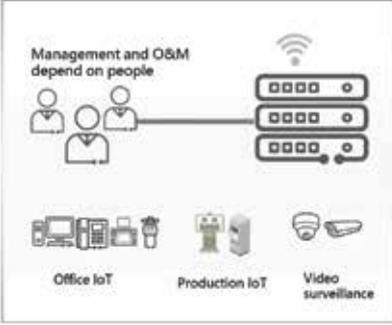
- The wind farm is in remote area without public..
- Mobile operations require high-quality wireless communication networks to ensure low-latency services.

Difficult service assurance



- The egress bandwidth is less than 30 Mbps, services such as video surveillance and remote support are limited.
- Multi-service bearing, difficult assurance for key applications, such as emergency command and remote support

Difficult management and O&M



- Invisible device status, slow fault detection, and low O&M efficiency
- Large number of IoT connections and complex management

FAZIT

Zur Bewältigung der genannten Herausforderungen ist ein robustes Kommunikationsnetz die Schlüsselinfrastruktur. Bei der Analyse der Situation in der Schweiz zeigt sich, dass die Verfügbarkeit einer bestehenden Kommunikationsinfrastruktur, so wie die 5G- und Glasfaserabdeckung, als entscheidender Faktor für den Aufbau der erforderlichen Kommunikationsnetze auf einem sehr hohen Niveau liegt, sowohl im europäischen Vergleich als auch weltweit. Die Kombination aus der fortschrittlichen öffentlichen 5G-Infrastruktur in der Schweiz und einem unterstützenden regulatorischen Umfeld für private 5G-Bereitstellungen macht das Land zu einem besonders fruchtbaren Boden für die notwendige Schlüssel-Infrastruktur.

ZIEL & WIRKUNG

Durch die erfolgreiche Digitalisierung eines spezifischen Sektors (hier Energieproduktion durch Windkraft) entsteht ein potenzieller Kandidat für die Kopplung mit anderen Sektoren im Rahmen des „Energie-Internets“.

ZIEL: DAS ENERGIE-INTERNET

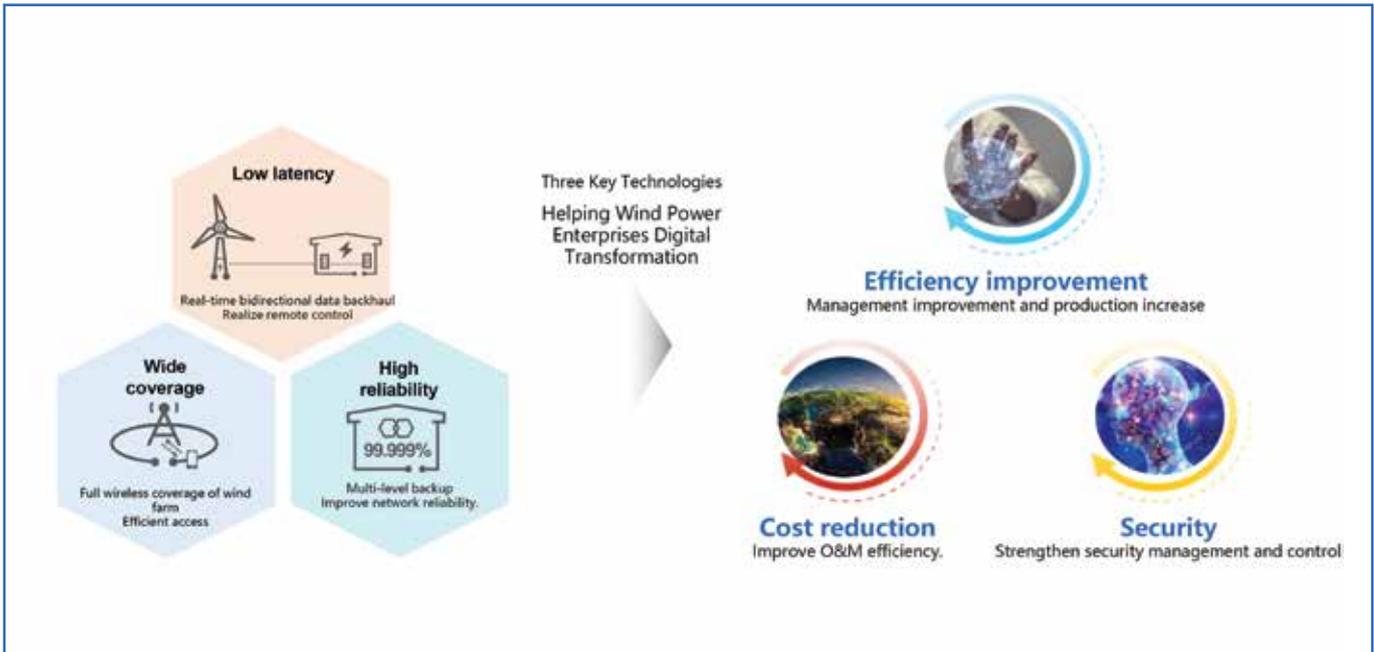
Das Energie-Internet kann als fortschrittliches, intelligentes und dezentrales System beschrieben werden, das alle Energiesektoren integriert. Ziel ist es, konventionelle und erneuerbare Energien, Energiespeicher, intelligente Netze und digitale Technologien zu koppeln, um ein effizientes, flexibles und nachhaltiges Energiemanagement zu erreichen.

Es kann auch als nächste Generation der Energieinfrastruktur bezeichnet werden, inspiriert von den Prinzipien des Internets:

- Dezentralisierung
- Interoperabilität
- Echtzeit-Datenaustausch

PRINZIPIEN DES ENERGIE-INTERNETS

1. Dezentrale Energieerzeugung und -speicherung
 - a. Nutzung verteilter Ressourcen wie Solarpanels, Windturbinen und Mikronetze statt ausschliesslich zentraler Kraftwerke



b. Förderung von Prosumenten (Konsumenten, die auch Energie erzeugen und speichern)

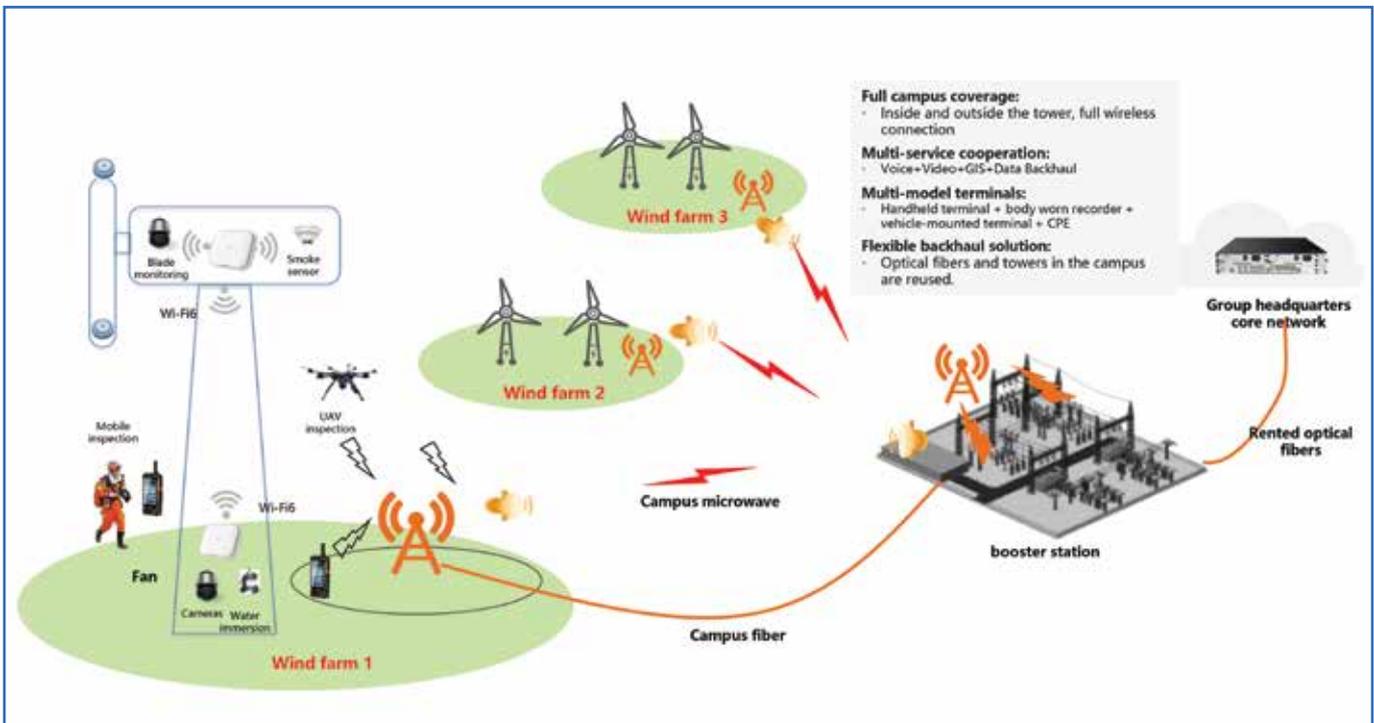
2. Digitalisierung & IoT-Integration

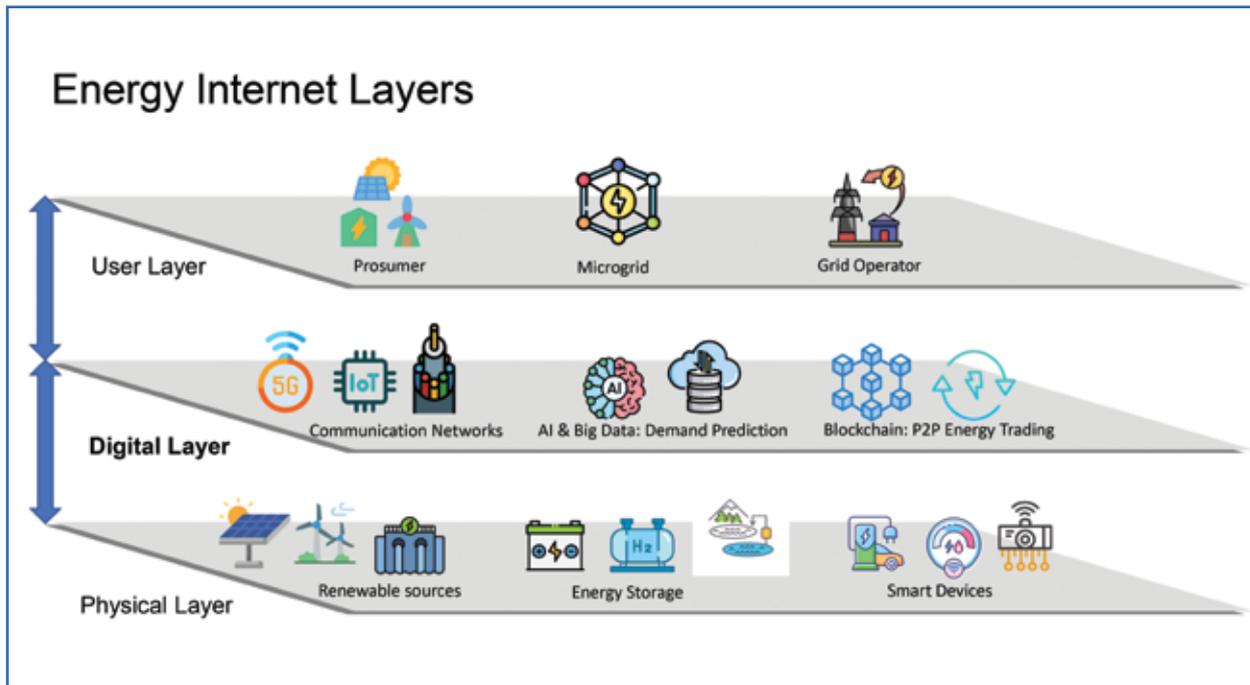
a. Smart Meter, Sensoren und KI optimieren Energieflüsse in Echtzeit

b. Blockchain-Technologie ermöglicht Peer-to-Peer-Energiehandel

3. Dominanz erneuerbarer Energien

a. Hoher Anteil an Solar-, Wind-, Wasser- und anderen erneuerbaren Quellen





- b. Energiespeicher (Batterien, Wasserstoff) gleichen Angebot und Nachfrage aus
- 4. Intelligentes Netz & Lastmanagement
 - a. Netze passen sich automatisch an Schwankungen von Angebot und Nachfrage an
 - b. Verbraucher können ihren Verbrauch anhand von Preissignalen (dynamische Preise) anpassen
- 5. Elektrifizierung & Multi-Energie-Integration
 - a. Verknüpfung von Strom-, Wärme-, Kälte- und Gasnetzen für höhere Effizienz
 - b. Elektrofahrzeuge (EVs) dienen als mobile Energiespeicher (V2G – Vehicle-to-Grid)

VORTEILE DES ENERGIE-INTERNETS

- Höhere Effizienz – Verringerung der Energieverluste durch smartes Management
- Niedrigere CO₂-Emissionen – Beschleunigung des Umstiegs auf Erneuerbare Energien
- Energie-Resilienz – Weniger anfällig für Ausfälle durch Dezentralisierung
- Stärkung der Konsumenten – Nutzer können Energie handeln und Kosten optimieren

HERAUSFORDERUNGEN

- Hohe Anfangsinvestitionen in Infrastruktur
- Cybersecurity-Risiken durch höhere Konnektivität
- Regulatorische und politische Hürden

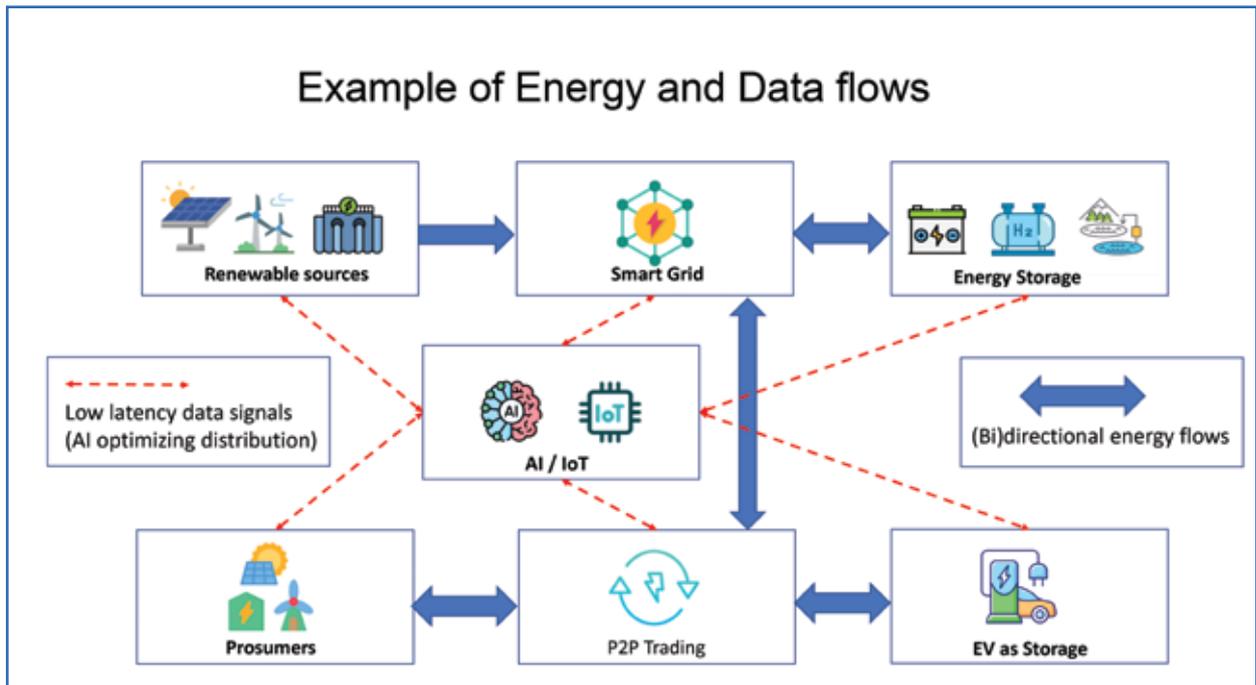
BEISPIELE & ANWENDUNGEN

- Mikronetze in Gemeinden und Industrieparks
- Virtuelle Kraftwerke (VPP), die verteilte Ressourcen bündeln
- P2P-Energiehandelsplattformen

Das Energie-Internet ist ein Grundpfeiler der zukünftigen Smart Cities und der CO₂-neutralen Wirtschaft, im Einklang mit Zielen wie dem Pariser Abkommen.

ZUSAMMENFASSUNG

Die Konnektivität des Energie-Internets im gesamten Ökosystem wird den Transaktionsrahmen von heutigen Business-to-Consumer-(B2C)-Modellen hin zu Consumer-to-Business-(C2B)- und sogar Consumer-to-Consumer-(C2C)-Modellen verschieben.



Mit der zunehmenden Verfügbarkeit IoT- und KI-gestützter Dienste erhalten Verbraucher vielfältige, massgeschneiderte Optionen. In der Praxis wird „Energie plus Internet“ durch IKT-gestützten Informationsaustausch und Verteilplattformen erreicht, die Energiequellen über mobile Geräte, PCs und internetverbundene Anwendungen zugänglich und steuerbar machen.

Der Stand des Energy Internet und der Sektorkopplung in der Schweiz ist geprägt von fortschrittlicher technologischer Leistungsfähigkeit, einer starken politischen Ambition und erheblichem Potenzial, steht jedoch vor Herausforderungen bei der Skalierung und der regulatorischen Harmonisierung. Die Schweiz mit ihrem einzigartigen Energiesystem, einer starken Wasserkraftbasis, dem Atomausstieg und hohen Import-/Exportdynamiken, stellt daher eine faszinierende Fallstudie dar. Sie kann als anspruchsvolle und zugleich spannende Pilotumsetzung dienen und eine Pionierrolle bei der Transformation hin zum Energy Internet übernehmen. ■



Ebene: Gebäude

Auf Gebäudeebene zielen Dekarbonisierungsbemühungen auf die Systeme, die die Energieeffizienz eines Standorts direkt beeinflussen: Heizungs- und Kühlinfrastruktur, Lüftung, Gebäudehülle sowie die Integration erneuerbarer Energien. Gebäude sind sowohl Energieverbraucher als auch -produzenten und bergen oft ungenutztes Potenzial für Effizienzsteigerungen, Wärmerückgewinnung oder Eigenproduktion. Ob Neubau oder Sanierung: Die Rolle eines Gebäudes in der Energiewende hängt von detaillierten Systemkenntnissen, langfristiger Planung und der Fähigkeit ab, technische Massnahmen mit betrieblichen Anforderungen zu verbinden. Die folgenden Beispiele verdeutlichen verschiedene Ansätze zur Dekarbonisierung auf Gebäudeebene.

Projektbeispiel: Dekarbonisierung Pilatus Kulm

PROJEKTBEDESCHEIBUNG

Dieses Projekt untersucht Optionen für eine nachhaltige, emissionsarme Wärmeversorgung der Liegenschaften auf Pilatus Kulm, insbesondere Hotel Kulm, die Panoramagaleries und Hotel Bellevue. Das aktuelle System ist teilweise auf fossile Energieträger angewiesen, die aufwendig auf den Berg transportiert werden müssen, was eine logistische und ökologische Herausforderung darstellt. Das neue Konzept zielt darauf ab, diese durch integrierte erneuerbare Lösungen zu ersetzen, die eine maximale Energieautonomie ermöglichen und zugleich technische wie ökologische Anforderungen erfüllen.

Untersucht wurden u. a. Luft-Wärmepumpen, saisonale Speicher mit Phasenwechselmaterialien (PCM) und Sorptionssysteme. Nach einer Nutzwertanalyse blieben zwei Hauptansätze: ein Erdsondenfeld mit solarer Regeneration sowie ein kombiniertes PV-Wasserstoff-System. Auch eine mögliche Sanierung oder ein Neubau des Hotel Bellevue wurde in die Planung einbezogen, da dies die Wahl und Konfiguration der Technologien beeinflussen könnte. Über den lokalen Nutzen hinaus bietet das Projekt ein Modell für die Dekarbonisierung alpiner Hotel- und Tourismusinfrastrukturen in der Schweiz und vergleichbaren Off-Grid-Standorten.

