

Livre blanc

COUPLAGE SECTORIEL

La clé d'une transition énergétique
réussie en Suisse



Kanton Bern
Canton de Berne



STADT
THUN

Julius Bär

PLANAIR
Ingénieurs de la transition énergétique



gaz
energie



tend

HE
IG^{VD}

Hoval



HSLU Hochschule
Luzern

SR
SWISS RENEWABLE
SOLUTIONS

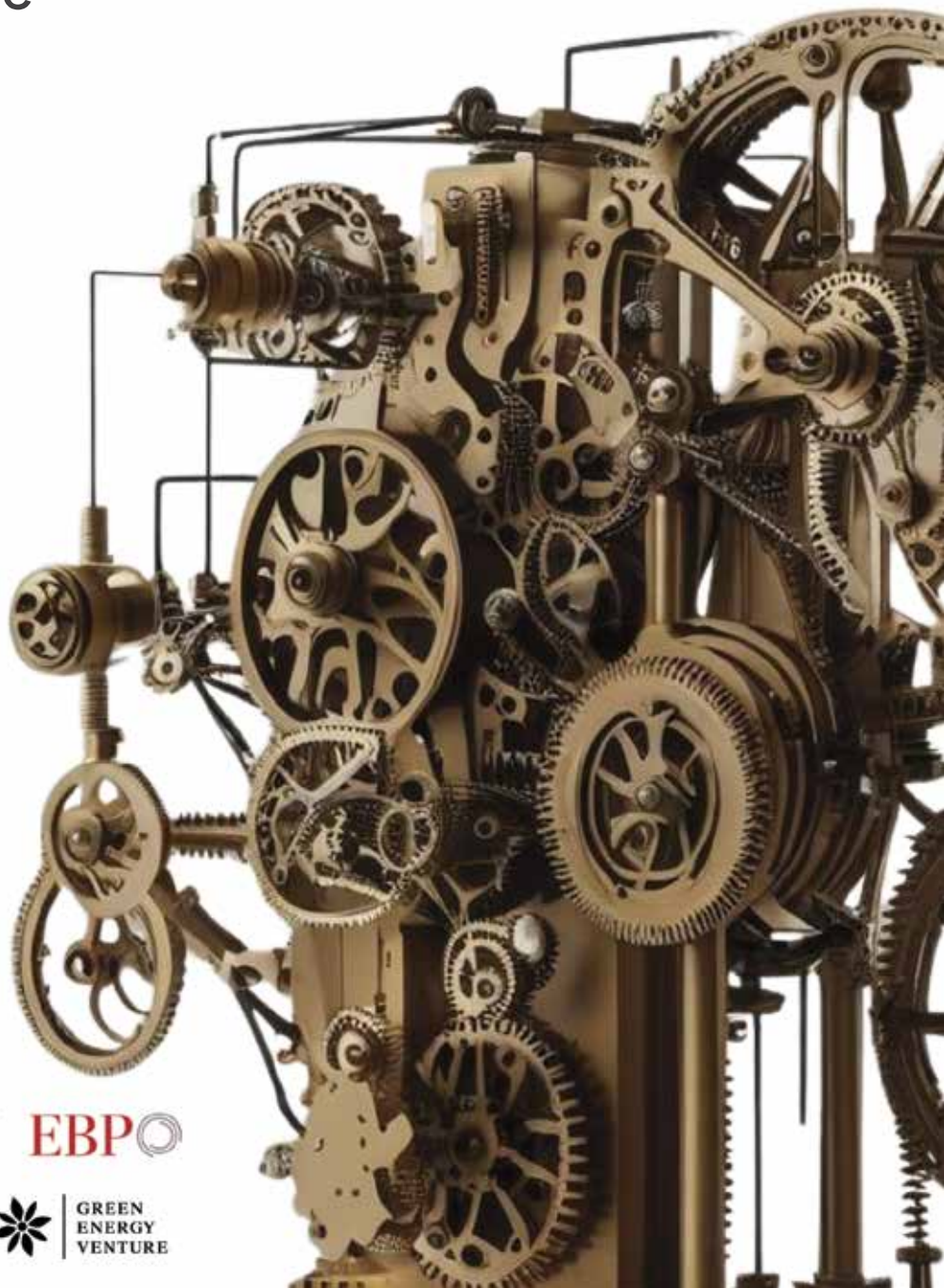
EBP

Everllence

B Solartec AG
Gebäudetechnik



GREEN
ENERGY
VENTURE





Résumé exécutif

La Suisse se trouve à un carrefour de sa transition énergétique. Le défi consiste à équilibrer trois priorités interdépendantes : réduire les émissions, garantir la sécurité de l'approvisionnement énergétique et maintenir des coûts abordables. Ces objectifs doivent être poursuivis conjointement et reconnus comme une cible nationale, avec clairvoyance et coordination, afin de préserver la prospérité et l'environnement pour les générations futures.