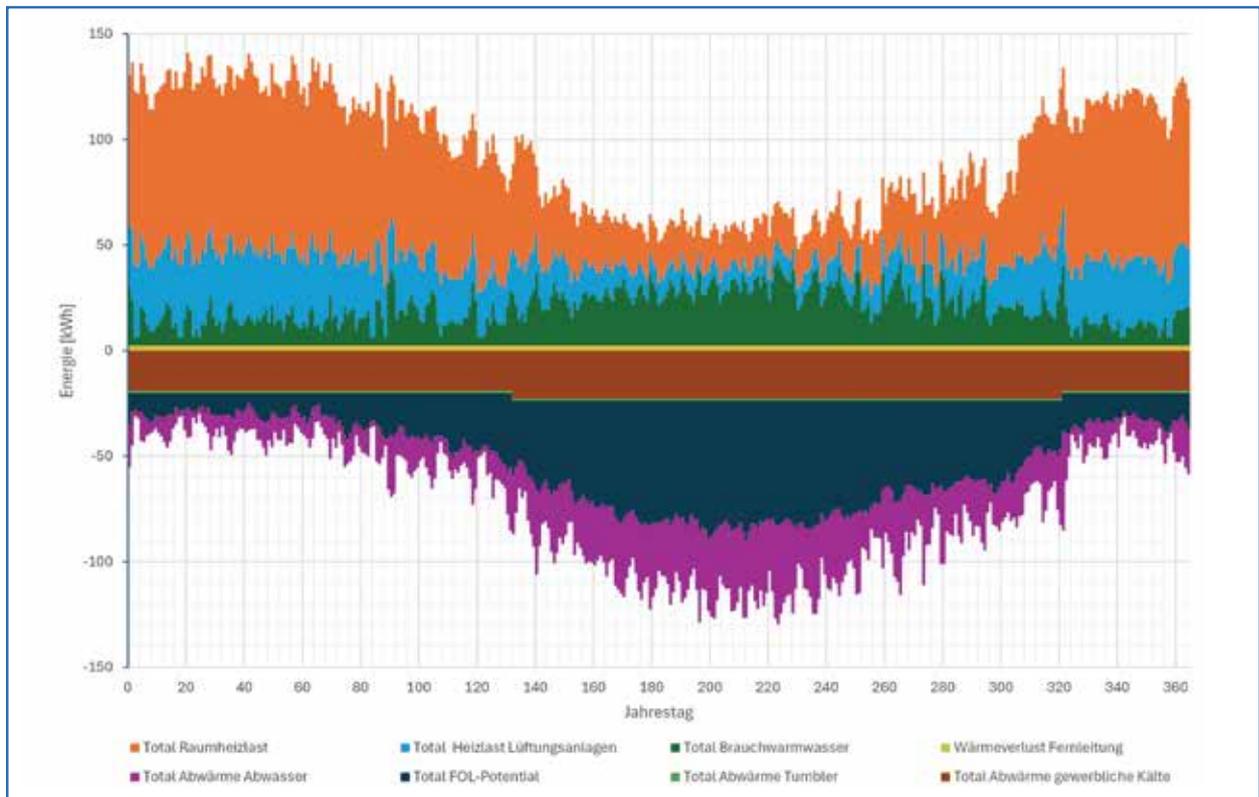


Diagramm 1: Jahresdauerlinie Pilatus Kulm | Die positive Y-Achse zeigt den Wärmebedarf, während die negative Fläche das thermische Abwärmepotenzial darstellt.

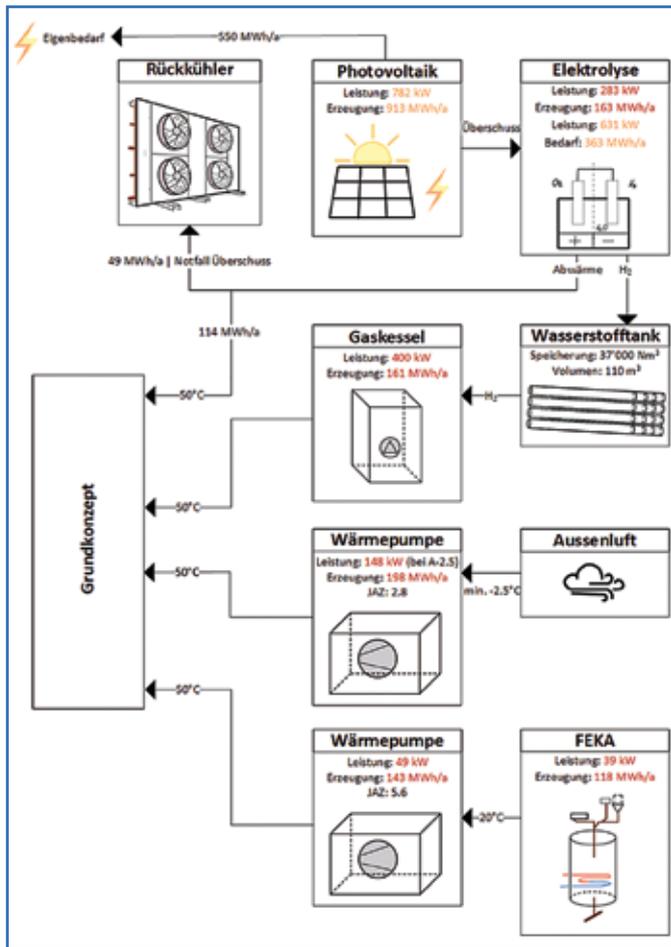


Abbildung 1: Funktionsprinzip des Erdwärmesondenkonzepts mit Solarthermie (Sondenfeld Chilchsteine).



BETEILIGTE AKTEURE

Das Projekt wurde in Zusammenarbeit mit der Pilatus-Bahnen AG entwickelt und im Rahmen einer Bachelorarbeit an der Hochschule Luzern (HSLU) durchgeführt. Es umfasste detaillierte technische Analysen, Konzeptentwicklung und Vergleichsbewertungen von Energiesystemoptionen für die Gebäude auf Pilatus Kulm.

ZIELE

Das Projekt definiert klare Ziele für die Auswahl und Bewertung eines langfristigen Energiekonzepts für Pilatus Kulm:

- Nahezu emissionsfreie Wärme- und Kälteversorgung erreichen
- Fossile Brennstofftransporte auf den Berg eliminieren
- Höchste Eigenversorgung durch lokale erneuerbare Energien sicherstellen
- Mögliche Sanierung oder Neubau des Hotel Bellevue berücksichtigen
- Strukturierte Vergleichsbewertung alternativer Energiesysteme ermöglichen

STATUS & KENNZAHLEN

Das Projekt befindet sich in der Evaluationsphase. Eine detaillierte Analyse des Energiebedarfs wurde anhand von Standortmessungen, Betriebsdaten und Nutzungsprofilen erstellt. Mehrere Systemkonzepte wurden entwickelt und mittels Nutzwertanalyse in Zusammenarbeit mit der Pilatus-Bahnen AG bewertet. Verglichen wurden ökologische Leistung, Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und technische Machbarkeit. Kennzahlen (Geothermie mit solarer Regeneration, Standort Chilchsteine)

- 38 Erdsonden, je 265 m tief
- 219 MWh/Jahr gewonnene Wärme

- 116 MWh/Jahr solare Regeneration
 - JAZ 3.91 Hauptwärmepumpe
 - JAZ 5.6 Abwasser-Wärmepumpe
- Kennzahlen (PV- und Wasserstoffkonzept)
- 4'000 m² Photovoltaikfläche
 - 913 MWh/Jahr PV-Ertrag, davon 363 MWh/Jahr für H₂-Produktion
 - 37'000 Nm³ H₂-Speicher (Metallhydridtanks)
 - 400 kW Wasserstoffkessel, Einsatz < -2.5 °C
 - Elektrolyse-Abwärme: 163 MWh/Jahr, davon 114 MWh für Heizung genutzt
 - JAZ 2.8 Luft-Wärmepumpe

NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Das Projekt zeigt, dass ein hochalpiner Hotelstandort mit minimalen Emissionen betrieben werden kann, wenn integrierte erneuerbare Systeme eingesetzt werden. Die Kombination aus Geothermie, solarer Energie und Wärmerückgewinnung ermöglicht eine hohe Energieeffizienz in abgelegener und klimatisch anspruchsvoller

Umgebung. Das wasserstoffbasierte System ist komplexer, bietet jedoch Flexibilität, saisonale Speicherung und Innovationspotenzial. Herausforderungen sind u. a. geologische Unsicherheiten beim Tiefbohren, die Abstimmung mit zukünftigen Bauprojekten sowie die technische und finanzielle Komplexität der Wasserstoffinfrastruktur. Eine erfolgreiche Umsetzung hängt von frühzeitiger Risikominimierung und sorgfältiger Abstimmung von Planung und Bau ab.

WIRTSCHAFTLICHE FAKTEN & ZAHLEN

Die Konzepte wurden hinsichtlich Total Cost of Ownership verglichen unter Berücksichtigung ökologischer Leistung, Betriebskosten und langfristiger Machbarkeit. Während die Investitionen je nach System variieren, werden zusätzliche finanzielle Vorteile durch Förderungen für PV- und Solarthermieanlagen erwartet. Diese waren in der ursprünglichen Analyse nicht berücksichtigt, könnten die Wirtschaftlichkeit aber deutlich verbessern.

REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

ERKENNTNISSE

- Frühe Koordination mit künftigen Bauprojekten ist entscheidend, um Konflikte und Verzögerungen zu vermeiden
- Die Integration mehrerer erneuerbarer Systeme erhöht die Resilienz, erfordert jedoch fortgeschrittene Planung und Steuerung
- Detaillierte geologische Untersuchungen sind Voraussetzung für tiefe Geothermie-Lösungen
- Innovationspotenzial steigt, wenn geeignete Leuchtturmprojekte für öffentliche Unterstützung identifiziert werden

Das Projekt bietet ein relevantes Modell für alpine Hotels, Bergstationen und andere Off-Grid-Standorte mit hohem Wärmebedarf. Der modulare Ansatz, mehrere Versorgungskonzepte auf Basis standortspezifischer Gegebenheiten zu bewerten, ist auf ähnliche touristische Infrastrukturen übertragbar. Das Wasserstoffkonzept zeigt zudem, wie energieintensive Standorte als Pilotfälle für Sektorkopplungstechnologien in extremen Umgebungen dienen können. ■

Projektbeispiel: Eisspeichersystem – Eggetli, Adelboden

PROJEKTBECHRIEB

Das Eisspeichersystem vereint Strom, Wärme und Kälte in einem einzigen Gesamtkonzept, das mit erneuerbarer Energie betrieben wird. Als «Plus-Energie-System» trägt es zur Erreichung der Klimaziele 2050 bei, ist CO₂-neutral und ressourcenschonend. Sein besonderer Nutzen liegt in der Lösung des saisonalen Dilemmas: ein Überschuss an Solarenergie im Sommer bei gleichzeitigem Heizbedarf im Winter sowie umgekehrt der steigende Kühlbedarf in den Sommermonaten. Durch das physikalische Prinzip der Phasenänderung von Wasser liefert das System im Winter Heizenergie und sorgt im Sommer für passive Kühlung. In Kombination mit PVT-Hybridsolarmodulen werden gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt, sodass die verfügbare Dachfläche optimal genutzt wird.

INVOLVIERTE AKTEURE

Das Projekt Eggetli wird von der B-Operate AG entwickelt, die zugleich als Betreiberin der zukünftigen Heizungsanlage auftritt. Die Heizungsinstallation wird zwar als Stockwerkeigentum beurkundet, bleibt jedoch im Besitz der B-Operate AG, welche die Rolle des lokalen Wärmeversorgers übernimmt. Innerhalb derselben Unternehmensgruppe bringt die B-Solartec AG strategisches und technisches Know-how ein.

Als Technologiepartner liefert die PVT Solar AG die Hybridsolarmodule, die sowohl elektrische wie auch thermische Energie erzeugen.

ZIELE

Das Projekt verfolgt das Ziel, eine zuverlässige und klimaneutrale Energieversorgung bereitzustellen, die Strom, Wärme und Kälte in einem System kombiniert und gleichzeitig langfristig wirtschaftlich tragfähig bleibt – sowohl für die Bewohnerinnen und Bewohner als auch für die Betreiber. Konkret sollen:

- eine kosteneffiziente und klimaneutrale Alternative zu herkömmlichen Heiz- und Kühlsystemen auf gezeigt werden,
- eine zuverlässige lokale Energieversorgung ohne Abhängigkeit von externen Brennstoffen sichergestellt werden,
- der Eigenverbrauch durch eine arealübergreifende Wärme- und Stromverteilung erhöht werden,
- und ein widerstandsfähiges Wohnangebot in Bergregionen unterstützt werden, in denen weder Fernwärme noch Erdsonden verfügbar sind.

STATUS & KENNZAHLEN

Die Wohnüberbauung Eggetli in Adelboden umfasst 13 Chalets mit insgesamt 45 Wohnungen. Das Projekt

befindet sich derzeit im Baubewilligungsverfahren, die Realisierung ist ab 2026 in zwei Etappen geplant. Jede Etappe wird mit einem eigenen Eisspeicher ausgestattet und jeweils als ZEV (Zusammenschluss zum Eigenverbrauch) betrieben.

Kennzahlen Anlage:

- 2 Sole-Wasser-Wärmepumpen (85 und 55 kW)
- Warmwasserbedarf: ca. 100'000 kWh
- Heizenergiebedarf: ca. 159'000 kWh
- PVT-Module: 105,6 kWp elektrisch, 255 kWp thermisch
- Zusätzliche PV-Module: 52,8 kWp
- Eisspeicher unterirdisch mit angrenzenden Technikräumen

Weitere Optionen werden geprüft, darunter eine Abwärmenutzung aus dem Abwasser der Überbauung sowie die Integration bidirektionaler E-Mobilität (Vehicle-to-Load / Vehicle-to-Grid).

CHANCEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Das System stärkt die lokale Energieautonomie, reduziert die Abhängigkeit von volatilen Energiepreisen und gewährleistet eine langfristig sichere Wärmeversorgung ohne den laufenden Einsatz externer Brennstoffe. Durch die Kombination von PVT-Modulen und Eisspeicher wird sowohl die Flächeneffizienz als auch die Widerstandsfähigkeit des Energiesystems erhöht. Die zentralen Herausforderungen betreffen Finanzierung und Bewilligungsverfahren:

- höhere Investitionskosten im Vergleich zu konventionellen Systemen,
- eingeschränkter Zugang zu Finanzierungen für kleinere und mittlere Investoren,
- fehlende Förderungen für thermische Neuanlagen,
- aufwändige Nachweisdokumentation zur Förderung bei Heizungersatz.

ÖKONOMISCHE FAKTEN

Eisspeichersysteme erfordern zwar höhere Anfangsinvestitionen. Demgegenüber stehen jedoch stabile und

planbare Betriebs- und Amortisationskosten. Anders als bei konventionellen Systemen entfällt der laufende Brennstoffzukauf, was sowohl für Betreiber als auch für Bewohnerinnen und Bewohner eine hohe finanzielle Sicherheit schafft. Die Einnahmen entstehen durch den internen Verkauf von Wärme und Strom innerhalb der Überbauung. Dies sorgt für stetige Erträge und macht die Bewohnerinnen und Bewohner weniger anfällig gegenüber volatilen Energiepreisen, wie sie in den letzten Jahren zu beobachten waren.

ÜBERTRAGBARKEIT IN DER SCHWEIZ

ERKENNTNISSE

- Die Funktionalität ist bewiesen: bestehende Anlagen zeigen langfristige Zuverlässigkeit und wirtschaftliche Tragfähigkeit.
 - Besonders geeignet für Neubauten, da die Integration Kosten und Komplexität reduziert.
 - Nachrüstungen erfordern eine umfassende Sanierung, um den Energiebedarf zu senken und die Wirtschaftlichkeit sicherzustellen.
 - Die verfügbare Fläche ist oft der begrenzende Faktor, da die Speichergrösse linear mit dem Energiebedarf wächst.
 - Ab einer Energiebezugsfläche von rund 800 m² ist ein Eisspeicher wirtschaftlich interessant.
- Eisspeichersysteme eignen sich besonders für grössere Wohnüberbauungen, Industriebauten und Quartierslösungen. Sie stellen zudem eine nachhaltige Alternative in Regionen dar, in denen keine Erdsonden gebohrt werden können oder kein Fernwärmenetz besteht. Mit den steigenden Anforderungen an Energieautonomie und CO₂-Reduktion können solche Systeme eine Schlüsselrolle in lokalen Energiestrategien übernehmen – insbesondere, wenn sie von Beginn an in Neubauprojekte integriert werden. ■



Projektbeispiel: Victorinox Swiss Army SA

Victorinox Swiss Army SA entschied sich, ihre beiden Fabriken in Delémont zu erweitern, um die Messerproduktion und die Uhrenmontage an einem Standort zu bündeln. Dies bot die Gelegenheit, einen Sanierungsplan für die bestehenden Anlagen und Gebäude mit dem Ziel, die klimatischen Bedingungen für den Komfort der Mitarbeitenden und die Produktionsqualität zu verbessern und gleichzeitig CO₂-Emissionen, Energiekosten und Wasserverbrauch zu senken, umzusetzen.

Diese ehrgeizigen Ziele wurden dank der Gesamtkohärenz aller umgesetzten Massnahmen erreicht, die auf einem vertieften Verständnis des Energieverbrauchs, der -produktion und der Verluste in Gebäuden, Versorgungsanlagen und Industrieprozessen beruhen. Eine Pinch-Analyse der verschiedenen thermischen und elektrischen Ströme identifizierte kombinierbare Flüsse zur Senkung des Endenergiebedarfs. Insbesondere wurde der Kühlkreislauf der Werkzeugmaschinen in der Messerfabrik gemessen und sein Durchfluss angepasst.

Dadurch konnte die Temperatur erhöht werden, so dass er als bessere Wärmequelle für die künftige Thermo-Frigo-Pumpe dient. Derselbe Kreislauf, der zuvor hauptsächlich mit Quellwasser versorgt wurde, wurde geschlossen, was den Wasserverbrauch der Fabrik drastisch reduzierte. Wenn die Fabrik gleichzeitig Kühlung für Werkzeugmaschinen und Wärme für die Lüftung benötigt, produziert die Wärmepumpe Kälte und Wärme mit einem Gesamtwirkungsgrad (COP) von 9.

Parallel dazu wurden die Lüftungssysteme komplett erneuert, um Luftqualität und bessere Kontrolle der klimatischen Bedingungen zu gewährleisten. Die Luftwechselraten wurden an den tatsächlichen Bedarf angepasst und Wärme zurückgewonnen, wodurch der Wärmeverbrauch reduziert wurde. Der Wärmebedarf wurde ausserdem durch den vollständigen Ersatz der Fassaden und des Daches des südlichen Werks sowie durch Wärmerückgewinnung aus den Luftkompressoren weiter gesenkt. Auf allen Dächern des Standorts

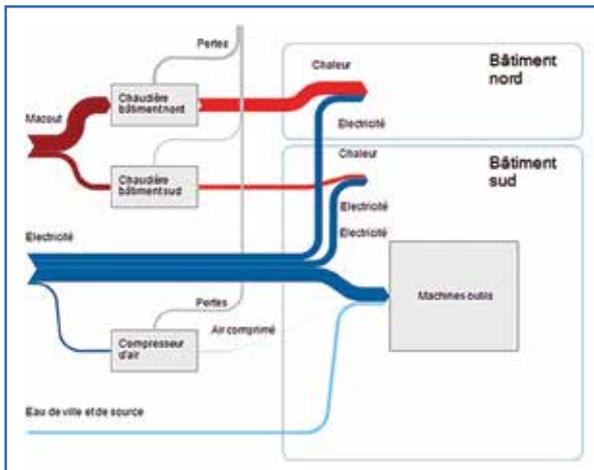


Abbildung 1: Situation vor der energetischen Sanierung: Hohe Verluste, hohe CO₂-Emissionen und hoher Verbrauch von Heizöl und Stadtwasser

wurde zusätzlich eine Photovoltaikanlage installiert. Dieser über mehrere Jahre umgesetzte Ansatz führte zu einer Reduktion des Heizölverbrauchs um 155'000 Liter pro Jahr (-90 %), einer Verringerung der CO₂-Emissionen um 390 t/Jahr sowie einer Senkung des Wasserverbrauchs um über 20'000 m³/Jahr (-80 %).
 Situation vor der energetischen Sanierung: hohe Verluste, hohe CO₂-Emissionen und hoher Verbrauch von Heizöl und Stadtwasser.