Pendant des décennies, notre système énergétique a fonctionné comme une grande roue unique : centralisé, stable et relativement prévisible en termes de coûts. Les sources d'énergie et les chaînes d'approvisionnement n'étaient pas remises en question tant que leur disponibilité était garantie. Cette ère touche à sa fin. L'avenir sera alimenté par des milliers de producteurs décentralisés – solaire, éolien, chaleur et stockage – qui doivent fonctionner en synergie. Notre système énergétique ressemble à une machine de Tinguely : chaque rouage, grand ou petit, doit s'emboîter. S'ils ne s'alignent pas, le système devient inefficace et coûteux. S'ils sont coordonnés, la Suisse pourra construire une économie énergétique résiliente, durable et innovante.

L'épine dorsale du système énergétique suisse reste le réseau électrique, dont l'entretien est coûteux et l'extension encore plus. La production décentralisée et le stockage peuvent alléger ces pressions, réduire la dépendance à la distribution centralisée et créer de la valeur locale de la planification à la mise en œuvre.

Bientôt, la demande en électricité et en refroidissement augmentera fortement dans le transport, les centres de données, le chauffage et la climatisation. Une pierre angulaire de cette transition est le couplage sectoriel, l'intégration intelligente de l'électricité avec le chauffage, le refroidissement, les transports et les processus industriels. Grâce à l'électrification et aux technologies telles que le power-to-heat, le power-to-hydrogen et le power-to-mobility, nous pouvons accroître l'efficacité globale, améliorer la flexibilité entre l'offre et la demande, et accélérer la décarbonisation de l'économie.

Ainsi, la Suisse pourrait économiser des milliards en extensions de réseau inutiles, stabiliser les prix et réduire sa dépendance aux combustibles fossiles importés — une responsabilité que nous partageons tous.

La réalisation de cette vision nécessite une action décisive dans au moins cinq domaines :

- **Digitalisation** : réseaux intelligents, intelligence artificielle, et infrastructures TIC robustes pour gérer une production et une demande décentralisées.
- **Réglementation, recherche & innovation** : cadres réduisant les obstacles administratifs, permettant les associations locales d'énergie et les tarifs dynamiques, tout en favorisant l'innovation.
- **Financement** : stratégies d'investissement qui vont au-delà du profit à court terme pour viser une création de valeur durable à long terme – rendues possibles grâce à la coopération entre les secteurs public et privé.
- **Collaboration** : La Suisse n'est pas une île énergétique ; le succès dépend de l'intégration dans le système européen ainsi que d'experts qui assument leurs responsabilités et recherchent activement la coopération avec des partenaires solides.
- **Planification holistique** : relier les technologies établies et nouvelles de manière intelligente et le plus tôt possible dans un projet, avec l'implication et la responsabilité de toutes les parties prenantes.

La transition entraînera des coûts — mais l'inaction coûtera bien davantage. Les technologies existent déjà et sont déployées. Elles doivent maintenant être mises à l'échelle nationale. Leur généralisation apportera une énergie stable et abordable, créera des emplois qualifiés et renforcera la compétitivité ainsi que la sécurité énergétique de la Suisse. L'opportunité est claire : transformer le plus grand défi de notre génération en avantage durable, économique et humain. Le moment d'agir, c'est maintenant. Par l'innovation, l'investissement et la collaboration, nous pouvons assurer un avenir énergétique sûr et régénératif pour la Suisse.

Salutations énergétiques

Daniel A. Oechslin & Frank Schürch

COUPLAGE SECTORIEL

La clé d'une transition énergétique réussie en Suisse

CONTRIBUTEURS

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

Travail éditorial: Alexandra Moser (OE-EN AG)

Nous remercions les partenaires suivants pour leurs projets et leur 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*)

Nos remerciements vont à l'équipe élargie d'energie-cluster.ch pour son précieux soutien et sa coordination :

Jürg Kärle, Lukas Häni, Melanie Fiesole

TÉLÉCHARGER LE WHITEPAPER

Téléchargez le livre blanc et d'autres publications sur www.oe.energy/publications.

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

Pour commander ce livre blanc ou obtenir des informations sur d'autres publications, veuillez contacter OE-EN AG à l'adresse headoffice@oe-en.com.

01	RÉSUMÉ EXÉCUTIF	P.3
02	INTRODUCTION	P.6
03	MISE À JOUR DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE, BANQUE JULIUS BAER	P.8
04	LE RÔLE DES TIC DANS LA NUMÉRISATION DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE, HUAWEI	P.12
05	NIVEAUX DU COUPLAGE SECTORIEL :	
A.	NIVEAU: BÂTIMENT	P.18
I.	DÉCARBONISATION DU PILATUS KULM, HSLU	19
II.	SYSTÈME DE STOCKAGE DE GLACE – EGGETLI, ADELBODEN, B-SOLARTEC.....	22
III.	VICTORINOX SWISS ARMY SA, PLANAIR.....	24
B.	NIVEAU: ZONE	P.26
I.	COMMUNAUTÉ ÉLECTRIQUE LOCALE DANS UNE ZONE INDUSTRIELLE, EBERHARD BAU AG, EBP.....	28
II.	CAMPUS MÜNSTERLINGEN, THURMED AG, EBP	30
III.	RÉNOVATION SÉRIELLE DES BÂTIMENTS ZÉRO ÉMISSION NETTE, TEND.....	32
IV.	MICROGRID LES CÈDRES, ROMANDE ENERGIE	35
V.	COUPLAGE SECTORIEL CHEZ DYNO AG, SWISS RENEWABLE SOLUTIONS.....	38
VI.	PLUSENERGIESTADT BURGHOLZ, GREEN ENERGY VENTURE.....	41
C.	NIVEAU: COMMUNE	P.44
I.	IMPACT DE L'INTÉGRATION DES POMPES À CHALEUR SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION – SCÉNARIOS URBAINS DE TRANSITION DU CHAUFFAGE AVEC COGÉNÉRATION, HEIG-VD	46
II.	PROJET LAKE ENERGY – STEINACH SG, HORN TG, HOVAL	50
D.	NIVEAU: CANTON	P.54
I.	CONCEPT D'EXTENSION DES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES (KAEN), CANTON DE BERNE.....	55
II.	STRATÉGIE CLIMATIQUE, VILLE DE THOUNE	58
E.	NIVEAU: RÉGION	P.62
I.	LE SWISS ENERGYPARK – UNE VERSION MINIATURE DE LA SUISSE DE 2050, SOCIÉTÉ DES FORCES ÉLECTRIQUES DE LA GOUILLE	64
F.	NIVEAU: NATIONAL	P.67
I.	GREENGAS, PLANAIR	68
G.	NIVEAU: INTERNATIONAL	P.70
I.	MÉGA-POMPES À CHALEUR – ESBJERG, DANEMARK, EVERLENCE	72
06	CONCLUSION	P.75