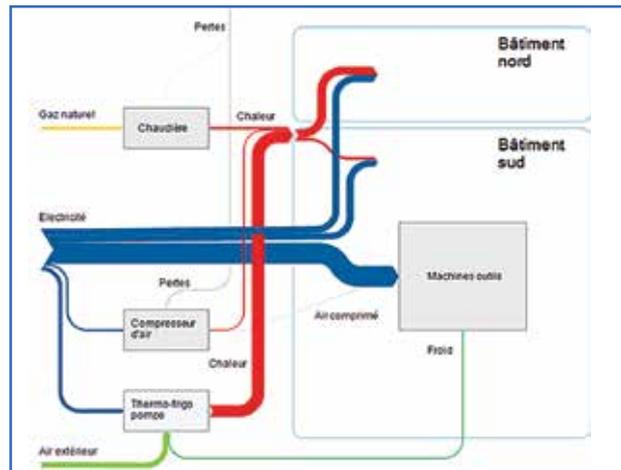


Abbildung 2: Situation nach der energetischen Sanierung: Fossiler Energieverbrauch und CO₂-Emissionen um 90 % reduziert, Stadtwasserverbrauch um 80 % reduziert

Situation nach der energetischen Sanierung: fossiler Energieverbrauch und CO₂-Emissionen um 90 % reduziert, Stadtwasserverbrauch um 80 % reduziert.

ÖKONOMISCHE FAKTEN & ZAHLEN

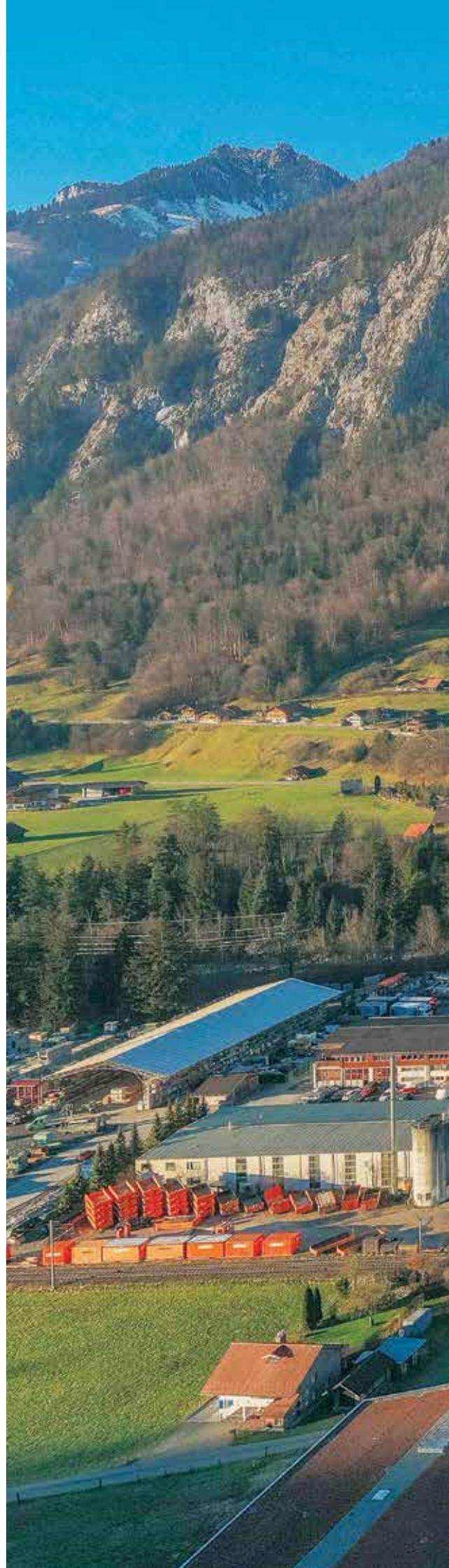
Dieses Projekt steht im Zusammenhang mit der Umrüstung/Erweiterung einer Fabrik. Die Gesamtkosten der Arbeiten belaufen sich auf rund CHF 5.435 Mio. (nur technische Installationen).

LESSONS LEARNED AND REPLICATION POTENTIAL IN SWITZERLAND

Dieses Projekt zeigt, wie Unternehmen durch einen ganzheitlichen Ansatz und fundiertes Wissen über ihre Bedarfe erfolgreich ihre eigene Infrastruktur (Scope 1) dekarbonisieren können, bei gleichzeitiger Verbesserung von Komfort und Servicequalität für Mitarbeitende und Prozesse. Dieser Ansatz ist auf nahezu alle Industrieunternehmen anwendbar, die Abwärme erzeugen, beispielsweise durch Kühlanlagen, Luftkompressoren oder Produktionsmaschinen. Dieser Ansatz erfordert keine regulatorischen Änderungen, wohl aber Kompetenzen innerhalb des Unternehmens, um die Herausforderungen zu verstehen und ein vielschichtiges Projekt während seiner gesamten Laufzeit, vom Konzept über die Budgetierung bis hin zur Optimierung der Anlagen, zu steuern. Was die «Abwärme» betrifft, die von Unternehmen erzeugt wird, welche weit mehr Wärme produzieren als sie benötigen: Sie kann als Wärmequelle dienen, um andere Verbraucher entweder direkt oder über Wärmepumpen zu versorgen. In diesem Fall ist es unerlässlich, dass die lokalen Behörden strukturierende Netze, ob Fernwärme und/oder Fernkälte, sowie Finanzierungs- und Absicherungsmechanismen für die Lieferung von Abwärme planen. ■

Ebene: Areal

Ab dem 1. Januar 2026 ermöglicht das revidierte Stromversorgungsgesetz in der Schweiz die Bildung von Lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEGs). Diese erlauben es, lokal erzeugten Solarstrom direkt vor Ort zu nutzen oder an benachbarte Verbraucher zu verkaufen. Dies eröffnet neue Chancen für Industrieareale, Gewerbebetriebe und Mobilitätsanbieter, die Eigenversorgung zu steigern und die Netzabhängigkeit zu reduzieren, oft mit besseren Renditen als klassische Einspeisevergütungen. Das revidierte Gesetz schafft ein günstiges Umfeld für integrierte Projekte, die Photovoltaikanlagen auf Dächern, Ladeinfrastruktur, E-Mobilitätslösungen, Energiemanagement und lokale Partnerschaften zwischen Unternehmen und Energieversorgern verbinden.





Projektbeispiel: Lokale Elektrizitätsgemeinschaft in einer Industriezone, Eberhard Bau AG

PROJEKTBECHREIBUNG

Das Projekt konzentriert sich auf die Installation öffentlicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge auf dem Industriegelände der Eberhard Bau AG in Rümlang (ZH). Diese Ladestationen werden mit Solarstrom aus den firmeneigenen PV-Anlagen betrieben und in eine rechtskonforme Lokale Elektrizitätsgemeinschaft integriert. Durch die Kombination von PV-Anlagen, Ladeinfrastruktur und einer intelligenten Energiemanagementplattform zeigt das Projekt die Komponenten eines dezentralen, intelligenten Energiesystems auf und ermöglicht den direkten Stromaustausch mit Nachbarliegenschaften und der Öffentlichkeit. Der Antrieb für Eberhard liegt in der Dimension des eigenen Betriebs: Mit einer Flotte von rund 100 Personwagen, 100 Lastwagen und 200 Baumaschinen entspricht der jährliche Energieverbrauch etwa 50 Mio. kWh Treibstoff. Der Umstieg auf Elektrifizierung und erneuerbare Versorgung ist daher ein



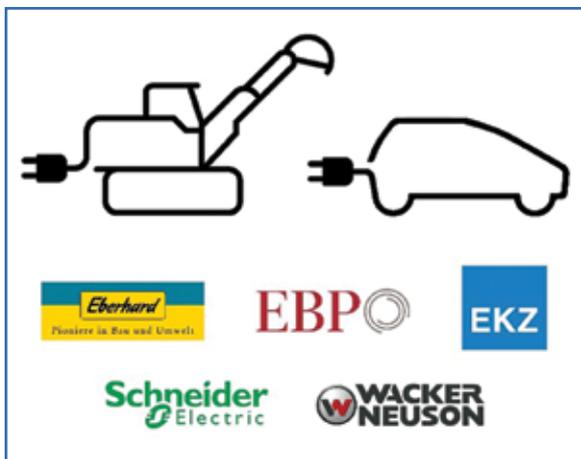
entscheidender Schritt zur Dekarbonisierung der Geschäftstätigkeit.

BETEILIGTE AKTEURE

Die Planung und Umsetzung des Projekts erfolgt in enger Zusammenarbeit verschiedener Partner, darunter Planungsbüros (EBP Schweiz AG), Energieversorger (EKZ), Technologiepartner (Schneider Electric), Aufsichtsbehörden (BFE) und Projektentwickler (Eberhard).

ZIELE

Das Ziel des Projekts ist die Errichtung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge auf dem Industriegelände von Eberhard, basierend auf Solarstrom. Mithilfe von systemübergreifenden, KI-gestützten Technologien entsteht



Mehrwert durch intelligentes Energiemanagement sowie den strategischen Ausbau der Ladeinfrastruktur innerhalb einer Lokalen Elektrizitätsgemeinschaft.

STATUS & KENNZAHLEN

Das Projekt ist in sechs Phasen gegliedert:

- a) Konzeptentwicklung und Machbarkeitsstudie
- b) Entwicklung von Geschäfts- und Organisationsmodellen sowie Klärung der Finanzierung
- c) Technische Planung und Ausschreibung
- d) Bau und Inbetriebnahme
- e) Testbetrieb und Kommunikation
- f) Roll-out

Umgesetzte Ladeinfrastruktur:

- 2–4 AC-Ladepunkte mit je 22 kW
- 1 DC-Ladestation mit 2 Ladepunkten, je 100 kW (Dual Mode) oder 200 kW (Single Mode)

Der Backend- und Abrechnungsdienstleister stellt massgeschneiderte Services für Aufbau und Betrieb des Systems bereit. Dies umfasst sämtliche Prozesse zur Verwaltung von Ladekunden, zur Abwicklung von Zahlungen sowie zur Gebührenerhebung für halböffentliche und öffentliche Nutzung.

NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Die Lokale Elektrizitätsgemeinschaft erhöht den Eigenverbrauch und senkt die Stromkosten, indem überschüssiger Solarstrom direkt in der Gemeinschaft genutzt wird. Sie unterstützt die Netto-Null-Ziele und eröffnet neue Geschäftsfelder, alles ohne zusätzlichen Netzausbau.

WIRTSCHAFTLICHE FAKTEN & ZAHLEN

Die Gesamtinvestition für die Ladeinfrastruktur beträgt rund CHF 300'000 (ohne PV-Anlagen).

Geringere Energiekosten, optimierter Eigenverbrauch und mögliche Einnahmen aus öffentlichem Laden tragen zu einem finanziell tragfähigen Geschäftsmodell bei.

REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

ERKENNTNISSE

- Interdisziplinäre Zusammenarbeit bringt wertvolles Know-how von Energieversorgern, Technologieanbietern, Bauunternehmen und Beratern zusammen.
- Strukturierte, regelmässige Meetings ermöglichen schnelle Entscheidungen und fördern innovative Lösungen.
- Offene und ehrliche Kommunikation schafft Vertrauen und ein gemeinsames Verständnis der Ziele.
- Gründliche Standort- und Variantenprüfungen führen zu technisch und wirtschaftlich fundierten Entscheidungen.
- Klare Ausschreibungsunterlagen ermöglichen strukturierte und vergleichbare Angebote.
- Frühzeitige Risikominimierung fokussiert auf die Kernelemente und reduziert Unsicherheiten.
- Entwicklung von Geschäftsmodellen klärt Rollen, Verantwortlichkeiten und wirtschaftliche Tragfähigkeit.
- Flexibilität bei der Standortwahl bleibt entscheidend, da sich Rahmenbedingungen im Projektverlauf ändern können.

Ähnliche Konfigurationen lassen sich auch auf Parkinfrastrukturen, Seilbahnbetreiber, Freizeitparks und Einzelhandlungsumgebungen übertragen. ■

Projektbeispiel: Campus Münsterlingen, thurmed AG



PROJEKTbeschreibung

Das Dekarbonisierungsprojekt des Campus Münsterlingen zielt darauf ab, die standortbezogenen CO₂-Emissionen bis 2050 auf Netto-Null zu reduzieren. Der Campus umfasst sowohl ein Kantonsspital als auch eine psychiatrische Klinik und stellt damit eine komplexe und energieintensive Umgebung dar. Die thurmed Immobilien AG, eine Tochtergesellschaft der thurmed AG (im Besitz des Kantons Thurgau), hat das Projekt im Einklang mit den langfristigen Klimazielen der Schweiz und der Vorbildfunktion des Kantons als öffentliche Institution initiiert. Geplante Massnahmen umfassen die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung, die Elektrifizierung von Sterilisationsprozessen, den Ausbau der Solarstromproduktion für den Eigenverbrauch sowie nachhaltige Baustandards, die auch den grauen Energieanteil in künftigen Gebäuden berücksichtigen.

BETEILIGTE AKTEURE

Das Projekt wird von einem interdisziplinären Team der thurmed-Gruppe getragen (Fachleute für Nachhaltigkeit, Energieeinkauf, Gebäudebetrieb und Projektkoordination) sowie EBP (für Energiesystemdesign inkl. Erdsonden und Analysen). Kürzlich wurde ein Geologe ins Team aufgenommen, um die lokale Geologie für Erdsonden zu prüfen.

ZIELE

Das Projekt soll zeigen, dass auch komplexe, historisch gewachsene Standorte dekarbonisiert werden können. Zentrale Ziele sind:

- Ablösung fossiler Heizsysteme durch Geothermie

- Elektrifizierung hochtemperierter Dampfprozesse
- Produktion von Solarstrom für den Eigenverbrauch
- Anwendung emissionsarmer Bauweisen bei allen künftigen Entwicklungen

STATUS & KENNZAHLEN

Das Projekt befindet sich in der Machbarkeitsphase mit Fokus auf die Dimensionierung von Erdsondenfeldern zur Deckung des künftigen Wärme- und Kältebedarfs. Intern werden Optionen zur Elektrifizierung der bestehenden gasbasierten Dampfinfrastruktur geprüft, da Prozesswärme mit hohen Temperaturen bisher durch konventionelle Kessel erzeugt wird.

- Erwartete CO₂-Einsparungen: ca. 4'300 t pro Jahr

NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Das Projekt etabliert eine fossilfreie Energieversorgung für den Campus Münsterlingen, reduziert den Energieverbrauch und leistet einen direkten Beitrag zu den Schweizer Klimazielen 2050. Zudem bietet es langfristige Kostensicherheit und dient

als replizierbares Modell für andere Gesundheitseinrichtungen.

Die Umsetzung bringt jedoch technische und organisatorische Herausforderungen mit sich. Die Elektrifizierung bestehender Dampfsysteme ist komplex und muss ohne Unterbrechung des Spitalbetriebs erfolgen. Eine etappierte Planung und offene Kommunikation sind entscheidend, um die Kontinuität der Dienstleistungen zu gewährleisten und Erwartungen innerhalb der Abteilungen zu managen. Zudem erfordert die langfristige Projektkontinuität eine starke interne Abstimmung und Resilienz bei möglichen Führungswechseln.

WIRTSCHAFTLICHE FAKTEN & ZAHLEN

Erstinvestitionen von ca. CHF 20 Mio. konzentrieren sich auf Geothermie- und Solarinfrastruktur. Weitere Etappen wie Sanierung der Gebäudehüllen und Elektrifizierung der Dampfsysteme erfordern zusätzliche Mittel, werden aber die Betriebseffizienz steigern.

REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

ERKENNTNISSE

- Interdisziplinäre Zusammenarbeit ist entscheidend, um technische Ziele und betriebliche Anforderungen in Einklang zu bringen
- Machbarkeitsprüfungen in frühen Phasen müssen standortspezifische Randbedingungen und langfristige Wartbarkeit berücksichtigen
- Klare Governance und Stakeholder-Einbindung sind essenziell, um Projektdynamik aufrechtzuerhalten
- Flexibilität im Projekt erlaubt Anpassungen an veränderte Rahmenbedingungen oder personelle Wechsel

Der Campus Münsterlingen zeigt beispielhaft, wie grosse medizinische Areale mit historischem Gebäudebestand und hohem Energiebedarf eine strukturierte Dekarbonisierung starten können. Die angewandte Methodik ist auch für andere öffentliche Gesundheitsstandorte und institutionelle Liegenschaften in der Schweiz relevant. ■



Projektbeispiel: Serielle Netto-Null-Gebäudesanierung

PROJEKTBECHREIBUNG

Dieses Projekt stellt ein skalierbares Modell für Netto-Null-Gebäudesanierungen vor, das die hohen Kosten, die Komplexität und die Ineffizienzen herkömmlicher Ansätze überwindet. Anstelle einer fragmentierten Ausführung wird ein standardisiertes und lebenszyklusorientiertes Verfahren angewendet, das Gebäudehülle, Heizungsersatz, lokale Solarstromproduktion und Ladeinfrastruktur integriert. Basierend auf seriellen Sanierungsmodellen aus Deutschland und den Niederlanden wurde das Konzept an die Schweizer Bedingungen angepasst, um durch Standardisierung und Industrialisierung Netto-Null-Modernisierungen zu beschleunigen und zu vereinfachen. Es wurde initiiert, um die Mängel traditioneller Sanierungen zu beheben, die oft fragmentiert, fehleranfällig und kostspielig sind und bei denen es an Lebenszyklusoptimierung, Koordination, Organisation sowie Wissenstransfer zwischen Planung, Ausführung und Betrieb mangelt.

BETEILIGTE AKTEURE

Die Gebäudesanierungsprojekte werden gemeinsam mit der Tend AG entwickelt, die als zentraler Integrator fungiert und alle relevanten Gewerke und Prozesse koordiniert. Die Gebäude befinden sich in Privatbesitz und die Eigentümer profitieren durch Standardisierung von niedrigeren Kosten, reduziertem Koordinationsaufwand und geringeren Umsetzungsrisiken.

ZIELE

Die Hauptziele sind schnelle und verlässliche Sanierungen, die Gebäude auf Netto-Null vorbereiten durch:

- Ersatz fossiler Heizsysteme durch erneuerbare Technologien
- Lokale Solarstromproduktion durch Photovoltaikanlagen
- Ganzheitliche Gebäudeoptimierung einschließlich energieeffizienter Gebäudehülle



- Optimierung der Prosumption von Energie durch ein ganzheitliches Energiemanagementsystem
- Angebot eines One-Stop-Shop-Modells mit Festpreisgarantien

STATUS & KENNZAHLEN

Pilotprojekte wurden realisiert und setzen das systematische Sanierungsmodell praktisch um. Der Fokus auf Mehrfamilienhäuser schafft Effizienz in Bewilligung und Umsetzung, während der standardisierte Prozess Risiken und Koordinationsaufwand für Eigentümer reduziert.

- Projektstatus: Pilotprojekte realisiert
- Gebäudetypen: Mehrfamilienhäuser, Bürogebäude
- Technologien: Wärmepumpen, Photovoltaik mit Wechselrichtern, E-Mobilitätsladen, Energiemanagementsysteme

- KPIs: CO₂-Einsparungen, reduzierte Investitions- und Betriebskosten sowie reduzierte Nebenkosten
- Das Modell baut auf Erfahrungen aus früheren Initiativen auf, die gezeigt haben, wie öffentliche Unterstützung und standardisierte Prozesse Sanierungsraten erhöhen und Risiken für Eigentümer reduzieren können.

NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Das systematische Sanierungsmodell bietet Eigentümern klare Vorteile: ein zentraler Ansprechpartner ersetzt fragmentierte und ineffiziente Koordination, Festpreisverträge bieten Kosten- und Terminalsicherheit, und standardisierte Prozesse gewährleisten niedrigere Investitionskosten sowie einen zuverlässigen Betrieb mit geringen laufenden Kosten. Darüber hinaus bereitet der Ansatz





Gebäude auf zukünftige Technologien wie Speicher, E-Mobilität, intelligente Betriebsführung sowie netzdienliche Betriebsweisen und variable Energietarife vor.

Die Hauptherausforderungen für eine breitere Umsetzung sind:

- aktuelle Beschaffungsprozesse der Immobilieneigentümer
- komplexe Bewilligungs- und Genehmigungsverfahren

Ein zentraler Ansprechpartner kann hier die Koordination vereinfachen und den Ressourcenaufwand für Immobilieneigentümer verringern.