Introduction

Ce livre blanc a vu le jour en janvier 2025 dans le cadre du réseau energie-cluster.ch, en Suisse, en étroite collaboration avec oe.energy. Son objectif est simple : rendre la transition énergétique visible et compréhensible. Non seulement pour les experts, mais aussi pour les citoyens, les petites entreprises, les universitaires, les responsables politiques et les autorités — tous ont un rôle à jouer.

La question centrale de ce document est : « Comment puis-je contribuer ? » La réponse concerne tous les niveaux de la société : des individus, PME, aux villes, cantons, autorités et responsables politiques, universités et instituts de recherche, et bien sûr les entreprises énergétiques. La transition n'est pas la responsabilité de quelques-uns. C'est un projet national dans lequel chaque acteur peut influencer et faire la différence.

Notre objectif est d'apporter à parts égales inspiration, information et référence. Nous voulons montrer qu'un paysage énergétique hybride, où électricité, chauffage, mobilité et digitalisation fonctionnent ensemble, n'est pas seulement une vision mais déjà une réalité en Suisse. Les projets présentés ici démontrent comment le charbon, le gaz et le pétrole peuvent être évités d'ici 2040 — bien avant la stratégie nationale actuelle — grâce à une intégration plus intelligente et une adoption plus rapide des technologies éprouvées.

En outre, nous fournissons des analyses transversales sur la disponibilité et les prix de l'énergie, sur le rôle de la digitalisation et de l'intelligence artificielle ainsi que sur l'infrastructure TIC — en mettant en évidence à la fois les forces et les faiblesses ainsi que les opportunités et les risques.

Notre volonté est également de construire un mouvement : un réseau d'innovateurs, de décideurs politiques, d'entreprises et de citoyens engagés à accélérer la transition énergétique de la Suisse. Avec coopération et détermination, la Suisse peut transformer son système énergétique en une fondation régénérative, résiliente et durable pour les générations futures.

Les équipes à l'origine de ce rapport vous souhaitent une lecture enrichissante et sont ouvertes à l'échange d'idées et de projets de toutes sortes. Nous sommes convaincus d'avoir créé une approche indépendante et novatrice pour comprendre l'importance centrale du couplage de nos énergies.

Rejoignez-nous en 2026 !

Cordialement, votre équipe Sektorkopplung



PARTICIPANTS À NOTRE INITIATIVE ET LEURS PROJETS RESPECTIFS (par ordre alphabétique) :

1. Bank Julius Baer: Mise à jour du marché de l'énergie – Groupe bancaire privé suisse, fournissant des analyses financières et des perspectives de marché, y compris sur les évolutions des marchés mondiaux de l'énergie.
2. B-Solartec: Système de stockage de glace – Fournisseur de technologies solaires et de stockage thermique innovantes.
3. Canton de Berne: Concept d'extension des infrastructures énergétiques (KAEN) – Autorité cantonale responsable de la stratégie et de la planification énergétiques.
4. Ville de Thoune: Stratégie climatique – Autorité locale engagée dans le développement énergétique régional.
5. EBP Schweiz AG: Installation d'infrastructures publiques de recharge pour véhicules électriques ; Campus Münsterlingen – Société d'ingénierie et de conseil en énergie, environnement et mobilité.
6. Everllence: Méga-pompes à chaleur - Esbjerg, Danemark – Cabinet international spécialisé dans les projets de transition énergétique à grande échelle.
7. Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG (GazEnergie): GreenGas (avec Planair) - Association de l'industrie gazière suisse..
8. Green Energy Venture: Plusenergiestadt Burgholz – Développeur de projets d'énergies renouvelables et de communautés quartier à énergie positive.
9. HEIG-VD (Vaud): Impact de l'intégration des pompes à chaleur sur les réseaux de distribution – Haute École d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud, recherche appliquée en énergie et ingénierie des systèmes.
10. Hoval: Lake Energy Project Steinach SG – Fabricant et fournisseur de technologies pour le chauffage, le refroidissement et les systèmes énergétiques.
11. HSLU (Lucerne): Décarbonisation du Pilatus Kulm – Haute École de Lucerne, recherche appliquée sur l'énergie et les systèmes du bâtiment.
12. Huawei: Le rôle des TIC dans la numérisation du secteur énergétique - Entreprise technologique mondiale fournissant des onduleurs photovoltaïques intelligents, des solutions de stockage d'énergie et des systèmes de gestion énergétique numérique.
13. Planair: Rénovation énergétique du site industriel Victorinox ; GreenGas (avec VSG) – Bureau d'ingénierie spécialisé dans les solutions en d'énergie durable et en solutions d'efficacité.
14. Romande Énergie: Microgrid Les Cèdres – Entreprise régionale suisse de production et de fourniture d'énergie renouvelable.
15. Société des Forces Électriques de la Goule: Le Swiss Energypark – Entreprise régionale d'électricité présentant des concepts énergétiques innovants.
16. Swiss Renewable Solutions: Couplage sectoriel chez Dyno AG – Développeur de projets d'énergies renouvelables intégrées et en couplage sectoriel.
17. Tend: Rénovation systématique des bâtiments – Spécialiste des rénovations durables des bâtiments et de la réduction du CO₂ des bâtiments et des portefeuilles immobiliers.