WIRTSCHAFTLICHE FAKTEN & ZAHLEN

Die wirtschaftliche Basis des systematischen Sanierungsmodells liegt in Effizienzgewinnen durch effizientere Projektorganisation, Prozessstandardisierung, Vorfertigung und Festpreisumsetzung. Während umfassende CAPEX- und OPEX-Daten aus den Pilotprojekten noch konsolidiert werden, ist der Ansatz darauf ausgelegt, die Gesamtinvestitions- und Betriebskosten im Vergleich zu herkömmlichen Sanierungsmethoden zu senken. Eigentümer profitieren von planbaren Ausgaben, was zu grösserer finanzieller Sicherheit, reduzierten Energieebenkosten und damit zu höheren Immobilienwerten führt, während Risiken durch bewährte Prozesse und vertragliche Garantien minimiert werden.

REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

ERKENNTNISSE

- Ein zentraler Ansprechpartner vereinfacht die Koordination und verringert Aufwand und Entscheidungsbedarf für Eigentümer
- Eine lebenszyklusorientierte Optimierung über alle Gewerke hinweg steigert die Kosten- und Energieeffizienz und erhöht die Zuverlässigkeit
- Bewährte, langlebige Produkte reduzieren technische und finanzielle Risiken
- Monitoring unterstützt zuverlässigen Betrieb und langfristige Performance
- Vorfertigung senkt Kosten und sichert Qualität
- Klare Zuordnung des Ausführungsrisikos an den Systemintegrator ist entscheidend

Das systematische Sanierungsmodell lässt sich breit replizieren, insbesondere im Bereich der Mehrfamilienhäuser, wo das CO₂-Reduktionspotenzial am höchsten ist. Durch den Einsatz standardisierter Methoden und Festpreisverträge reduziert der Ansatz die Komplexität und beschleunigt die Umsetzung. Seine Skalierbarkeit macht ihn nicht nur für private und institutionelle Eigentümer, sondern auch für Genossenschaften und Gemeinden attraktiv und bietet sowohl eine verbesserte Wirtschaftlichkeit und weniger Umweltauswirkungen.. ■

Projektbeispiel: Microgrid Les Cèdres, Romande Energie

PROJEKTBSCHREIBUNG

Das Microgrid Les Cèdres im neuen Öko-Quartier von Chavannes-près-Renens bei Lausanne zeigt, wie erneuerbare Energien auf Quartiersebene maximal genutzt werden können. Unter der Leitung von Romande Energie integriert das Projekt Photovoltaikanlagen, geothermische Wärmepumpen mit Wärmespeichern sowie ein intelligentes Energiemanagementsystem über drei Wohngebäude und einen Supermarkt hinweg. Seit der Inbetriebnahme 2019 reduziert es die Abhängigkeit vom öffentlichen Netz, indem es lokalen Stromaustausch innerhalb eines rechtskonformen Rahmens ermöglicht. Das Projekt verdeutlicht, wie Microgrids in dicht besiedelten städtischen Gebieten messbare ökologische und wirtschaftliche Vorteile schaffen und so den Weg für eine breitere Sektorkopplung in Schweizer Städten ebnet.

BETEILIGTE AKTEURE

Initiiert und betrieben wurde das Projekt von Romande Energie SA, die als Hauptprojektleiterin und Investorin agierte. Die elektrische Infra-

struktur wurde von Arnold AG geliefert, während die Immobilienentwicklung in Partnerschaft mit Groupe Orlati SA, Helvetia Gruppe und weiteren Entwicklern des Öko-Quartiers erfolgte. Diese enge Zusammenarbeit zwischen Energieversorger, Infrastrukturanbieter und Immobilienentwicklern schuf den Rahmen für eine vollständig integrierte Microgrid-Lösung, die Wohn- und Gewerbebedürfnisse ausgleicht.

ZIELE

Das Projekt soll aufzeigen, wie ein Microgrid auf Quartiersebene erneuerbare Produktion, intelligentes Management und Kosteneffizienz kombinieren kann. Die Ziele umfassen sowohl technische Optimierung als auch den Beitrag zur städtischen Energiewende:

- Maximierung des lokalen Eigenverbrauchs von Solarstrom im Quartier
- Ermöglichung von Lastverschiebung durch Wärmespeicher und intelligente Steuerung
- Aufzeigen des ökologischen und wirtschaftli-



©Romande Energie

chen Potenzials von Energiegemeinschaften in dicht besiedelten Gebieten

STATUS & KENNZAHLEN

Seit der Inbetriebnahme im Jahr 2019 versorgt das Microgrid sowohl Wohn- als auch Gewerbenutzer. Erste Ergebnisse bestätigen die erwartete Energie- und Effizienzbilanz.

- Erste Phase: 6 Gebäude, darunter 284 Wohnungen und 1 Supermarkt
- Installierte PV-Leistung: 234 kWp
- Heizung: geothermische Wärmepumpen mit Wärmespeichern
- Selbstversorgungsgrad: 24 % des Quartierstrombedarfs
- Eigenverbrauch: 96 % des lokal erzeugten PV-Stroms

- CO₂-Reduktion: bis zu 16 % gegenüber Einzellösungen pro Gebäude
- Kostenreduktion: bis zu 18 % gegenüber Einzellösungen pro Gebäude

NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Das Pilotprojekt bestätigt, dass die Bündelung von Erzeugung und Verbrauch innerhalb eines Microgrids klaren Mehrwert für Nutzer und Netz generiert. Gleichzeitig werden strukturelle und regulatorische Hürden deutlich.

NUTZEN:

- Höhere lokale Energieautonomie
- Entlastung des Netzes während Spitzenlastzeiten
- Geringere Betriebskosten durch optimiertes Systemmanagement

HERAUSFORDERUNGEN:

- Komplexe Regulierung von Netzbesitz und Abrechnung
- Hoher Anfangsinvestitionsbedarf für intelligente Infrastruktur
- Ausgleich unterschiedlicher Lastprofile zwischen Wohn- und Gewerbenutzern

ÖKONOMISCHE FAKTEN & ZAHLEN

Die Gesamtinvestition belief sich auf 998'000 CHF, mit jährlichen Betriebskosten von rund 32'000 CHF. Dank des hohen Eigenverbrauchs ergibt sich eine Amortisationszeit von etwa 16 Jahren, während der Strom zu einem lokalen Tarif von 0.13 CHF/kWh bereitgestellt wird. Im Vergleich zu konventionellen Einzellösungen reduziert das Microgrid die CO₂-Emissionen um bis zu 16 % und die Energiekosten um bis zu 18 %.



©Romande Energie

REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

Das Microgrid Les Cèdres zeigt, wie neue städtische Quartiere erneuerbare Energieerzeugung, Speicherung und intelligente Steuerung in ein kohärentes lokales Energiesystem integrieren können. Mit dem revidierten Stromgesetz, das klarere Regeln für Netzteilung und Tarife bietet, können ähnliche Projekte in der ganzen Schweiz, insbesondere in Öko-Quartieren und grossen Wohnsiedlungen, repliziert werden. Das neue Rahmenwerk eröffnet auch Möglichkeiten zur Anpassung solcher Modelle auf bestehende Gebäudekomplexe, sofern die rechtlichen und technischen Bedingungen erfüllt sind. Das Modell beweist nicht nur technische Machbarkeit, sondern auch Wirtschaftlichkeit und bietet Gemeinden und Entwicklern einen Richtplan zur Emissionsreduktion und Förderung der Sektorkopplung in dicht besiedelten urbanen Räumen.

ERKENNTNISSE

- Private Microgrids können messbare ökologische und wirtschaftliche Vorteile erzielen, wenn mehrere Gebäude integriert werden.
- Intelligente Steuerung und Wärmespeicher sind entscheidend, um tägliche und saisonale Schwankungen in PV-dominierten Systemen auszugleichen.
- Frühzeitige Abstimmung zwischen Versorgern, Infrastrukturanbietern und Projektentwicklern ist wesentlich für eine reibungslose Umsetzung.
- Klare regulatorische Rahmenbedingungen für lokalen Netzbesitz und Abrechnung sind ausschlaggebend für den langfristigen Erfolg. ■



Projektbeispiel: Sektorkopplung, Dyno AG

PROJEKTBESCHRIEB

Die Dyno AG setzt an ihrem Hauptsitz im Berner Mittelland ein standortweites Sektorkopplungskonzept um, um die Energieversorgung nachhaltiger, kosteneffizienter und unabhängiger zu gestalten. Bestehende Anlagen (eine Wärmepumpe und ein kleines Wasserkraftwerk vor Ort) werden mit einer neuen PV-Dachanlage, einer PV-Fassade zur Ertragssteigerung im Winter sowie einem geplanten Batteriespeicher verknüpft. Ein Energiemanagementsystem (EMS) koordiniert elektrische und thermische Flüsse, sodass überschüssige Solar- oder Wasserkraft für die Wärmeerzeugung, das Laden der Batterie oder

das Laden von Elektrofahrzeugen genutzt werden kann. Mit dem geplanten Speicher werden zudem Regelleistungen vermarktet über den Partner Swiss Renewable Solutions, um zusätzliche Erträge zu erzielen und die Netzstabilität zu unterstützen.

BETEILIGTE AKTEURE

Die Dyno AG tritt als Eigentümerin und Betreiberin der Gebäude sowie des firmeneigenen Wasserkraftwerks auf (Industriebetrieb in der Metallverarbeitung: Konstruktion, Blechbearbeitung, Schweißen, Bearbeitung, Oberflächenbehandlung, Montage und Inbetriebnahme). Swiss Renewable Solutions

unterstützt bei Planung, Finanzierung, Bau und Betrieb der PV- und Batteriesysteme und übernimmt die Vermarktung von Flexibilitäts- und Ausgleichsenergie.

ZIELE

Das Projekt verfolgt das Ziel, ein vollständig integriertes und zukunftsfähiges Energiesystem aufzubauen, das wirtschaftliche Effizienz mit Nachhaltigkeit und Resilienz verbindet. Konkret sollen:

- Energiekosten und die Abhängigkeit von volatilen Märkten reduziert werden
- Die Eigenversorgung durch erneuerbare Erzeugung erhöht werden
- Die Winterstromproduktion mit PV-Fassaden gesteigert werden
- Flexibilität und Netzdienstleistungen ermöglicht werden
- Der Standort für eine Umstellung auf emissionsfreie Mobilität vorbereitet werden

STATUS & KENNZAHLEN

Das Projekt ist weit über die Konzeptphase hinaus: Einige Technologien sind bereits in Betrieb, andere im Bau oder in Planung. Dieser Mix zeigt einen schrittweisen Weg zur vollständigen Sektorkopplung.

- PV-Dach- und Fassadenanlagen: im Bau
- Wärmepumpe und Wasserkraftwerk: in Betrieb
- Batteriespeicher und Ladeinfrastruktur: in Planung

JÄHRLICHE ENERGIEDATEN

- PV-Erzeugung: ~600 MWh (Dach und Fassade zusammen)
- Wasserkraftproduktion: ~60 MWh
- Strombedarf: ~485 MWh
- Anteil PV: ~30 %, skalierbar auf >50 % mit Speicher



- Anteil Wasserkraft: ~12 %
- Wärmebedarf: ~300 MWh (über Wärmepumpe, im Strombedarf enthalten)

CHANCEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Durch die Kombination von Wasserkraft, PV-Anlagen und Wärmepumpe reduziert Dyno AG bereits den Zukauf von Strom, senkt die Abhängigkeit von Marktpreisschwankungen und trägt zu Klimazielen bei. Der geplante Speicher und die PV-Fassade erhöhen zusätzlich die Eigenversorgung, stützen die Netzstabilität und ermöglichen den Übergang zur emissionsfreien Mobilität. CO₂-Einsparungen werden durch die Wärmepumpe bereits erzielt und steigen mit der E-Mobilität weiter.

Die Herausforderungen liegen weniger in der Technik als in der Umsetzung:

- Lange Investitionshorizonte und Dachsanierungen, teils gelöst über PV-Contracting mit Swiss Renewable Solutions
- Begrenzter Platz für Speicher und Mitarbeiterparkplätze
- Komplexe Systemintegration unter einer EMS-Plattform
- Regulatorische Hürden für Speicher, Fassaden-PV und Netzeinspeisung
- Hohe Anforderungen an Signalintegration (Marktdaten, Wetterprognosen, Wärmebedarf)

ÖKONOMISCHE FAKTEN

Die wirtschaftliche Basis des Projekts liegt in einer langfristigen Strategie, die Contracting-Lösungen mit Betriebseinsparungen verbindet. Das von Swiss Renewable Solutions angebotene PV-Contracting reduziert die Anfangsinvestitionen und ermöglicht die Umsetzung trotz grossem Umfang. Deutliche Kosteneinsparungen entstehen durch die Eigenherzeugung aus PV und Wasserkraft. Der geplante Batteriespeicher eröffnet zusätzlich den Zugang zu Flexibilitäts- und Regelenergiemärkten. Investitionen werden langfristig amortisiert, während Contracting die Kapitalbindung minimiert. So entsteht ein stabiles Geschäftsmodell, das finanzielle Erträge mit Nachhaltigkeit verbindet.

REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

ERKENNTNISSE

- Technische Machbarkeit ist nicht das Problem, sondern Finanzierung und Regulierung sind entscheidend.
- Es fehlen Finanzierungsinstrumente wie die deutsche KfW, was die Umsetzung trotz technischer Reife erschwert.
- Fehlende Einspeisevergütungen verringern Investitionssicherheit trotz Einmalförderungen.
- Unsicherheiten bei Dachhaltbarkeit, Energiepreisen und Fahrzeugflotten verzögern Entscheidungen.
- Selbst genehmigte Projekte werden häufig durch Netzbetreiber oder lokale Verwaltungen verzögert.

Eine Skalierung solcher Projekte auf Industrie- und Gewerbestandorte könnte die Stromnetze deutlich entlasten, die Abhängigkeit von fossilen Energien reduzieren und die Energieversorgung insgesamt resilienter machen.

Durch die Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung lassen sich Lastspitzen besser abfangen, Netzdienstleistungen bereitstellen und CO₂-Emissionen reduzieren. Mit der Integration von E-Mobilität steigt zusätzlich die Eigenverbrauchsquote und die Attraktivität der Unternehmen als Arbeitgeber. ■



Projektbeispiel: Plusenergiestadt Burgholz

PROJEKTBECHREIBUNG

Die vom Kanton Bern initiierte Plusenergiestadt Burgholz verfolgt das Ziel, das Industriegebiet Burgholz in einen Standort zu transformieren, der mehr Energie erzeugt, als er verbraucht. Auf einer Fläche von fast 8 Hektaren nördlich sowie 1,4 Hektaren südlich der BLS-Bahnlinie sind Unternehmen

wie die Mühle Burgholz und die Naturpark Käserei Simmental angesiedelt. Der derzeitige Jahresverbrauch beläuft sich auf rund 8 GWh Strom und 7 GWh Wärme, wobei der Strom individuell aus dem nationalen Netz bezogen und die Wärme teils über ein lokales Fernwärmenetz, teils über gebäudespezifische Systeme bereitgestellt wird.

Durch die Nutzung vorhandener Infrastrukturen sowie lokaler Biomasse- und Solarressourcen soll das Projekt zeigen, wie dezentralisierte, gemeinschaftsgetriebene Energiesysteme CO₂-Reduktion und Energieunabhängigkeit erreichen können. Als Leuchtturmprojekt für die regionale Energiewende soll es als replizierbares Modell für klimabewusste Industrieareale dienen.

BETEILIGTE AKTEURE

Das Projekt umfasst eine breite Palette an lokalen Unternehmen, Grundstückeigentümern und Energieverbraucher. Green Energy Venture unterstützt bei Konzeption, Projektmanagement und Stakeholder-Koordination, insbesondere bei der Zusammenarbeit zwischen Unternehmen und der Entwicklung tragfähiger rechtlicher und finanzieller Modelle. Mit fortschreitendem Projektverlauf wird die Kooperation mit Planungsbehörden und Gemeindeverantwortlichen entscheidend. Der Erfolg hängt wesentlich von einer starken Einbindung lokaler Akteure ab.

ZIELE

Das Ziel ist die Umsetzung eines ganzheitlichen, integrierten Energiesystems durch:

- Installation von PV-Anlagen im Industrieareal
- Nutzung lokaler Biomasseressourcen zur Wärme- und Stromerzeugung
- Schaffung lokaler Mechanismen zur Verteilung von erneuerbarem Strom
- Integration von Batteriespeichern (BESS), falls erforderlich für Lastmanagement

STATUS & KENNZAHLEN

Das Projekt hat die Konzeptphase abgeschlossen und befindet sich nun in aktiver Stakeholdereinbindung sowie der frühen Umsetzungsplanung.

Technische Optionen wurden skizziert und lokale Unternehmen werden hinsichtlich ihrer Teilnahme konsultiert. Parallel laufen Arbeiten zur Projektkommunikation und zur Identifikation von Fördermöglichkeiten.

- Strombedarf: ca. 8 GWh/Jahr
- Wärmebedarf: ca. 7 GWh/Jahr
- Geschätzte Investitionskosten (CAPEX): ~10 Mio. CHF (unter Berücksichtigung von Subventionen, exkl. BESS)
- Erwartete Betriebskosten (OPEX): ~0,7 Mio. CHF/Jahr, hauptsächlich Biomasse
- Geschätzte Energiekosteneinsparungen: ~70 % gegenüber konventionellen Systemen
- Amortisationszeit: 6–7 Jahre

NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

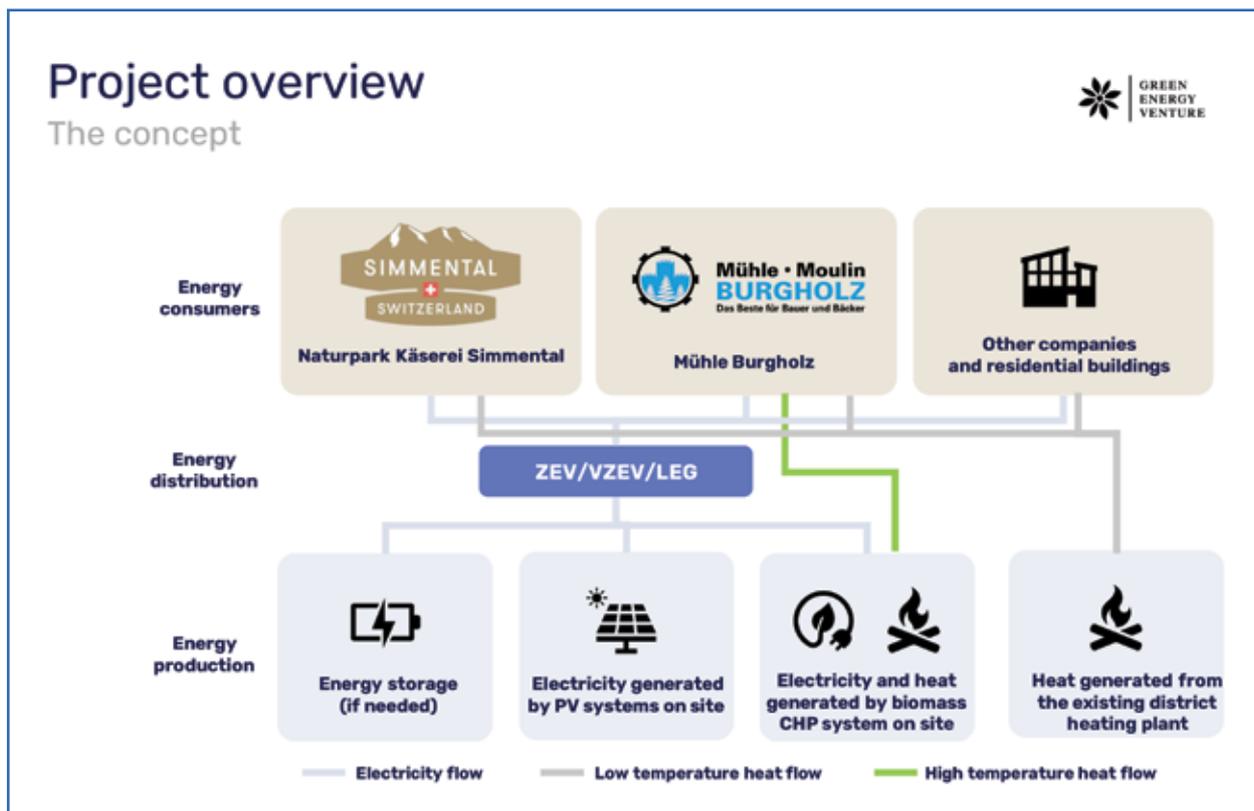
Das Projekt bietet niedrigere Energiekosten, höhere Unabhängigkeit, CO₂-Reduktion und mögliche Wertsteigerungen bei Immobilien. Zusätzliche Vorteile für die Gemeinschaft sind die Nutzung lokaler Biomasse und eine stärkere Selbstversorgung.