Mise à jour du marché de l'énergie

« DUNKELFLAUTE », « HELLBRISE » ET COUPLAGE SECTORIEL

Norbert Rücker

Directeur du département Économie & recherche +nouvelle Génération, banque Julius Baer Head of Economics & Next Generation Research, Bank Julius Baer President, energie-cluster.ch

Comme les temps changent vite. Il n'y a pas si longtemps, la Suisse craignait pour son approvisionnement en électricité lorsque la Russie a coupé l'approvisionnement en gaz vers l'Europe et que la France a envoyé plus de réacteurs nucléaires que d'habitude en maintenance. Aujourd'hui, le débat est tout autre. Un ensoleillement généreux provoque régulièrement un excédent d'électricité à l'heure du déjeuner et surtout le week-end. L'essor rapide du solaire et la vitesse de la transition énergétique mettent le système à l'épreuve. Ces dernières années, l'alternance économique post-pandémie, les événements géopolitiques en Europe et l'accélération de la transition énergétique ont déclenché des dynamiques inédites sur les marchés de l'énergie. Même si la poussière est largement retombée, il reste difficile de démêler les facteurs à l'œuvre. Finalement, la crise a accéléré

la transition.

Un regard sur les prix de l'électricité aide à garder le sens des proportions. La comparaison des prix de gros en Suisse avec ceux des pays voisins révèle, plus clairement que presque tout autre indicateur, ce qui oriente le marché et dans quelle direction il se dirige. Première observation : la Suisse suit l'Europe. Même si certains débats donnent l'impression que nous vivons sur une île électrique, la réalité est toute autre. La Suisse est fermement intégrée à un marché européen de l'électricité étroitement interconnecté. Dans peu d'autres pays comparables — à l'exception du Danemark — les volumes d'électricité échangés et les capacités transfrontalières correspondent d'ailleurs à la demande totale. En conséquence, les prix reflètent davantage l'évolution des marchés européens que la situation proprement suisse. Si l'Alle-

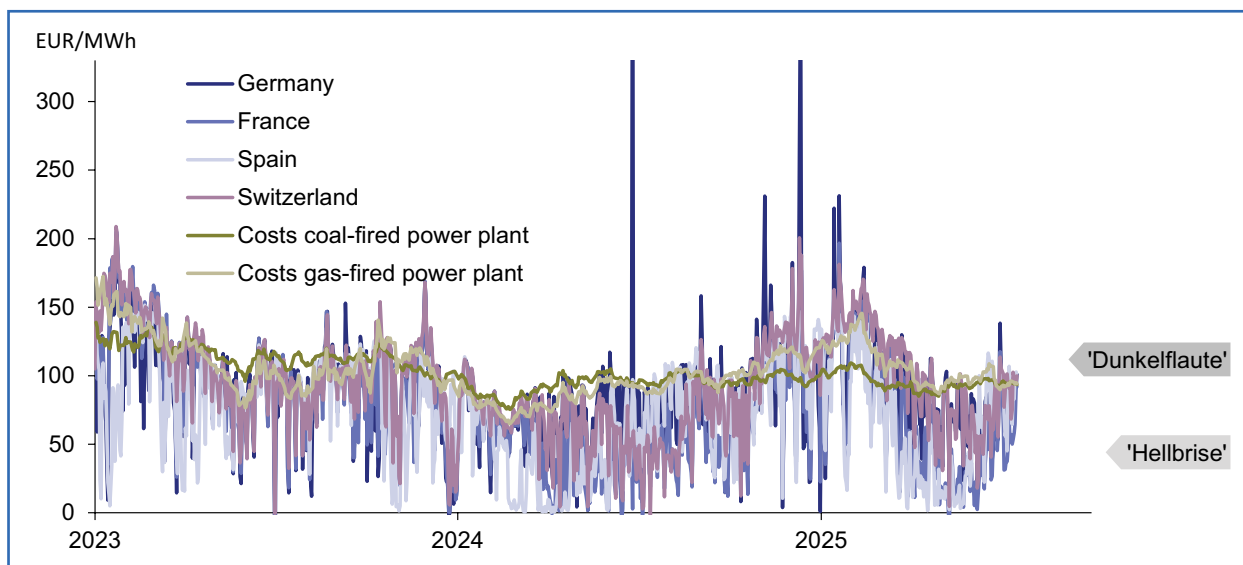


Figure 1. Prix de gros de l'électricité en Europe. Source : Bloomberg Finance L.P., Julius Baer (MWh : mégawattheures).

magne bénéficie d'un fort ensoleillement printanier généreux ou si une tempête balaie l'Europe du Nord, l'impact sur nos prix est au moins aussi important que de fortes précipitations dans les Alpes.

Deuxième observation : les coûts des centrales à gaz plafonnent les prix de l'électricité, en Europe comme en Suisse. Les centrales à gaz sont généralement plus coûteuses que les autres et fournissent de l'électricité lorsque ces dernières ne suffisent pas. Ce que l'on appelle « ordre de mérite » est devenu plus familier depuis la crise énergétique. Si cet effet signifie parfois des prix plus élevés, il est essentiel pour la sécurité d'approvisionnement européenne. L'Europe du Nord-Ouest dispose de plus de 40 gigawatts de capacité installée de centrales à gaz, qui ont contribué à compenser les arrêts de réacteurs nucléaires français. Ces capacités sont également cruciales pour couvrir les périodes de calme hivernal du vent en Europe du Nord. Leur utilisation est sporadique, ce qui signifie des émissions de CO₂ bien inférieures à d'autres sources. La Suisse s'appuie sur ses propres réserves hydrauliques en hiver, mais les centrales à gaz européennes restent notre police d'assurance ultime.

Le risque de pénurie d'électricité a été écarté depuis longtemps — et ne se serait matérialisé que si les stocks européens de gaz s'étaient vidés après la baisse des livraisons russes. Nous savons désormais que l'inverse s'est produit. Les stocks européens ont été remplis à ras bord de fin 2022 jusqu'à l'année dernière. Deux hivers doux ont aidé, mais ils n'ont pas été décisifs. Les économistes ont été moins surpris que le grand public. La forte hausse des prix du gaz a attiré les importations, réduit la demande et assuré des stocks pleins. Ces dynamiques sont bien connues sur les marchés de matières premières — surtout pour des marchés mondiaux comme le gaz et le pétrole, très résilients aux chocs. La montée en

puissance de la production de charbon en Chine a compensé la perte de gaz russe, permettant à l'Europe d'importer du GNL initialement destiné à l'Asie. Des prix temporairement élevés et des coûts économiques en ont été la contrepartie de cette sécurité d'approvisionnement. Malheureusement, des craintes récurrentes et infondées ainsi qu'une réglementation maladroite ont maintenu une volonté de payer inutilement élevée et poussée à la hausse les prix du gaz et de l'électricité — comme fin 2024. Fait moins remarqué : la Chine a connu l'inverse pendant la crise ; des prix administrés et des contraintes réglementaires ont rendu son marché trop rigide et inflexible, entraînant de vastes coupures d'électricité. La Chine en a tiré les leçons et met désormais en place un marché de l'électricité calqué sur le modèle européen. Une nouvelle ère a commencé sur le marché du gaz. De nombreux terminaux d'exportation entrent en service, par exemple au Canada, tandis que la transition énergétique freine la demande d'importation dans des pays comme la Chine. Ces tendances, bien que lointaines en apparence, sont tout aussi pertinentes pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse que les centrales solaires alpines — et elles abaissent le « plafond gaz » des prix de l'électricité.

Troisième observation : les prix fluctuent fortement. Le terme « Dunkelflaute » (« calme sombre ») n'est plus réservé aux experts. Il décrit les périodes où les centrales solaire et éoliennes produisent trop peu d'électricité, rendant les centrales à gaz — et leurs coûts — déterminantes pour les prix. Mais à y regarder de plus près, les « Hellbrisen » (« brises claires ») sont plus fréquentes : ce sont les phases opposées, lorsque le solaire et l'éolien sont en surabondance. Parce que les renouvelables n'ont pas de coûts d'exploitation, qu'ils sont souvent liés à des régimes de rémunération fixes, et que le charbon et le nucléaire



NOTRE DISCUSSION
NATIONALE SUR UN
DÉFICIT HIVERNAL
REFLÈTE DAVANTAGE DES
BESOINS POLITIQUES
QUE DES RÉALITÉS
ÉCONOMIQUES



ne sont que partiellement flexibles, les prix tombent souvent à zéro, voire en territoire négatif, pendant les « Hellbrisen ». Le phénomène est plus marqué que ne le laisse paraître le graphique : les heures avec des prix de gros nuls ou négatifs augmentent régulièrement. En mai et juin de cette année, l'Allemagne n'a connu que dix jours avec des prix d'électricité positifs à l'heure du déjeuner. Les « Hellbrisen » surviennent régulièrement au printemps et en été, mais aussi en hiver — car la production renouvelable européenne est en réalité la plus élevée en hiver, et non en été. Avec la poursuite du déploiement de l'éolien en mer et des réseaux de transport, cette saisonnalité hivernale positive va perdurer. L'Europe ne fait pas face à un « trou hivernal » de l'électricité. Les capacités existantes — et en expansion — de l'éolien, du gaz et des batteries en Europe sont telles qu'elles relèguent largement au second plan le déséquilibre saisonnier de la Suisse dans ses échanges. Notre discussion nationale sur un déficit hivernal reflète davantage des besoins politiques que des réalités économiques.