Herausforderungen bleiben bestehen:

- Zurückhaltung bei Investitionen in PV- und Heizsysteme
- Widerstand gegen Kooperationsmodelle wie LEG oder VZEV
- Allgemeine Skepsis gegenüber neuen Technologien und regulatorischen Rahmenbedingungen

WIRTSCHAFTLICHE FAKTEN & ZAHLEN

Mit geschätzten Investitionskosten von 10 Mio. CHF stützt sich das Geschäftsmodell auf Subventionen und langfristige Einsparungen im Betrieb. Die OPEX von 0,7 Mio. CHF resultieren vor allem aus Biomassekosten. Bei einer Lebensdauer von 25–30 Jahren für PV und 20 Jahren für die KWK-An-



lage sind finanzielle wie ökologische Renditen zu erwarten.

Praktische Erfahrung zeigt, dass Arealprojekte mehr als technische Lösungen erfordern. Die Koordination vieler Akteure, Investitionszurückhaltung und

neue rechtliche Strukturen wie LEG oder VZEV bleiben zentrale Hürden. Für eine Skalierung braucht es strukturierte Unterstützung: nicht nur bei Planung und Technologie, sondern auch bei Kooperation, administrativer Entlastung und einem verlässlichen Rahmen für gemeinsame Umsetzung.

REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

ERKENNTNISSE

- Dezentrale Systeme erfordern frühe und kontinuierliche Einbindung der Stakeholder
- Finanzielle und ökologische Vorteile müssen sichtbar sein
- Individuelle Beratungsleistungen helfen, Bedenken abzubauen
- Flexibilität in der Planung fördert breitere Umsetzung

Das Projekt verdeutlicht, wie gemischt genutzte Areale, insbesondere mit Industrie- und Gewerbenutzung, mit lokal verfügbaren Ressourcen eine nachhaltige Energieversorgung erreichen können. Mit neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen wie VZEV und LEG können weitere Gemeinden ähnliche Modelle anwenden, um eine kosteneffiziente und dezentrale Energiewende umzusetzen. ■

Ebene: Gemeinde

Gemeinden spielen eine zentrale Rolle in der Energiewende der Schweiz – sowohl als Infrastrukturbesitzer als auch als Initiatoren klimaresilienter Lösungen. Die folgenden Projekte zeigen, wie lokale Behörden innovative Energiekonzepte vorantreiben, oft in Partnerschaft mit privaten Akteuren und Einwohnern. Von der dezentralen Wärmeversorgung bis zur integrierten Energieplanung sind diese Initiativen skalierbar, reproduzierbar und stimmen mit den langfristigen Netto-Null-Zielen überein.





Projektbeispiel: Auswirkungen auf Verteilnetze – urbane

PROJEKTBSCHRIEB

Dieses Projekt untersucht die Auswirkungen der Integration strombetriebener Wärmepumpen (WP) in urbane Heizsysteme auf die Stabilität lokaler Stromverteilnetze am Beispiel der Stadt Yverdon-les-Bains (VD). Hintergrund ist der europaweite Trend zum Ersatz von Öl- und Gasheizungen, getrieben durch Dekarbonisierungspolitik und Vermeidung von Luftverschmutzung in Städten. Mit zunehmendem WP-Einsatz steigt der Winterstrombedarf erheblich, wodurch Unterspannung und Netzüberlastung in bestehenden Nieder- und Mittelspannungsnetzen drohen.

Zur Analyse entwickelten Forschende der HEIG-VD eine Python-basierte Simulationsumgebung für stündliche Lastflussberechnungen unter verschiedenen Kälteszenarien. Verglichen wurden mehrere Transformationspfade, von breitem WP-Einsatz bis hin zu Mischsystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Die Ergebnisse zeigen: Wärmepumpen sind zentral für die Dekarbonisierung, können jedoch ohne begleitende KWK-Anlagen oder gezielte Netzausbauten die Netzstabilität gefährden. Die Methodik ist auf andere städtische Gebiete mit dichter Strom- und Gasinfrastruktur übertragbar und unterstützt eine evidenzbasierte Planung über den Einzelfall Yverdon hinaus.

BETEILIGTE AKTEURE

Projektleitung: HEIG-VD (Institut des Energies)

Unterstützung: Services des Energies de la Ville d'Yverdon-les-Bains (SEY)

Hauptbeitragende: Prof. Massimiliano Capezzali, Prof. Mokhtar Bozorg, Marten Fesefeldt

ZIELE

Analyse der technischen Auswirkungen verschiedener Heiz-Transformationspfade in Städten und Identifikation netzverträglicher Lösungen. Besonderer Fokus: wie KWK, Netzausbau und reaktive Leistungssteuerung über PV-Wechselrichter zur Stabilisierung bei hohem Winterstrombedarf beitragen können.

STATUS & KENNZAHLEN

Das Projekt ist abgeschlossen. Die Python-basierte Simulation ist voll funktionsfähig und auf andere urbane Netze adaptierbar.

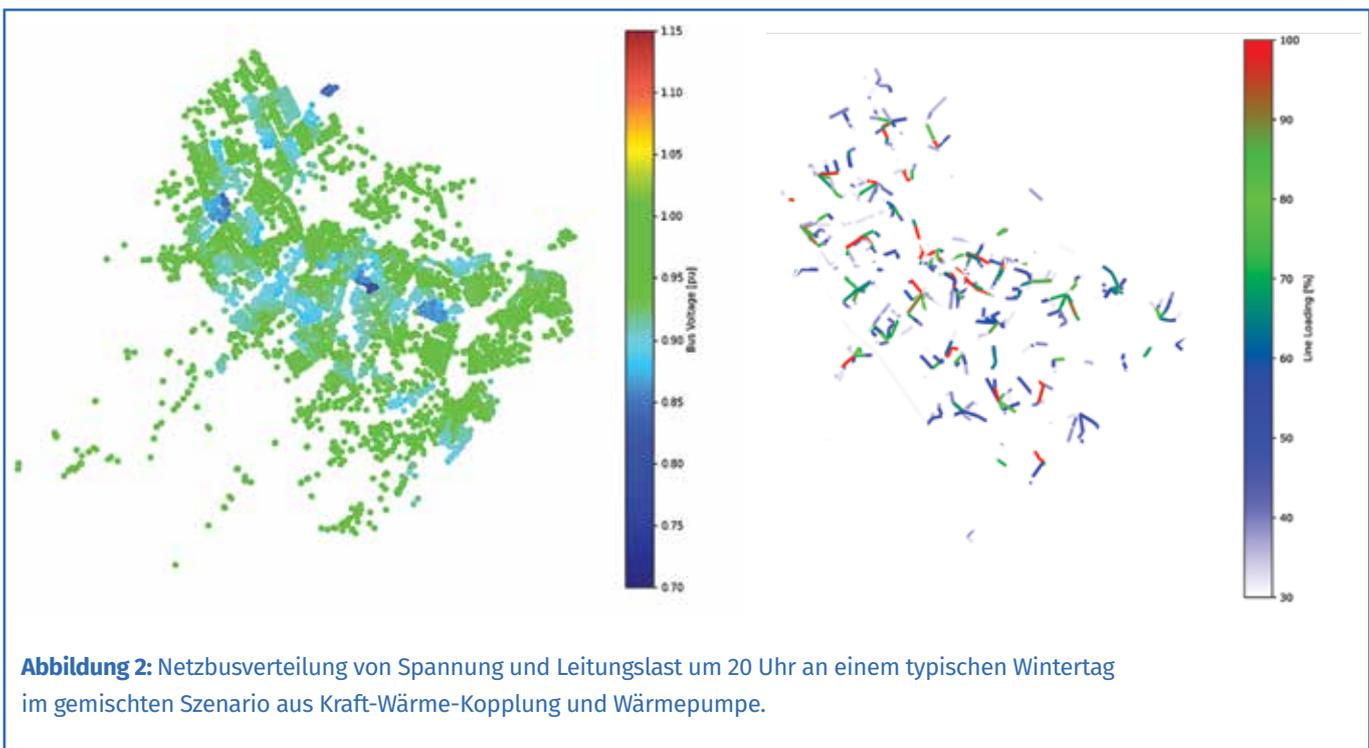
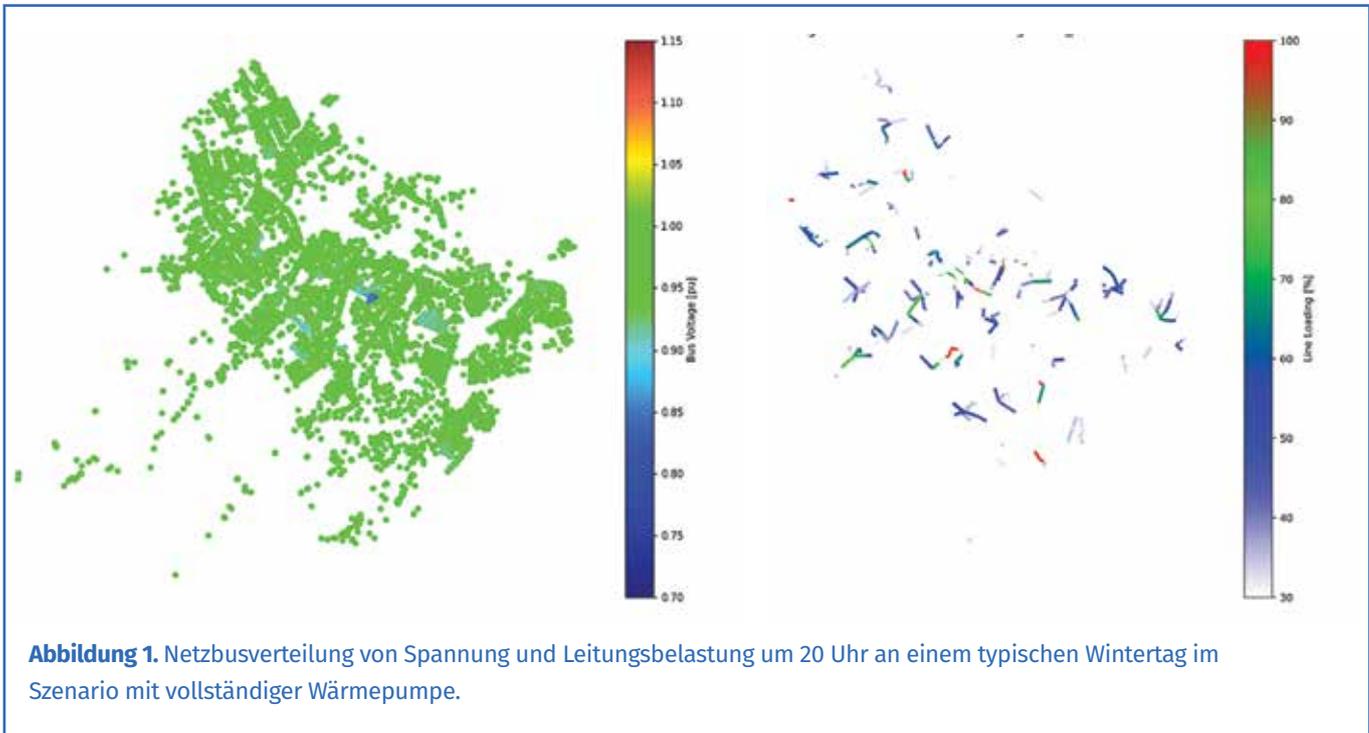
Wichtigste Erkenntnisse aus Yverdon-les-Bains:

- Das bestehende Netz ist für heutige Lasten gut dimensioniert und verkraftet kurzfristige Spitzen.
- Vollständiger WP-Einsatz führt zu:
 - Unterspannung an mehreren Knoten
 - Überlastung einzelner Niederspannungsleitungen
- Ersatz von Gasheizungen durch KWK erwies sich als effektivste Lösung:
 - KWK-Stromerzeugung deckt Winter-WP-Bedarf zeitgleich
 - Unterspannung um ca. 0,05 p.u. reduziert
- Netzausbau (z. B. Kabelersatz) reduziert Leitungsüberlastung, löst aber Unterspannung kaum.
- PV-Wechselrichter mit Blindleistung stützen Spannung, erhöhen jedoch Leitungsbelastung.
- Vereinfachte Steuerungsstrategien liefern gemischte Resultate; koordinierte KWK+WP-Integration bietet das ausgewogenste Szenario.

CHANCEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Das Projekt stellt eine übertragbare, datenbasierte

der Wärmepumpenintegration Heiztransition mit KWK-Szenarien



Scenario	100 % cable resistance				Iter. 1 (80 %)			Iter. 2 (64 %)		
	PV ₀	PV ₃₀	PV ₇₀	PV ₁₀₀	PV ₃₀	PV ₇₀	PV ₁₀₀	PV ₃₀	PV ₇₀	PV ₁₀₀
V ≤ 0.9 p.u.	993	389	136	50	239	51	29	190	34	0
V ≤ 0.85 p.u.	85	43	21	0	24	0	0	0	0	0
LL ≥ 80 % (in km)	8.75	8.32	9.83	11.95	3.42	4.65	7.28	1.48	3.16	5.15
LL ≥ 100 % (in km)	3.20	3.38	3.61	4.74	1.35	1.92	2.55	0.16	0.75	1.49
LL ≥ 150 % (in km)	0.39	0.20	0.71	0.92	<0.01	0.25	0.54	0	0.23	0.37

Tabelle 1. Einfluss der Blindleistungseinspeisung der vorgeschlagenen installierten Photovoltaikanlagen auf die Netzbelastung und das Spannungsniveau (wobei die fettgedruckten Werte niedriger sind als im Ist-Szenario).

Methodik zur Bewertung der Netzresilienz bei Heiz-Elektrifizierung bereit. PV-Anlagen allein stabilisieren Winternetze nicht, können aber durch Blindleistung unterstützen. KWK-Anlagen

erwiesen sich als besonders wirksam, Netzausbau bleibt kostenintensiv. Herausforderung: die optimale Balance dieser Ansätze und die Entwicklung lokaler Steuerungsstrategien.

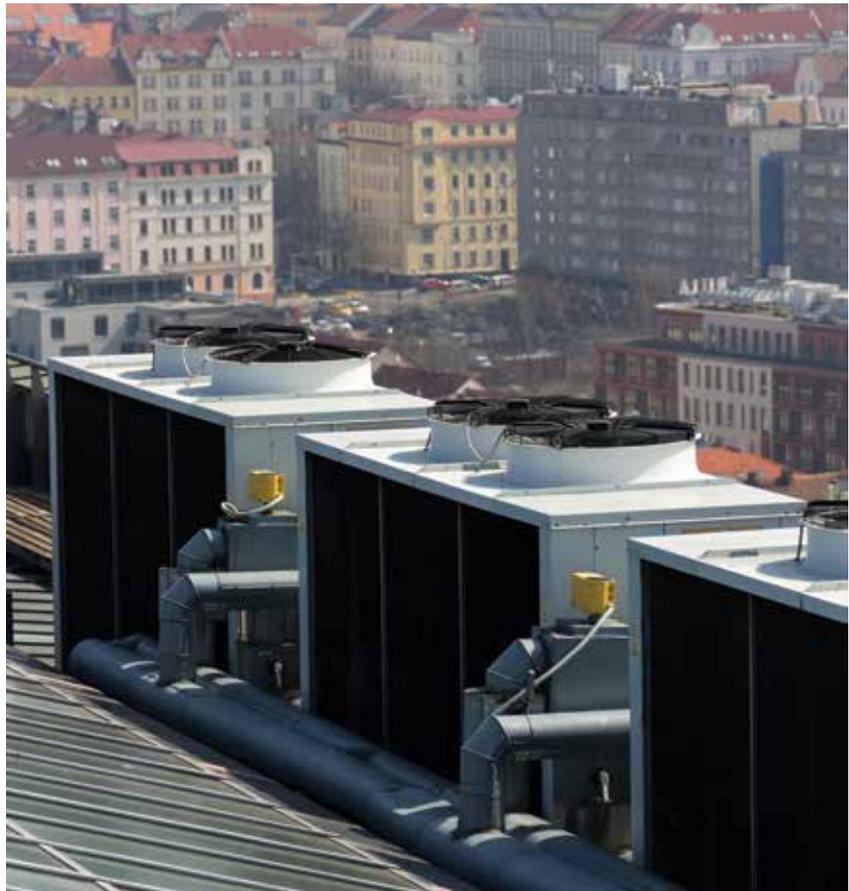


ÖKONOMISCHE FAKTEN

Die Investitionsbedarfe variieren je nach Szenario:

- Netzausbau: hohe Kapitalkosten, besonders in dicht besiedelten Gebieten
- KWK: moderate Kosten, erzeugt Strom und Wärme gleichzeitig → hohe Effizienz im Zusammenspiel mit WP
- PV/Blindleistungsregelung: günstigere Option, erfordert aber sorgfältige Koordination

Die Simulation ermöglicht einen direkten Vergleich dieser Optionen aus technischer wie ökonomischer Sicht.



REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

ERKENNTNISSE

- Hoher WP-Anteil im Winter bringt Netze an Spannungs- und Kapazitätsgrenzen.
- KWK bietet doppelten Nutzen: Wärmeversorgung + zeitgleiche Stromproduktion → bessere Netzstabilisierung als PV oder Ausbau allein.
- PV allein hat im Winter geringe Wirkung; Blindleistung hilft nur begrenzt.
- Netzausbau entlastet Leitungen, löst Spannungsprobleme jedoch kaum.
- Keine Universallösung: Steuerung muss lokalisiert und netzspezifisch erfolgen.
- Das Modell erlaubt stündliche Szenariotests und räumliche Risikoanalyse (Linien/Knoten).

Das Projekt zeigt: Die Dekarbonisierung urbaner Heizsysteme erfordert nicht nur neue Technologien, sondern ein Verständnis ihrer Systemwirkungen. Der Python-Ansatz der HEIG-VD bietet Gemeinden und Energieversorgern ein praxisnahes Werkzeug, um Infrastrukturbedarf abzuschätzen, Engpässe vorherzusehen und resiliente Transformationspfade zu entwickeln. Dies alles im Einklang mit den Energie- und Klimazielen der Schweiz. ■



Projektbeispiel: Seewärmeprojekt – Steinach SG, Horn TG

PROJEKTBESCHRIEB

Das Seewärmeprojekt in Steinach (SG) und Horn (TG) versorgt über 110 Wohn-, Gewerbe- und Industriebauten mit nachhaltiger Wärme und Kühlung über ein Kalt-Energie-Netz. Das Wasser des Bodensees wird in einem zentralen Energiezentrum um rund 3 °C abgekühlt und über ein geschlossener Kreislauf zurückgeführt. Ein hydraulisch getrennter Sekundärkreislauf verteilt die Energie an dezentrale Wasser/Wasser-Wärmepumpen in den Gebäuden. Der Heizbedarf wird mit knapp 20 % Strom gedeckt, bei einer Jahresarbeitszahl (COP) über 5. Rund 40 % der angeschlossenen Gebäude profitieren zusätzlich von freier oder aktiver Kühlung.

Initiiert 2023 von der See Energie AG, an der die Gemeinde Steinach als Mitaktionärin beteiligt ist, verfolgt das Projekt das Ziel, den fossilen Energieverbrauch zu reduzieren, langfristige Preissicherheit zu gewährleisten und lokale Klimaziele zu unterstützen. Bereits im ersten Betriebsjahr konnten Verträge für rund 80 % der Gesamtkapazität abgeschlossen werden. Mit politischer Unterstützung der Gemeinden Steinach und Horn und unter Verweis auf ähnliche, technisch erprobte Projekte in der Schweiz (z. B. Seenergie Horw/Kriens, Würth Rorschach, Migros Arbon) zeigt das System sowohl ökologische als auch ökonomische Vorteile, von Einfamilienhäusern bis zu grossen Industriebauten.

BETEILIGTE AKTEURE

Die Idee, Bodenseewasser für die Energieversorgung in Steinach zu nutzen, entstand 2023. Daraufhin wurde die See Energie AG als Projektgesellschaft gegründet. Gemeinde Steinach und Kanton St. Gallen unterstützten die Initiative mit Machbarkeitsstudien, die technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit bestätigten. Heute wird das Unternehmen durch Verwaltungsrat und Projektleitung geführt; rund 80 % der potenziellen Kunden haben bereits Verträge für Wärmeversorgung und freie Kühlung abgeschlossen.