Le marché repose sur d'innombrables décisions quotidiennes des ménages et des entreprises. Ce sont elles qui impulsent la transition énergétique et transforment progressivement, mais sûrement, le système. Les coûts — l'accessibilité — ne sont qu'un facteur parmi d'autres. Comptent tout autant le choix, la responsabilité, la motivation et la connaissance pour décider de manière objective et rationnelle. Lors de l'achat d'une voiture, la plupart de ces conditions sont réunies, d'où l'adoption relativement rapide des véhicules électriques. Le logement, c'est différent. Les structures locatives et la copropriété compliquent les décisions. Les propriétaires investissent dans le chauffage et répercutent les coûts sur les locataires. Les copropriétaires peinent souvent à prendre des décisions communes. Cette asymétrie de responsabilité et de motivation explique pourquoi les pompes à chaleur ou les bornes de recharge domestiques se diffusent plus lentement, même si leur rentabilité à long terme est convaincante. Comprendre ces fondamentaux mérite plus d'attention à mesure que la

transition énergétique apporte davantage de décentralisation. Le nombre d'acteurs ne cesse d'augmenter — des producteurs photovoltaïques sur toiture, petits et grands, aux ménages équipés de pompes à chaleur et de voitures électriques. De plus en plus de décisions liées à l'énergie sont prises. Pour que ce nouveau monde de l'énergie se déploie, le cadre doit évoluer. Deux domaines se détachent.

Le système a besoin de flexibilité. Les fortes variations de prix intra-journalières, quotidiennes et hebdomadaires le disent clairement. Pour intégrer tous ces acteurs et les rendre coresponsables de la sécurité d'approvisionnement, il n'existe pas de meilleur outil que le prix. L'électricité solaire est stockée dans les batteries domestiques ou dans les voitures électriques sur les parkings d'entreprise à l'heure du déjeuner, lorsque l'achat est bon marché. Les pompes à chaleur industrielles ou les chaudières résidentielles se mettent en pause, un soir d'hiver sans vent, lorsque l'électricité est chère. Le prix pilote la sécurité d'approvisionnement. L'Europe l'a compris depuis longtemps, et des distributeurs innovants convainquent déjà leurs clients avec de telles solutions — grâce à la libéralisation des marchés.

Le système a également besoin d'un réseau fiable. Les excédents et les déficits sont équilibrés par le réseau. Les ingénieurs ont ici une longueur d'avance sur les économistes. Tandis que l'extension et la modernisation des réseaux progressent, le débat sur les incitations financières n'en est qu'à ses débuts. La question de la rentabilité de cette extension est rarement posée. Dans un système où de plus en plus d'acteurs consomment et injectent de l'électricité, les tarifs actuels d'utilisation du réseau sont mal adaptés pour répartir équitablement les coûts. Le débat prend de l'ampleur et se concentre souvent sur un modèle nouveau et concret : des redevances de réseau basées sur la puissance de connexion

plutôt que sur la consommation, sur les kilowatts plutôt que sur les kilowattheures. Autrement dit, un système unique pour tous, proche de ce que connaissent déjà la plupart des grands consommateurs industriels et commerciaux. Une telle conception incite chacun, aux niveaux inférieurs du réseau, à contribuer à une fourniture stable et à de faibles coûts globaux. Le surplus solaire de midi d'un toit ne devrait pas se traduire par des factures plus élevées pour les voisins en raison de la hausse des coûts de réseau. Un système dimensionné sur les pics de consommation individuels est plus cher qu'il ne devrait l'être pour la collectivité. Les gestionnaires de réseaux locaux connaissent mieux que quiconque leurs conditions d'approvisionnement. Les autoriser à répercuter ce savoir via des redevances liées à la puissance de connexion — différenciées selon l'heure de la journée et selon consommation vs injection — constituerait un grand pas vers une transition énergétique équitable, abordable et sûre. Prix de l'électricité dynamiques et tarifs de réseau dynamiques se complètent : ils envoient des signaux reflétant à la fois la situation des marchés supra-régionaux et celle des réseaux locaux.

Ces exemples montrent ce que l'on appelle couplage sectoriel — qui consiste à relier électricité, chaleur et mobilité — se produit lorsque l'on laisse le marché jouer son rôle. Les fortes fluctuations de prix rendent attractif nombre d'investissements dans des solutions de couplage sectoriel. De ce fait, la flexibilité et la sécurité augmentent. Le terreau fertile de ces investissements est un système qui transmet les signaux de prix à tous — pour l'électricité et pour le réseau. Même si les cadres en Suisse et en Europe discriminent encore trop souvent, l'innovation, l'esprit d'entreprise et les pionniers ne manquent pas pour relever dès aujourd'hui ces défis de la transition énergétique. ■

Le rôle des TIC dans la numérisation du secteur énergétique

Christian Kuster

CTO Huawei Enterprise Switzerland

DESCRIPTION

La tendance de développement des réseaux électriques évolue des réseaux traditionnels vers les réseaux intelligents (smart grids) et, à l'avenir, vers des réseaux régionaux voire mondiaux, qualifiés d'« Internet de l'énergie ». Actuellement, de nombreux pays développés en sont au stade des réseaux intelligents, tandis que la plupart des pays en développement se trouvent dans une phase de transition des réseaux traditionnels vers les réseaux intelligents.