ZIELE

Das Projekt zielt darauf ab, CO₂-Emissionen zu reduzieren, indem Bodenseewasser als lokale, erneuerbare Energiequelle für Wärme und Kühlung genutzt wird. Ein Kalt-Anergie-Netz liefert Energie an über 110 Gebäude, in denen dezentrale Wasser/Wasser-Wärmepumpen eine saisonale Effizienz (COP) von über 5 erreichen, alles bei einem Stromanteil von nur knapp 20 %. Zudem ermöglicht das System freie oder aktive Kühlung in ca. 40 % der angeschlossenen Gebäude. Zur Unterstützung der Klimaziele 2050 und zur langfristigen Preisstabilität wird ein integriertes Contracting-Modell eingesetzt, das sämtliche Installations- und Anschluss-

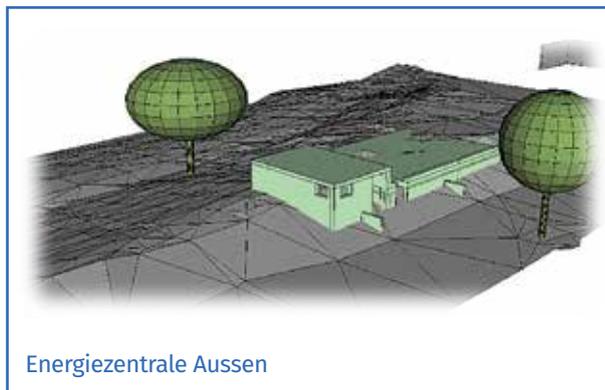
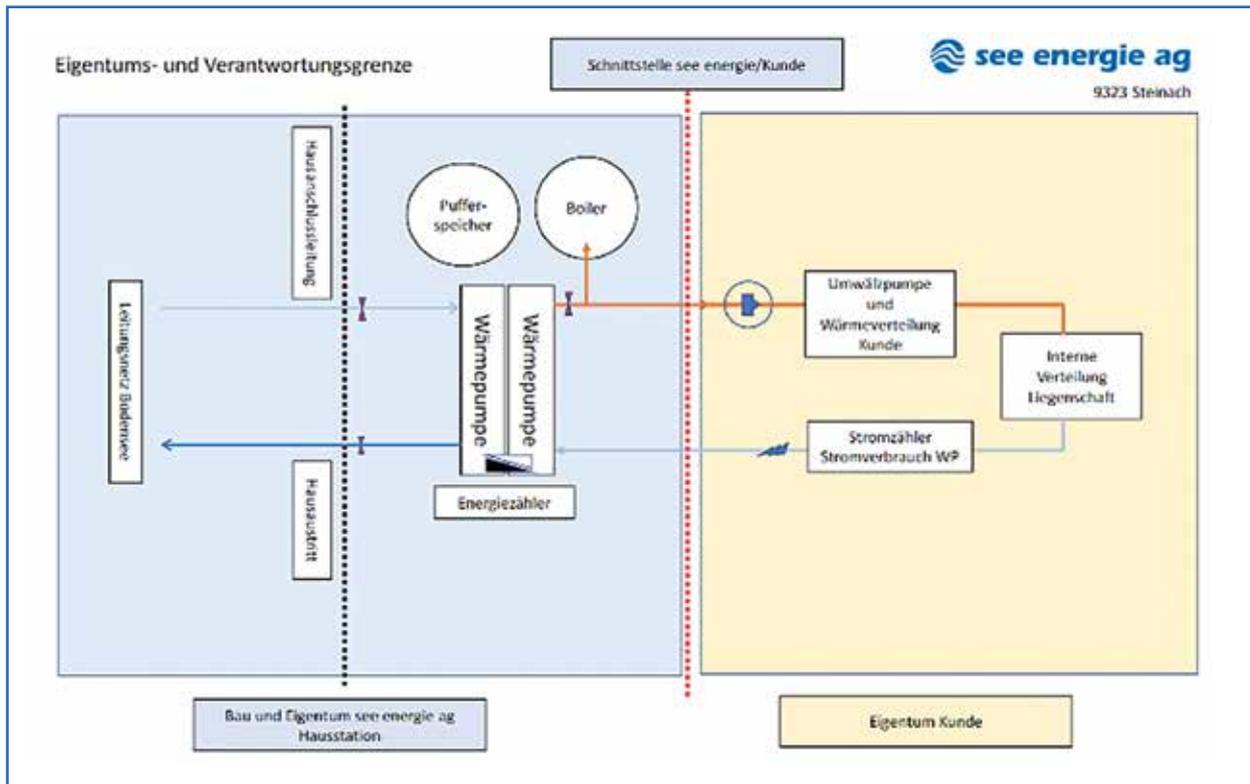


kosten abdeckt. Optionale PV-Anlagen auf den Gebäuden können den Strombedarf zusätzlich senken.

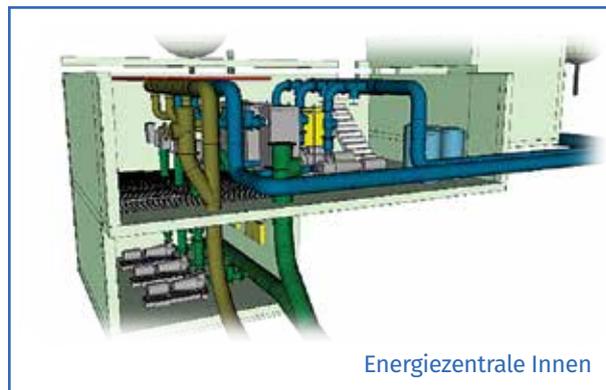
STATUS & KENNZAHLEN

Die Umsetzung ist in vollem Gange, etwa zehn Wärmepumpenanlagen sind bereits in Betrieb.





Energiezentrale Aussen



Energiezentrale Innen

Langfristig sollen ca. 800 Wohneinheiten in 110 Gebäuden in Steinach und Horn versorgt werden, was 0,2 % des theoretischen thermischen Potentials des Bodensees entspricht. Die Seewasserfassung umfasst eine 670 m lange Zuleitung und eine 510 m lange Rückleitung, beide im See verlegt. Das Kaltwasser-Netz liefert Energie bei ca. 6–9 °C, die Rücklauftemperatur beträgt rund 2,5 °C. Mit dezentralen Hoval Wasser/Wasser-Wärmepumpen werden COP-Werte über 5 erzielt. Rund 40 % der

Gebäude nutzen zusätzlich freie oder aktive Kühlung. Lokale PV-Integration ist optional und wird zur Abdeckung des Strombedarfs geprüft.

CHANCEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Der Vertragsabschluss mit über 110 Liegenschaften aus Wohn-, Gewerbe- und Industrie zeigt das starke Interesse der Gemeinschaft. Die grösste technische Herausforderung war die Leitungsführung über Privatgrundstücke, die individuelle Abspra-

chen erforderte. Auch die Installation in engen Gebäuden erwies sich als komplexer als bei fossilen Systemen. Hinzu kamen regulatorische Unsicherheiten bezüglich Füllmedien (z. B. alkoholfrei) und Mindesttemperaturen. Insgesamt verlief die Umsetzung jedoch ohne wesentliche technische Hürden und gilt als Erfolg.

ÖKONOMISCHE FAKTEN

Der Gesamtenergiebedarf des Netzes liegt bei ca. 7 GWh/Jahr, womit ~800 Wohneinheiten in 110 Gebäuden sowie mehrere Gewerbe- und Industriebauten versorgt werden. Dies entspricht nur 0,2 % des thermischen Potenzials des Bodensees. Für die Kunden fallen ausschliesslich effektive Energiekosten an, da sämtliche Investitionen (Wärmepumpen, Anschlüsse, Systemintegration) im Contracting enthalten sind. Durch COP-Werte über 5 beträgt der Strombedarf lediglich rund 20 %. Zusätzliche Einsparungen sind über optionale PV-Anlagen möglich.



ÜBERTRAGBARKEIT IN DER SCHWEIZ

LESSONS LEARNED

- Enge Zusammenarbeit mit Gemeinden und Anwohnern ist entscheidend für Vertrauen und Teilnahme.
- Die Leitungsführung über Privatgrundstücke bleibt ein Haupthindernis und erfordert individuelle Verhandlungen.
- Ein gebündeltes Contracting-Modell (inkl. Wärmepumpe, Anschluss, Integration) erleichtert die Entscheidung und steigert die Teilnahme.
- Klare rechtliche Definitionen zu Eigentums- und Nutzungsgrenzen (z. B. Wärmepumpe auf Drittgrund) reduzieren Missverständnisse und Risiken.
- Frühzeitige Machbarkeits- und Technikstudien sichern Umsetzbarkeit und Skalierbarkeit; die spätere Einbindung von Horn verbesserte die Wirtschaftlichkeit.
- Unterschiedliche Gebäudetypen – vom Einfamilienhaus bis zur Industrieanlage – lassen sich mit einem einzigen Energiekonzept versorgen, wenn die Planung stimmt.

Das Seewärmeprojekt Steinach/Horn zeigt das grosse Potenzial von Kalt-Energie-Netzen in Gemeinden am Seeufer. Mit über 110 bereits angeschlossenen Gebäuden und einer skalierbaren sowie einer effizienten Systemarchitektur ist das Modell stark replizierbar. Strategische Partnerschaften zwischen Gemeinden und privaten Investoren, kombiniert mit einem integrativen Contracting-Ansatz, ermöglichen eine breite Dekarbonisierung auf kommunaler Ebene. ■

Ebene: Kanton

Auf kantonaler Ebene erfordert der dezentrale Ausbau der erneuerbaren Energien eine proaktive Koordination: Ohne diese drohen Netzausbauten, die kostspielig und ineffizient sind. Durch die Abstimmung grosser Energieverbraucher, Mobilitätshubs, Wärmenetze, Speicheranlagen und Produktionsstandorte können Kantone Transportbedarfe verringern, unnötige Investitionen ins Netz vermeiden und sektorübergreifende Synergien nutzen. Ihre Rolle geht über die Festlegung von Leitlinien hinaus: Indem sie die Energieplanung in die Raum- und Siedlungsentwicklung einbetten und die Zusammenarbeit zwischen Gemeinden, Versorgern und Industrie steuern, stellen Kantone sicher, dass die Energiewende systematisch und kosteneffizient umgesetzt wird.

Projektbeispiel: Konzept Ausbau Energieinfrastrukturen (KAEN), Kanton Bern

PROJEKTBECHREIBUNG

Der Kanton Bern entwickelt das Konzept Ausbau Energieinfrastrukturen (KAEN), um festzulegen, wie die Ziele der kantonalen Energiestrategie bis 2050 erreicht werden können. Aufbauend auf der 2021 von der Bevölkerung angenommenen Verfassungsänderung, die Klimaneutralität bis Mitte des Jahrhunderts vorgibt, definiert das Konzept, wie Strom- und Wärmebedarf durch erneuerbare Quellen gedeckt werden. Es berücksichtigt nicht nur die Produktion, sondern auch die Verteilung, Speicherung und Nutzung von Strom in koordinierter Form. Ziel ist es, Erzeugung, Transformation und Verbrauch in eine Gesamtsicht einer nachhaltigen Energieversorgung zu integrieren. Zentrales Element ist die räumliche Festlegung von Energieinfrastrukturen sowie die Identifikation raumrelevanter Anlagen, damit entsprechende Bestimmungen im kantonalen Richtplan verankert werden können.

BETEILIGTE AKTEURE

Federführend ist das Amt für Umwelt und Energie des Kantons Bern, unterstützt von einem Projektteam mit Vertretungen verschiedener kantonalen Ämter. Externe Anspruchsgruppen sind u. a. Branchenverbände, regionale und kommunale Verbände sowie die BKW als EVU und Netzbetreiber. Zusätzlich werden externe Aufträge vergeben, etwa für die Identifizierung von Potenzialgebieten und geeigneten Standorten oder für juristische Ab-

klärungen. Diese breite Einbindung stellt sicher, dass technische, regulatorische und raumplanerische Aspekte integriert behandelt werden.



EINE GEZIELTE SEKTORKOPPLUNG SCHAFFT SYNERGIEN, DIE DEN BEDARF AN NETZAUSBAU UND SPEICHERKAPAZITÄTEN REDUZIEREN UND DAMIT IMPORTABHÄNGIGKEIT UND ERZEUGUNGSKOSTEN SENKEN.

ZIELE

Das KAEN legt fest, wie der Kanton Bern den Ausbau erneuerbarer Energien und die Sektorkopplung bis 2050 koordiniert. Zentrale Ziele sind:

- Ausbaupfade für erneuerbaren Strom bis 2035 und 2050 definieren.
- Geeignete Gebiete für Grossanlagen von kantonaler oder nationaler Bedeutung festlegen.
- Bedeutende Verbraucher ermitteln und mit Produktions- und Infrastrukturplanung abstimmen.
- Speicher- und Verteilungslösungen integrieren, um die Versorgungssicherheit zu stärken.
- Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des kantonalen Richtplans sowie Strategien formulieren, wie aus planerisch ausgewiesenen Flächen konkrete Projekte entstehen können.

STATUS & KENNZAHLEN

Das Konzept ist in Erarbeitung und wird im Winter 2025 als Entwurf vorliegen und anschliessend dem Regierungsrat vorgelegt. Räumlich relevante Ergebnisse fliessen in den kantonalen Richtplan ein.

- Fertigstellung Entwurf: Winter 2025
- Externe Kosten: ca. CHF 50'000 (Mehrheit der Arbeiten durch den Kanton)
- Methodik: basiert hauptsächlich auf GIS-Analysen aus kantonalen Datenbanken und öffentlich verfügbaren Geodaten
- Datenbasis: GIS-Analysen, Energie- und Klimadatenplattform des Kantons, Angaben von Netzbetreibern
- Ausbauziele: +4'500 GWh erneuerbarer Strom bis 2035, +8'700 GWh bis 2050 (Basisjahr 2006)
- Hauptenergieträger: Wasserkraft, Photovoltaik, Windenergie, Biomasse
- Das Konzept zeigt auf, wo räumliches Potenzial vorhanden ist, um den Ausbau bis 2050 kosteneffizient zu realisieren.

NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Das KAEN bietet dem Kanton Bern eine strukturierte Grundlage, um den Ausbau erneuerbarer Energien über Produktion, Speicherung und Verbrauch hinweg zu koordinieren. Durch die räumliche Festlegung von Infrastrukturen und deren Integration in den Richtplan werden Standortsuchen beschleunigt, Bewilligungsverfahren vereinfacht und Planungssicherheit für Investoren geschaffen.

HERAUSFORDERUNGEN

- Die Datenerhebung ist ressourcenintensiv und erfordert Beiträge zahlreicher Anspruchsgruppen.
- Eine vollständige Abdeckung aller laufenden und geplanten Projekte ist nicht realistisch.
- Der Prozess basiert auf pragmatischen Annahmen und erfordert die Akzeptanz von Informationslücken (Mut zur Lücke).

WIRTSCHAFTLICHE FAKTEN & ZAHLEN

Das KAEN wird primär im Rahmen des kantonalen Auftrags erarbeitet, externe Kosten sind auf rund

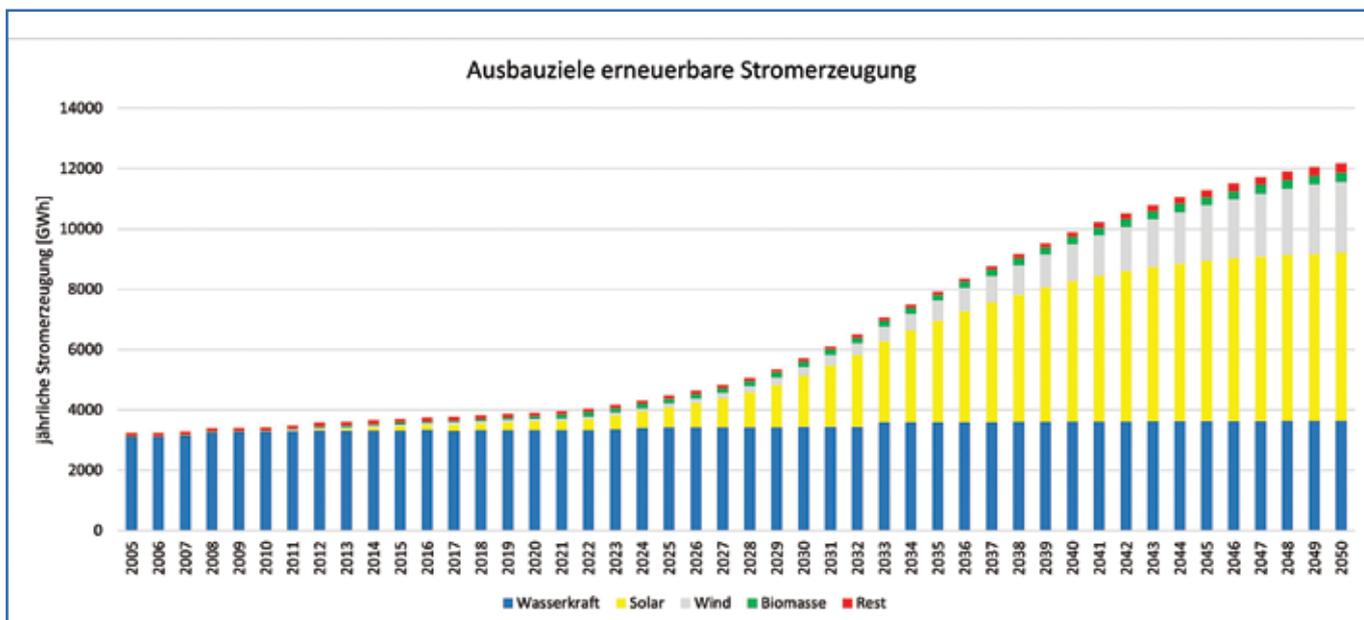


Abbildung 1: Ausbauziele der erneuerbaren Stromerzeugung gemäß Energiestrategie



REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

ERKENNTNISSE

- Die regulatorischen Rahmenbedingungen in Raumplanung und Baugesetzgebung bleiben anspruchsvoll für den Ausbau erneuerbarer Energien und die Sektorkopplung.
- Für neue Technologien wie Freiflächen-PV, Elektrolyseure, E-Mobilitätshubs oder Wasserstoffanwendungen fehlen noch Wissen und klare Regelungen.
- Die vollständige Beschaffung aller notwendigen Informationen ist schwierig; pragmatische Ansätze und Mut zur Lücke sind erforderlich.

Der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien könnte in der Schweiz besser mit vorhandenen Infrastrukturen und künftigem Bedarf abgestimmt werden, wenn ähnliche Konzepte auch auf kantonaler Ebene erarbeitet würden. Eine gezielte Sektorkopplung schafft Synergien, die den Bedarf an Netzausbau und Speicherkapazitäten reduzieren und damit Importabhängigkeit und Erzeugungskosten senken. Das KAEN zeigt, wie Kantone durch Planung, Regulierung und Einbindung der Stakeholder eine koordinierende Rolle übernehmen können, um die Energiewende im Einklang mit den nationalen Klimazielen zu beschleunigen. ■

CHF 50'000 begrenzt. Grundlage der Analysen sind GIS-Daten, die kantonale Energie- und Klimadatenplattform sowie Angaben der Netzbetreiber. Laut Energiestrategie muss die Stromproduktion im Kanton Bern bis 2035 um ca. 4'500 GWh und bis 2050 um 8'700 GWh gegenüber 2006 steigen. Das Konzept definiert dafür konkrete Ausbaupfade für Wasserkraft, Photovoltaik, Windkraft und Biomasse.

Die Erfahrung auf kantonaler Ebene macht deutlich: Die Energiewende kann ohne räumliche Koordination und klare regulatorische Rahmenbedingungen nicht gelingen. Konzepte wie das KAEN zeigen, wie strategische Planung Bewilligungshürden senkt, Systemkosten reduziert, Investoren mehr Sicherheit gibt und sicherstellen kann, dass der Ausbau erneuerbarer Energien im Einklang mit langfristigen Klimazielen erfolgt. Für die Schweiz insgesamt unterstreicht dies die Bedeutung einer aktiven Rolle der Kantone: nicht als Ersatz lokaler Initiativen, sondern indem sie diese in eine gesamtheitliche Perspektive einbetten, die Produktion, Verbrauch und Infrastrukturentwicklung verbindet.