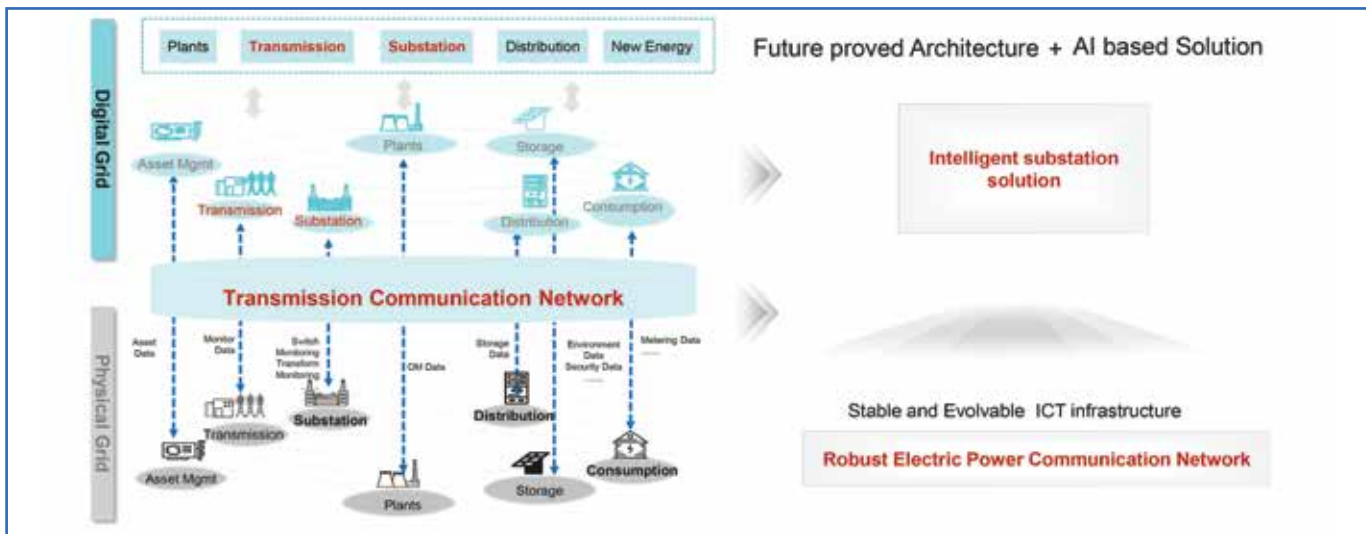
DÉFIS

1. La sécurité de production, en particulier celle des équipements, demeure une préoccupation cen-

trale et fait face à des problèmes tels que les dommages illégaux et la difficulté à détecter et localiser rapidement les pannes.

2. Mode d'exploitation et de maintenance obsolète : la charge croissante liée aux équipements et aux inspections ainsi que les exigences élevées en matière de sécurité rendent de plus en plus difficile un mode basé uniquement sur des inspections manuelles.
3. Des infrastructures TIC vieillissantes, comme les équipements de transmission, deviennent progressivement des goulets d'étranglement pour les nouveaux services. En outre, de nombreuses entreprises de réseau ont un besoin urgent de plateformes numériques et intelligentes.