Projektbeispiel: Klimastrategie Thun

PROJEKTBECHREIBUNG

2019 erklärte die Stadt Thun nach einer Jugendvorstoss den Klimanotstand und verpflichtete sich bis 2050 Netto-Null-Treibhausgasemissionen zu erreichen. Die Stadtverwaltung selbst setzte sich dazu noch ein ambitionierteres Ziel von Netto-Null bis 2035. Der Gemeinderat beauftragte das Amt für Umwelt, Energie & Mobilität mit der Entwicklung einer Klimastrategie, die mit einem eigenen Budget verabschiedet wurde. Die Strategie wurde in

einem partizipativen Prozess unter Einbezug von lokalen Unternehmen, Fachleuten und Bürgerinnen und Bürgern erarbeitet, um breite Unterstützung zu gewährleisten. Die Sektorkopplung wird nicht als isolierte Massnahme behandelt, sondern als strategische Stossrichtung innerhalb der Roadmap und im Aktionsplan verankert. Zentrale Massnahmen sind u. a. eine Clusteranalyse für den Ersatz von Heizsystemen, erweiterte Unterstützung für Energieeffizienz und Photovoltaik, ein bedarfsgerechter



Ausbau von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie das „Reallabor Thun“ als Experimentierplattform für sektorenübergreifende Lösungen.

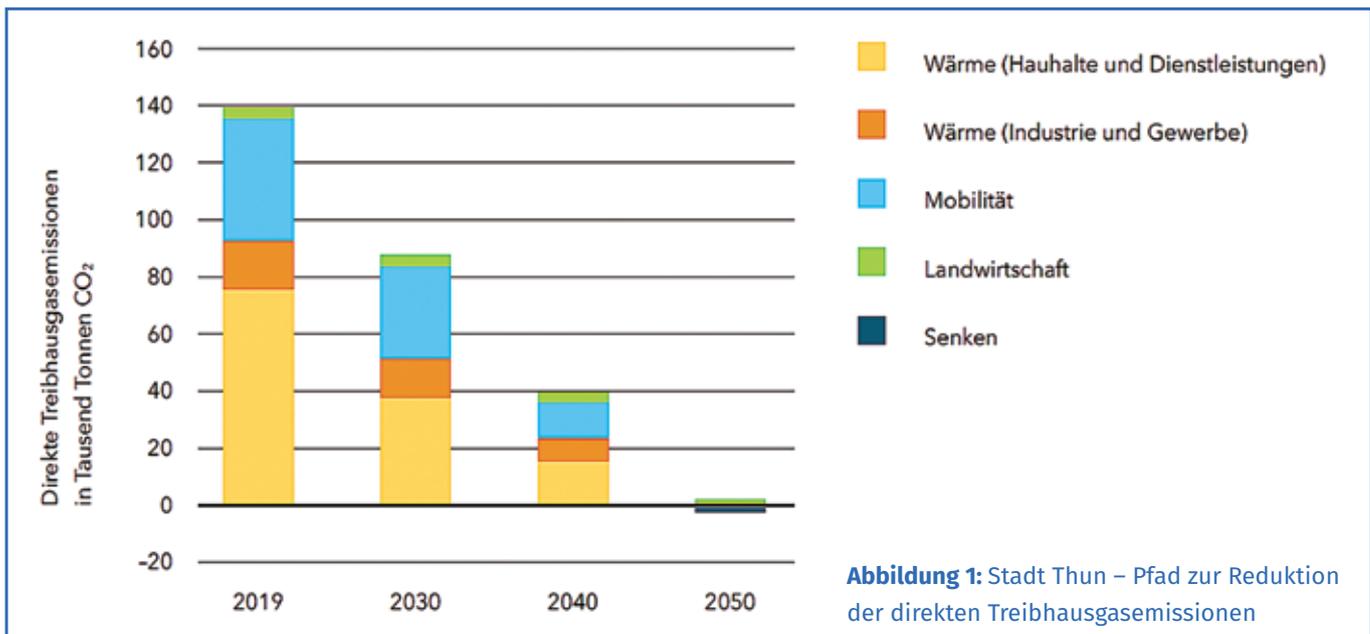
BETEILIGTE AKTEURE

Die Stadt Thun führt die Entwicklung und Umsetzung über die Fachstelle Umwelt Energie und Mobilität. Politische Aufsicht erfolgt durch den Stadtrat und das Stadtparlament. Externe Partner sind lokale Energieversorger, Planungsbüros, Wohnbau-genossenschaften, Universitäten und Ingenieurbüros. Unterstützung erfolgt zudem über nationale Programme (z. B. EnergieSchweiz) und das EU-Horizon-2020-Projekt 2ISECAP.

ZIELE

Die Klimastrategie bietet eine langfristige Roadmap sowie einen kurz- bis mittelfristigen Aktionsplan, um:

- Netto-Null-Emissionen in Thun bis 2050 zu erreichen (Stadtverwaltung bis 2035).
- Sektorkopplung in den Bereichen Energie, Mobilität und Gebäude zu verankern.



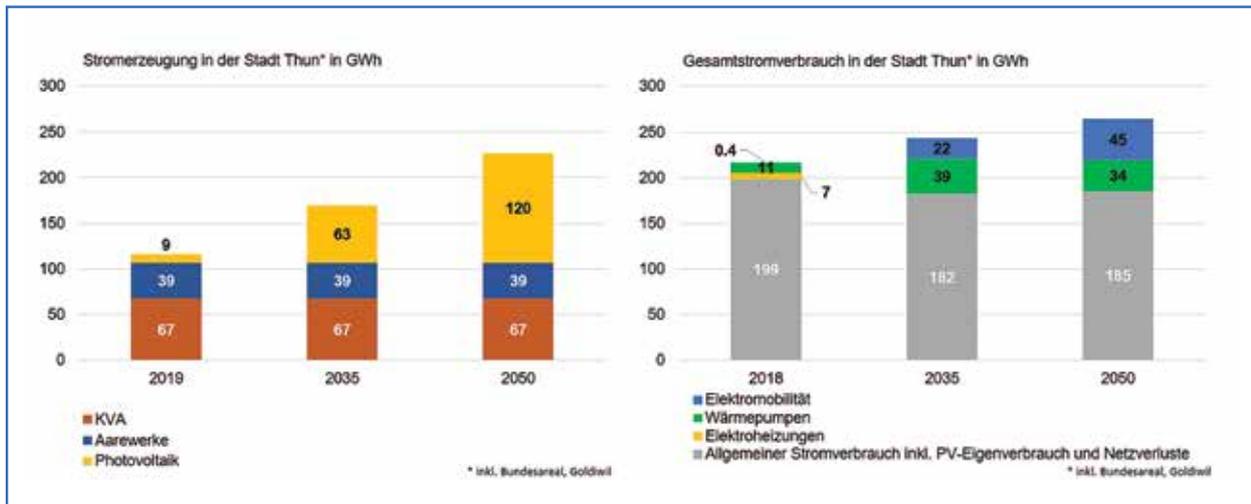


Abbildung 2: Das langfristige Potenzial erneuerbarer Energien (vor allem Solarenergie) zeigt, dass die Stromversorgung bis 2050 durch weitere Effizienzsteigerungen überwiegend aus erneuerbaren Energien bestehen kann.

- Klare Umsetzungsschritte, Zeitpläne und Monitoring sicherzustellen.
- Eine breite Beteiligung von lokalen Unternehmen, Fachleuten und Bürgerinnen und Bürgern zu gewährleisten.

STATUS & KENNZAHLEN

Die Klimastrategie ist bereits in Umsetzung; Die Roadmap ist verabschiedet und die ersten

Massnahmen aus dem Aktionsplan werden realisiert. Der Fortschritt wird systematisch nachverfolgt, um Transparenz und Ausrichtung an den langfristigen Klimazielen sicherzustellen.

- Roadmap und Aktionsplan 2023–2026 verabschiedet, erste Massnahmen gestartet
- Monitoring: Zwischenberichte alle 2 Jahre, Gesamtevaluierung alle 4 Jahre
- Nächster Aktionsplan geplant für 2027–2030



- Beispielmassnahmen: Clusteranalyse Heizsysteme, PV-Ausbau, Ladeinfrastruktur-Pilot, Real-labor Thun

NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Die Klimastrategie bringt Politik, Verwaltung, Wirtschaft und Bevölkerung zusammen und gewährleistet breite Legitimität, lokale Verankerung und stärkere öffentliche Akzeptanz. Durch die Verankerung der Sektorkopplung sowohl in der Klimastrategie als auch in der Smart-City-Strategie profitiert die Stadt von Synergien zwischen den Abteilungen. Zielgerichtete Fördermittel ermöglichen es, Pilotprojekte von der Vision in die Praxis zu überführen und erhöhen die Umsetzungsfähigkeit insgesamt.

Herausforderungen bestehen insbesondere bei der Umsetzung:

- Begrenzte interne Verwaltungskapazitäten erfordern externe Unterstützung durch Universitäten und Ingenieurbüros.
- Finanzierung hängt von gezielter Förderung und frühzeitiger, koordinierter Planung ab.
- Umsetzungsfristen werden durch komplexe Bewilligungsverfahren und konkurrierende Prioritäten innerhalb der Verwaltung beeinflusst.

WIRTSCHAFTLICHE FAKTEN & ZAHLEN

Die Stadt veranschlagt die Kosten für den Aktionsplan 2023–2026 auf CHF 1,1–1,6 Mio., finanziert aus dem städtischer Finanzhaushalt und durch externe Beiträge (EnergieSchweiz, EU Horizon 2020). Viele Massnahmen erzeugen indirekte wirtschaftliche Vorteile, indem sie den Energieverbrauch senken, den Ausbau erneuerbarer Energien fördern und die lokale Wirtschaftstätigkeit stimulieren.

REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

ERKENNTNISSE

- Sektorenübergreifende Integration funktioniert am besten, wenn Klimastrategie und Smart-City-Planung aufeinander abgestimmt sind.
- Breite Beteiligung von Politik, Verwaltung, Wirtschaft und Bevölkerung erhöht Akzeptanz und Wirkung.
- Externe Unterstützung entlastet die Verwaltung und verbessert die Projektqualität.
- Frühzeitige Finanzplanung und Zugang zu Förderungen sind entscheidend, um Strategien in konkrete Massnahmen umzusetzen.
- Mittलगrosse Städte können eine Vorreiterrolle übernehmen, wenn Sektorkopplung strategisch verankert und über konkrete, gestufte Aktionspläne operationalisiert wird.

Thun zeigt, dass Sektorkopplung wirksam in kommunale Klimastrategien eingebettet und strukturiert verfolgt werden kann. Durch die Verankerung sektorenübergreifender Massnahmen in einer strategischen Roadmap und einem Aktionsplan schaffen Gemeinden die Grundlage für koordinierte Umsetzungen in den Bereichen Energie, Mobilität und Gebäude. Der Ansatz von Thun verdeutlicht die Bedeutung früher Stakeholder-Abstimmung, regulatorischer Klarheit und gezielter Ressourcen und bietet ein übertragbares Modell für andere Schweizer Städte und Gemeinden, die ihren Weg zu Netto-Null beschleunigen wollen. ■



Ebene: Region

Regionale Initiativen zeigen, wie ergänzende erneuerbare Energiequellen, intelligenter Systembetrieb und angewandte Experimente zum Aufbau widerstandsfähiger Energiesysteme beitragen, bevor diese in großem Maßstab eingesetzt werden. Statt einzelne Technologien hervorzuheben, liegt der Fokus auf dem Zusammenspiel verschiedener Quellen, der Integration von Flexibilität und der Fähigkeit, praktische Erkenntnisse aus dem realen Betrieb abzuleiten.

Der Swiss Energypark – eine Miniaturversion der Schweiz im Jahr 2050

PROJEKTBECHREIBUNG

Das Besondere am Swiss Energypark ist nicht eine spektakuläre Technologie, sondern die Intelligenz eines Territoriums. Hier wurden schon lange bevor der Begriff „Energiewende“ gebräuchlich wurde, bedeutende Anlagen errichtet: das Goule-Stauwerk, die Photovoltaikanlage Mont-Soleil (bei ihrer Inbetriebnahme 1992 die grösste Europas) sowie der grösste Windpark der Schweiz. Diese frühen Entscheidungen, getragen von einer Bevölkerung mit ausgeprägtem Pioniergeist, verankerten vor Ort einen vielfältigen und komplementären erneuerbaren Energiemix. Auf dieser bemerkenswerten Basis wurde der Swiss Energypark geschaffen, eine Plattform zum Experimentieren, ein Ort, an dem im Massstab des Netzes erforscht wird, wie sich erneuerbare Energien über Flexibilitäten integrieren lassen.

BETEILIGTE AKTEURE

Der Swiss Energypark liegt auf der Grenze zwischen den Kantonen Bern und Jura und vereint eine vielfältige erneuerbare Stromproduktion, die jährlich 80 bis 90 % des Bedarfs der 23'000 Einwohner deckt, die vom Netz der Société des Forces Électriques de la Goule versorgt werden. Alles begann mit einigen visionären Industriellen, die Ende des 19. Jahrhunderts die Wasserkraft des Doubs nutzten, um die Uhrenindustrie zu versorgen. Ein Jahrhundert später, 1992, wurde Europas grösste Photovoltaikanlage gebaut. Dies zu einer Zeit, als die Branche noch in den Kinderschuhen steckte. Ziel dieses Projekts war es, die Zuverlässigkeit dieser Technologie in der Praxis zu belegen. Die ursprüngli-

che Anlage ist bis heute in Betrieb, und das Monitoring zeigt über 33 Jahre lediglich eine Leistungsdegradation von 7,5 %. Ende der 1990er Jahre installierte Juvent einen Windpark mit 16 Turbinen, der nach zwei Repowerings eine Nennleistung von über 37 MW erreichte, also mehr als die Hälfte der nationalen Windproduktion. Schliesslich wurden Anfang der 2010er Jahre bei allen Kunden Smart Meter installiert.

In den kommenden Jahren wird der Swiss Energypark im Rahmen der Initiative „Solar Express“ eine bedeutende Photovoltaikanlage erhalten, die rund 5 GWh zusätzliche Winterstromproduktion liefert.

Mit einer solchen lokalen erneuerbaren Produktion ist der Swiss Energypark eine Miniaturversion der Schweiz im Jahr 2050.

ZIELE

Er ist auf natürliche Weise eine Pilotregion, die es ermöglicht, die Komplementarität verschiedener erneuerbarer Quellen zu beobachten.

Eine der grossen Herausforderungen bleibt jedoch, Produktion und Verbrauch in Echtzeit aufeinander abzustimmen. Hier spielt die Komplementarität des Energiemixes eine entscheidende Rolle, da sie eine deutliche Steigerung des direkten Eigenverbrauchs ermöglicht. Diese Dynamik, die im Zentrum des Swiss Energyparks steht, ist eng mit den Überlegungen zu Flexibilität und Sektorkopplung verbunden. Der Swiss Energypark bietet zudem eine einmalige Gelegenheit, innovative Lösungen im Bereich Energie-Flexibilität zu testen und die Transformation in

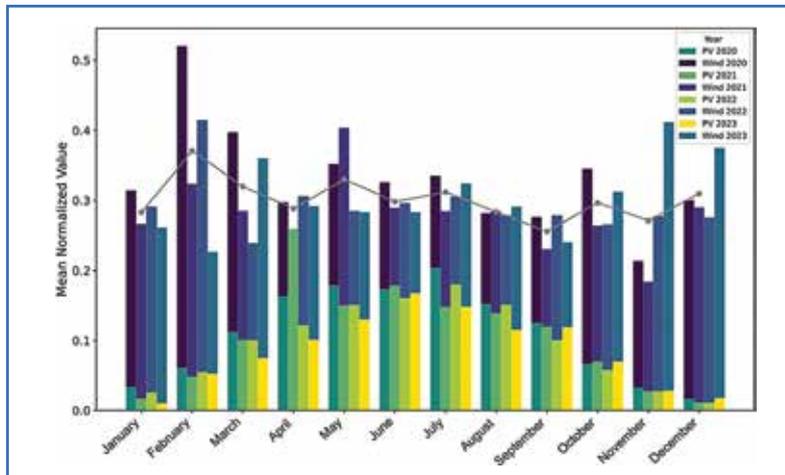
der konkreten Erfahrung vor Ort zu verankern. Die Forschungsprojekte sind vielfältiger Natur:

- Physisch, wie das Projekt CircuBAT
- Digital, der Swiss Energypark hat seinen eigenen digitalen Zwilling entwickelt
- Verhaltensorientiert, wie das Projekt InfiNeed 2

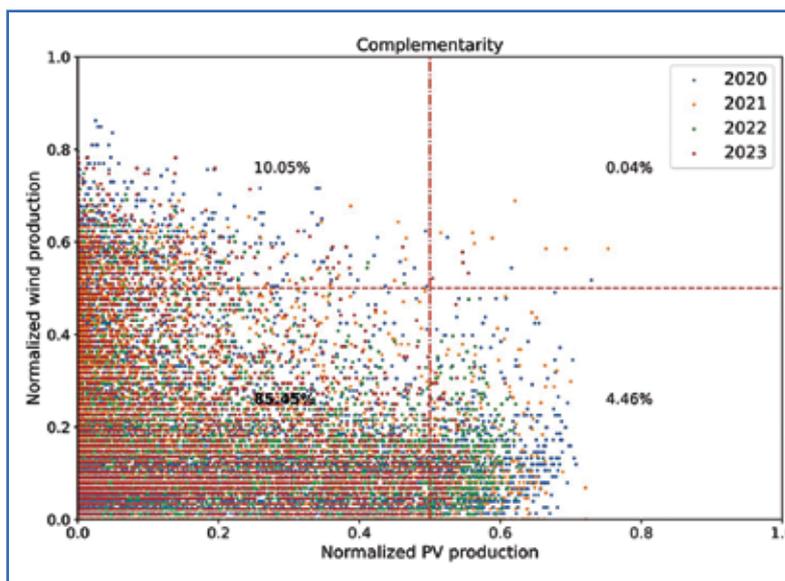
KENNZAHLEN

Die folgenden Grafiken zeigen die normalisierte PV- und Windproduktion auf Schweizer Ebene zwischen 2020 und 2023. Die erste verdeutlicht einen klaren Trend: Die Solarproduktion erreicht ihre Maxima im Sommer, während die Windkraft im Winter stärker ist

und somit ein Beleg für ihre saisonale Komplementarität bildet. Dies bestätigt die intuitive Wahrnehmung, dass die PV-Produktion im Winter niedriger ist als im Sommer. Die zweite Grafik, basierend auf über 35'000 Stundenwerten, zeigt jedoch, dass in 85,45 % der Fälle mindestens eine der beiden Quellen aktiv ist und damit Situationen doppelter Abwesenheit begrenzt werden. Umgekehrt tritt eine gleichzeitige Produktion nahe den theoretischen Maximalwerten nur in 0,04 % der Zeit auf, was das Risiko einer Netzüberlastung erheblich reduziert. Diese Untersuchung zeigt deutlich eine starke Komplementarität auch auf Stundenbasis.



Grafik 1: Monatliche Korrelationen zwischen der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie für 2020–2023. Quelle: *Energieberichte (Juni 2025): «Einführung der Windenergie in die von Photovoltaik dominierte Schweizer Landschaft».*



Grafik 2: Stündliche Korrelationen zwischen der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie für alle Jahre (2020–2023). Quelle: *Energieberichte (Juni 2025): «Einführung der Windenergie in die Photovoltaik-dominierte Schweizer Landschaft».*



DER SWISS ENERGY PARK
ZEIGT, DASS EIN GEBIET
BEREITS IM VORAUS
DIE PRINZIPIEN
EINES RESILIENTEN
ENERGIESYSTEMS
VERKÖRPERN KANN.

REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

Die Analyse zeigt, dass ein 100 % solares oder 100 % windbasiertes System grosse Speicherkapazitäten erfordern würde, um das Gleichgewicht zu sichern. Ein gut kalibrierter Mix reduziert diesen Bedarf jedoch um die Hälfte. Der besondere Wert dieser Konfiguration für die Sektorkopplung liegt darin, dass sie als natürlicher Puffer wirkt. Die Komplementarität der Quellen glättet Schwankungen und begrenzt den Bedarf an Reservekraftwerken oder massiven Speicherreserven. Dies vermeidet hohe Kosten für schwerfällige Infrastrukturen, redundante Speicher oder Importe.

Der Swiss Energypark löst damit nicht die Grenzen eines bestehenden Systems, sondern antizipiert eine künftige, gewünschte Situation. Er liefert einen realen Beweis dafür, wie ein Gebiet aussehen könnte, in dem die Komplementarität selbst eine Form struktureller Sektorkopplung darstellt.

Der Swiss Energypark zeigt, dass ein Gebiet bereits im Voraus die Prinzipien eines resilienten Energiesystems verkörpern kann. Drei zentrale Punkte treten hervor:

- Ein komplementärer Energiemix, der als struktureller Stabilisator für das Netz wirkt
- Lokale Experimente, die Ausgleichsmechanismen antizipieren und die Akzeptanz erhöhen
- Ein Netz, das nicht mehr als Engpass fungiert, sondern als lebendige und zugängliche Innovationsplattform. ■

Ebene: National

Auf nationaler Ebene ist Sektorkopplung entscheidend, um das Schweizer Energiesystem über die Jahreszeiten hinweg auszugleichen. Power-to-X-Technologien verbinden Strom mit Gas, Wärme und Industrie und bieten sowohl Speicherkapazität als auch Flexibilität. Durch die Umwandlung von überschüssigem erneuerbarem Strom in synthetische Brennstoffe und deren Integration in bestehende Infrastrukturen tragen solche Projekte dazu bei, die Winterlücke zu überbrücken, CO₂-Emissionen zu senken und die Systemresilienz zu erhöhen. Das GreenGas-Projekt in Aigle zeigt, wie die Schweiz einen skalierbaren Weg zu klimaneutralem Gas entwickeln kann.



Abbildung 1: Kontroll- und Überwachungszentrum (CSA) in Aigle (VD)

Projektbeispiel: GreenGas

PROJEKTbeschreibung

Das GreenGas-Projekt ist Gaznats Power-to-X-Vorzeiganlage am Control & Surveillance Centre (CSA) in Aigle. Eine 487 kWp PV-Dachanlage speist einen 0,5 MW alkalischen Elektrolyseur, der Wasserstoff erzeugt. Dieser reagiert mit lokal abgeschiedenem CO₂ in einem 225 kWth-Methanisierungsreaktor zu netzkonformem synthetischem Methan. Das System erreicht eine Konversionseffizienz von über 99 % pro Durchgang, während Abwärme zurückgewonnen wird, um mehr als die Hälfte des Gebäudebedarfs zu decken. Wasserstoff und flüssiges CO₂ werden vor Ort gespeichert, und die Anlage ist direkt an das Hochdruckgasnetz angeschlossen. Konzipiert 2018 mit der EPFL und GRZ Technologies, wurde die Anlage 2023 in Betrieb genommen und dient seither als offenes „Innovation Lab“.

BETEILIGTE AKTEURE

Das Projekt gehört Gaznat SA, dem Gasnetzbetreiber der Westschweiz, und wird von diesem betrieben. Wichtige Partner sind die EPFL (Laboratoire des matériaux pour les énergies renouvelables und Laboratoire des séparations avancées), GRZ Technologies, Green Hydrogen Systems, Planair, OIKEN und mehrere EPC-Unternehmen. Öffentliche Unterstützung erfolgte durch das Bundesamt für Energie, und der Forschungs- und Entwicklungsfonds der Schweizer Gaswirtschaft (verwaltet vom Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG, der heute unter der Marke Gazenergie auftritt).

ZIELE

Das GreenGas-Projekt verfolgt mehrere Ziele:

- Nachweis eines geschlossenen Power-to-Gas-Kreislaufs mit lokalen Erneuerbaren und abgetrenntem CO₂
- Dekarbonisierung des CSA-Standorts von Gaznat
- Risikominderung bei Methanisierung und Graphen-Membran-CO₂-Abscheidung für zukünftige Kommerzialisierung
- Bereitstellung einer offenen Plattform für F&E, Innovation und Öffentlichkeitsarbeit

STATUS & KENNZAHLEN

Seit seiner Inbetriebnahme im August 2023 dient die GreenGas-Anlage als Pilot- und Vorzeigeprojekt für Power-to-Gas in der Schweiz. Mit CHF 5,8 Mio. Investitionen, darunter Bundes-, Kantons- und Industriebeiträge, liefert der Standort messbare Leistungsdaten, die künftige Skalierungen unterstützen.

- 487 kWp PV-Anlage (1'219 Module) speist einen 0,5 MW-Elektrolyseur

- Wasserstoffproduktion: ca. 195 kg/Tag
- Methanisierungsreaktor: 225 kWth, ≈2 GWh synthetisches Methan pro Jahr, >99 % Effizienz pro Durchgang
- Reaktorwirkungsgrad: 83 % (LHV); Elektrolyseurnutzung >4'000 h/Jahr
- Abwärmennutzung: >50 % des Gebäudebedarfs
- CO₂-Abscheidung: 10 kg/Tag, Roadmap auf 45 kg/Stunde
- Vermeidene Emissionen: ≈600 t CO₂/Jahr

NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Die GreenGas-Anlage zeigt die erste Schweizer Integration von PV, Wasserstoff, CO₂-Abscheidung und Gasinspeisung in einer modularen Anlage. Sie bietet ein hohes Mass an Wärmeintegration und dient als „Living Lab“ für Start-ups und Forschung.

Herausforderungen bei Skalierung und Regulierung:

- Saisonal bedingte Diskrepanz, insbesondere PV-Defizite im Winter
- CO₂-Membranen und Katalysatoren noch im Pilotmassstab und teuer

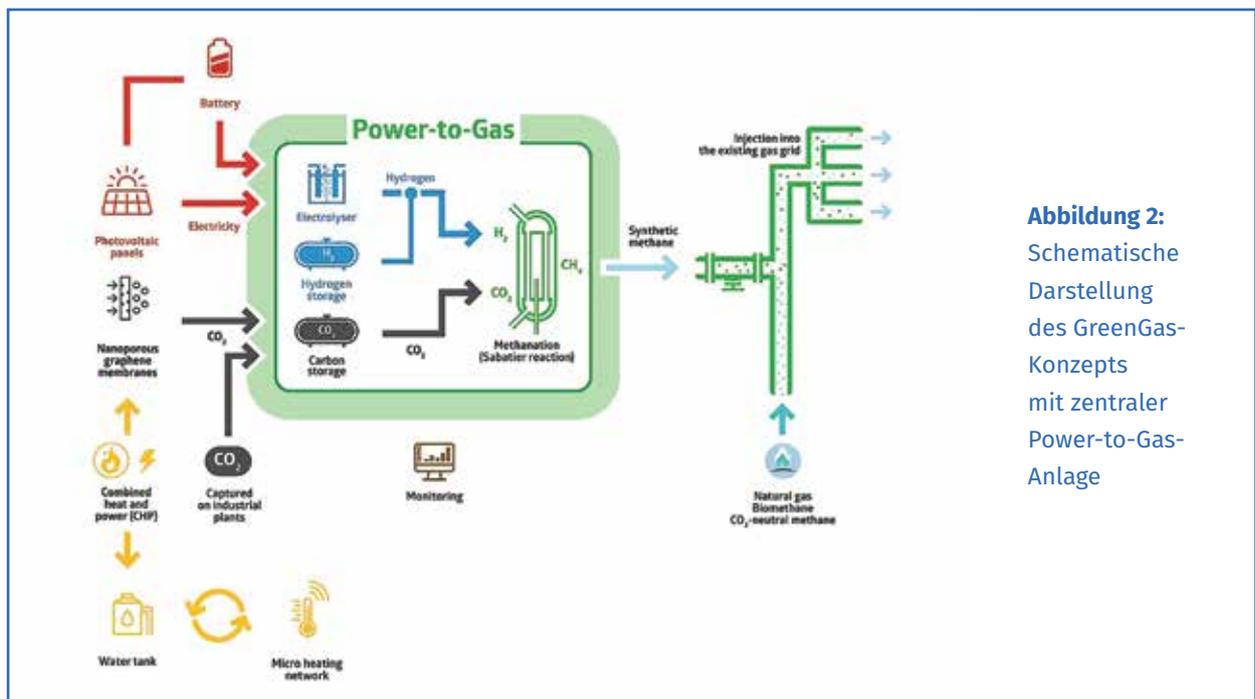


Abbildung 2: Schematische Darstellung des GreenGas-Konzepts mit zentraler Power-to-Gas-Anlage

- Komplexe Bewilligungsverfahren über verschiedene Regimes (ATEX, PED, Gasqualität)
- Bestehende Zumischungsregeln begrenzen den Anteil synthetischen CH₄ im Netz

ÖKONOMISCHE FAKTEN & ZAHLEN

Das GreenGas-Projekt erforderte eine Gesamtinvestition von rund CHF 5,8 Mio., finanziert durch eine Mischung aus Bundes-, Kantons- und Industriezuschüssen. Die Betriebskosten werden hauptsächlich durch Strom- und Serviceaufwendungen bestimmt. Ziel des Pilotprojektes ist eine Produktionskostenuntergrenze von <0,12 CHF/kWh synthetisches Methan zu erreichen. Die Stromgestehungskosten der PV-Anlage liegen bei rund 0,07 CHF/kWh, während die Kosten des synthetischen Methans im aktuellen Setup 0,12–0,15 CHF/kWh betragen. Mit Skaleneffekten könnten sie bis 2030 unter

0,09 CHF/kWh sinken. Bei den derzeitigen Nutzungsraten wird eine Amortisation von 12–15 Jahren erwartet. Als Demonstrationsanlage ist das Geschäftsmodell primär forschungsorientiert, wobei künftige kommerzielle Wertschöpfung durch Negativemissions-brennstoffe und Systemdienstleistungen erwartet wird.

Initiativen auf nationaler Ebene zeigen, dass die Energiewende der Schweiz von Rahmenbedingungen abhängt, die Technologien sektorenübergreifend integrieren und gleichzeitig wirtschaftliche Tragfähigkeit und Versorgungssicherheit gewährleisten. Durch die Ausrichtung von Regulierung, Infrastruktur und Markt-signalen schafft die nationale Ebene die Grundlage, auf der kantonale und regionale Initiativen skalieren können. Somit wird sichergestellt, dass lokale Innovationen zu einem widerstandsfähigen und kohärenten Energiesystem beitragen.

REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

ERKENNTNISSE

- Containerisierte 0,5 MW-PtG-Einheiten können ohne grosse Bauarbeiten auf bestehenden Messstationen installiert werden
- Kleine hydridbasierte H₂-Puffer sind kosteneffizienter als überdimensionierte Elektrolyseure
- Einmalige Methanisierung erzielt >99 % Effizienz, mit Abwärmenutzung für ~50 % des Gebäudebedarfs
- Graphen-CO₂-Membranen und Ru-Katalysatoren funktionieren gut, sind aber teuer und noch im Pilotstadium
- Bewilligungsverfahren sind fragmentiert (ATEX, PED, Gasqualität) und es braucht einen einheitlichen PtX-Zulassungsweg
- Ein offenes „Innovation Lab“ beschleunigt F&E sowie öffentliche Akzeptanz

Das GreenGas-Modell zeigt, wie Power-to-Gas in bestehende Infrastrukturen mit hoher nationaler Relevanz eingebettet werden kann. Die Installation ähnlicher Einheiten an den 15 Stationen von Gaznat könnte rund 0,3 TWh fossiles Gas ersetzen und jährlich 80'000 Tonnen CO₂ einsparen. Ein PtG-Park von 1 GW könnte etwa 20 % des Wintergasbedarfs decken, 1 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr vermeiden und 500 MW flexible Nachfrage bereitstellen. Für eine Skalierung sind langfristige Stromabnahmeverträge (PPAs) mit erneuerbaren Energien oder Direktleitungen, verlässliche CO₂-Ströme sowie ein One-Stop-Bewilligungsverfahren erforderlich. Quoten für Grüngas-Beimischung, CAPEX-Unterstützung über Fördermittel oder CfDs sowie eine industrielle Serienproduktion von Membranen und Katalysatoren würden die Kosten weiter senken und den Roll-out beschleunigen. ■

Ebene: International

Auf internationaler Ebene zeigen Sektorkopplungsprojekte, wie bewährte Gross-technologien die Dekarbonisierung vorantreiben und gleichzeitig Standards für die Replikation anderswo setzen können. Grenzüberschreitende Beispiele verdeutlichen, wie die Schweiz sowohl von globalen Innovationen lernen als auch selbst dazu beitragen kann.





Projektbeispiel: Mega-Wärmepumpen – Esbjerg, Dänemark

PROJEKTBSCHREIBUNG

In Esbjerg, Dänemark, wurden im Dezember 2024 zwei CO₂-Mega-Wärmepumpen mit je 35 MW in Betrieb genommen, um die städtische Fernwärme zu dekarbonisieren. Mit Meerwasser von nur 1–3 °C im Winter als Wärmequelle ersetzen die Anlagen einen Teil eines stillgelegten Kohlekraftwerks und versorgen heute über 25'000 Haushalte bzw. rund 100'000 Menschen mit erneuerbarer Wärme. Unterstützt durch einen Wärmespeicher von 25'000 MWh und ein Biomassekraftwerk ist das System in das Energiesystem integriert und erbringt sowohl Wärme- als auch Netzausgleichsdienste. Das Projekt, realisiert vom lokalen Versorger DIN Forsyning in Partnerschaft mit Everllence Switzerland (ehemals MAN Energy Solu-

tions), stellt die weltweit grösste in Betrieb befindliche CO₂-Wärmepumpenanlage dar und nutzt eine Meerwasserentnahme von 4'000 Litern pro Sekunde als primäre Wärmequelle.

BETEILIGTE AKTEURE

Das Projekt wird von DIN Forsyning, dem lokalen Versorger in Esbjerg, betrieben und gehalten. Everllence Switzerland lieferte das gesamte schlüsselfertige Wärmepumpensystem einschliesslich der HOFIM®-Kompressoren als Kerntechnologie und stellte damit Innovation und Zuverlässigkeit sicher. Die Initiative wurde zudem durch die dänische Politik zum Kohleausstieg ermöglicht sowie durch lokale Ingenieur- und Baupartner unterstützt.

ZIELE

Die Esbjerg-Anlage wurde nicht nur zur Ablösung kohlebasierter Heizens entwickelt, sondern auch als Leuchtturmprojekt, das zeigt, wie Mega-Wärmepumpen die Energiewende auf Stadtebene verankern können. Ziele sind:

- Erneuerbare Fernwärme in städtischem Massstab bereitstellen.
- Technische und wirtschaftliche Machbarkeit von CO₂-Mega-Wärmepumpen demonstrieren.
- Sektorkopplung durch Verknüpfung von Strom, Wärme und Speicher ermöglichen.
- Systemflexibilität durch Netzausgleich und thermische Speicher bereitstellen.
- Einen international replizierbaren Benchmark für die Wärmedekarbonisierung setzen.
- Neue Kopplungspläne: Kühlung eines nahegelegenen Rechenzentrums und einer Wasserstoffanlage.

STATUS & KENNZAHLEN

Seit Dezember 2024 sind die beiden Mega-Wärmepumpen in Betrieb und zeigen als Grossdemonstration die Dekarbonisierung der europäischen Fernwärme.

- Installierte Leistung: 2 × 35 MW CO₂-Wärmepumpen
- Wärmeversorgung: >25'000 Haushalte / 100'000 Personen
- Wärmespeicher: 25'000 MWh Tank (1–3 Tage Versorgung)
- Zusätzliche Quelle: Integration Biomasse-KWK
- COP: ~3.1 mit Meerwasser 1–3 °C im Winter; >4.0 bei 16–18 °C im Sommer
- CO₂-Einsparungen: >100'000 t/Jahr ggü. Kohle
- Schlüsselkomponenten: 2 Schweizer HOFIM®-Kompressoren (11 MW je)
- Betrieb: seit Q4 2024
- Netzausgleichsdienste durch 25'000 MWh Speicher, vergütet vom Netzbetreiber
- Zukunft: Integration mit Rechenzentrum und 1 GW Elektrolyseur



© DIN Forsyning / Christer Holte



NUTZEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Das Projekt zeigt, wie Mega-Wärmepumpen städtische Wärmeversorgung dekarbonisieren und gleichzeitig Flexibilität ins Stromsystem bringen. Es kombiniert Meerwasserwärme, erneuerbaren Strom und thermische Speicherung zu einem voll integrierten System und bildet somit einen Bauplan für Sektorkopplung im Grossmassstab.

HERAUSFORDERUNGEN

- Hoher Investitionsbedarf und lange Planungszyklen bei Fernwärme.
- Industrielle Anleger erwarten kürzere Amortisationszeiten (3–5 Jahre vs. 5–10 Jahre).
- Strom-Gas-Preisgefälle bremsen breiteren Roll-out.
- Wissens- und Vertrauenslücken bei Kunden, Investoren, Politik und Fachwelt.

WIRTSCHAFTLICHE FAKTEN & ZAHLEN

CAPEX für CO₂-Grosswärmepumpen liegt aktuell bei CHF 600'000–700'000 pro MWth, abhängig von Quelltemperatur, Speicherintegration und Standortbedingungen. Amortisationszeiten: typischerweise 5–10 Jahre, Lebensdauer 30–35 Jahre. Durch Speicher und Arbitrage werden weitere OPEX-Einsparungen erwartet, besonders bei dynamischer Strompreisgestaltung.

REPLIKATIONSPOTENZIAL IN DER SCHWEIZ

ERKENNTNISSE

- Mega-Wärmepumpen sind technisch ausgereift und können fossile Fernwärme im Stadtmassstab ersetzen.
- Thermische Speicher sind essenziell für Flexibilität, Netzausgleich und Kostenoptimierung.
- Integration mit Biomasse, Wasserstoff oder Rechenzentren stärkt Wirtschaftlichkeit und Resilienz.
- „Gross denken“ zahlt sich aus denn grössere Kapazität und Speicher hätten die Wirtschaftlichkeit verbessert.
- Schweizer Technologie (HOFIM®-Kompressor) ist Kernstück und belegt das Exportpotenzial.

Das Projekt zeigt, dass CO₂-Mega-Wärmepumpen auch in Schweizer Städten mit Fernwärmenetzen fossile Wärme ersetzen, mehrere 100'000 Tonnen CO₂ einsparen und Flexibilität ins Stromnetz bringen könnten. Internationale Beispiele wie Esbjerg setzen Benchmarks für den Systemwandel und bieten klare Fahrpläne für andere Länder. ■

Fazit

Dieses Whitepaper basiert nicht auf Ideologie, sondern auf Fakten, Projekte und Erfahrung. Die Belege sind eindeutig: Technologien existieren, Rahmenbedingungen entwickeln sich weiter, und die öffentliche Unterstützung für die Dekarbonisierung ist stark. Erforderlich ist jetzt entschlossenes Handeln.

Wie die ehemalige norwegische Ministerpräsidentin Gro Harlem Brundtland einst sagte:

„Nachhaltige Entwicklung ist Entwicklung, die die Bedürfnisse der heutigen Generation befriedigt, ohne die Möglichkeiten künftiger Generationen zu gefährden, ihre eigenen Bedürfnisse zu befriedigen.“

Die Energiewende verkörpert genau diese Verantwortung. Die Schweiz verfügt über die Fähigkeiten, das Know-how und den Willen zu handeln. Indem wir in Innovation investieren, Sektorkopplung ermöglichen und die Zusammenarbeit auf allen Ebenen der Gesellschaft fördern, können wir bezahlbare Energie sichern, unser Klima schützen und unsere Wirtschaft stärken.

Der Weg ist nicht ohne Kosten, aber die Kosten des Nichtstuns wären weitaus höher. Wenn wir alle gemeinsam handeln, Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen, Forschende, Investoren und Behörden, können wir die grösste Herausforderung unserer Zeit in eine Chance verwandeln, die die Zukunft der Schweiz prägt.

Die Aufgabe ist dringend, aber sie ist machbar. Nutzen wir diesen Moment und schaffen ein nachhaltiges, regeneratives Energiesystem für kommende Generationen. Lasst uns gemeinsam vorangehen!

Eine Initiative von
[energie-cluster.ch](https://www.energie-cluster.ch) und [oe.energy](https://www.oe.energy)



oe.energy

OE-EN AG

Schochenmühlestr. 6

6340 Baar

Switzerland

www.oe.energy

headoffice@oe-en.com

+41.41 511 70 10

 **energie-cluster.ch**

energie-cluster.ch

Gutenbergstrasse 21

3011 Bern

Switzerland

www.energie-cluster.ch

sekretariat@energie-cluster.ch

+41 31 381 24 80