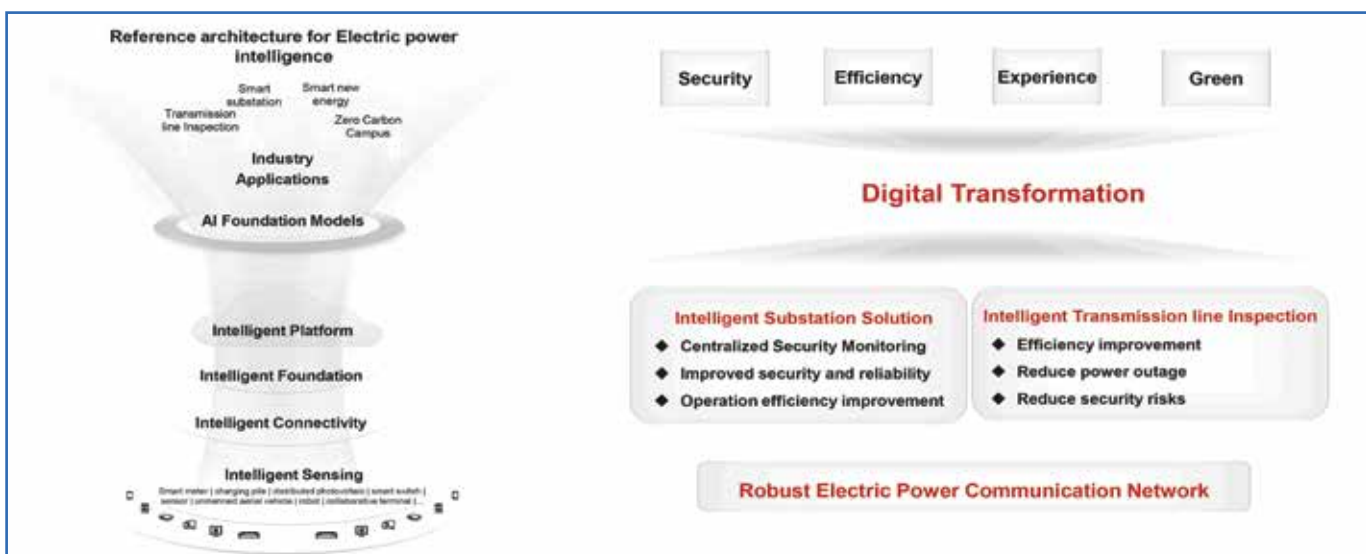
OBJECTIFS

Un soutien est nécessaire pour des réseaux robustes et intelligents grâce à l'innovation et à la transformation numériques. L'enjeu est la correspondance entre le monde physique et le monde numérique.

- Les équipements primaires et secondaires de la production, de la production, de la transformation et de la distribution constituent le monde physique.
- Par la détection, la collecte de données et la transmission par backbone, le monde physique est projeté dans le monde numérique (jumeau numérique), où des solutions intelligentes sont développées.

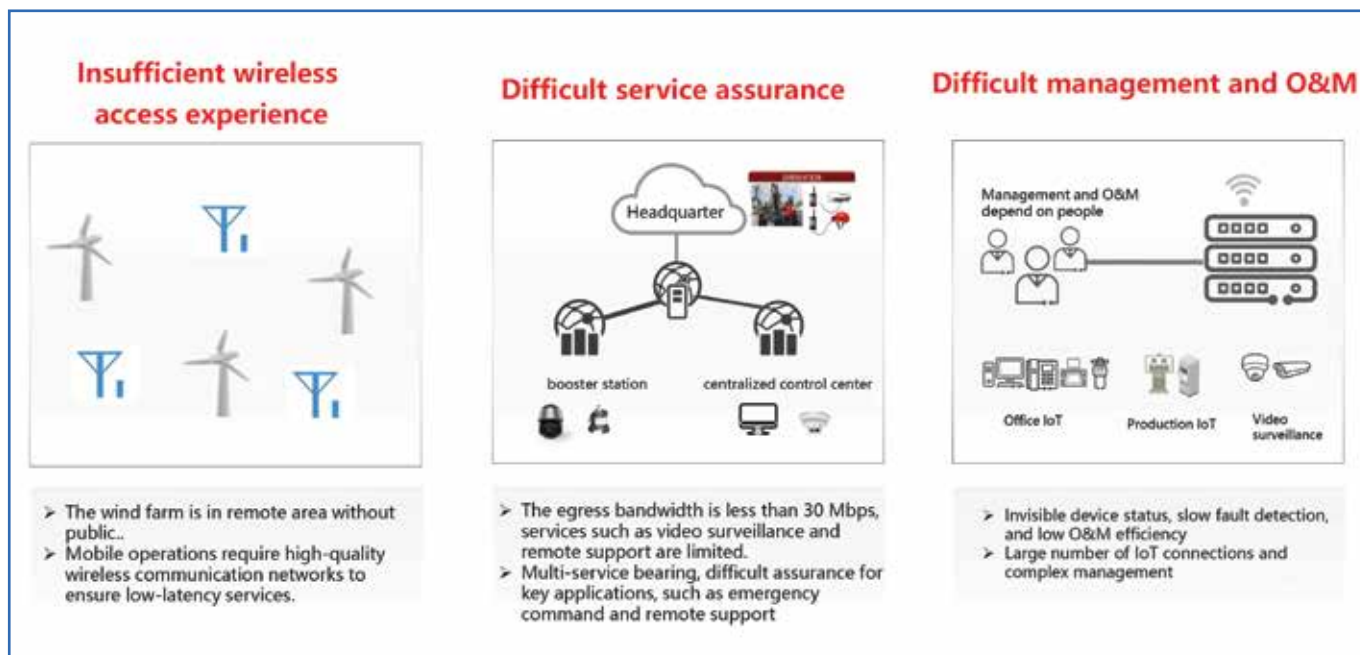
- Sur la base d'architectures orientée vers l'avenir et de solutions IA, des solutions numériques comme la sous-station intelligente ou l'inspection des lignes de transmission peuvent être déployées.
- En outre, des infrastructures TIC fiables et évolutives, telles que les réseaux de communication pour la transmission et la transformation, doivent bénéficier d'une attention renforcée.

L'ensemble des secteurs énergétiques doit fournir un réseau de communication fiable, socle numérique essentiel permettant aux acteurs de l'écosystème d'améliorer en continu la sécurité, l'efficacité, la durabilité et l'expérience utilisateur.



EXEMPLE DE PROJET : NUMÉRISATION DANS LE SECTEUR DE L'ÉOLIEN

DÉFIS



CONCLUSION

Pour relever les défis mentionnés, un réseau de communication robuste constitue l'infrastructure clé.

En analysant la situation en Suisse, on constate que la disponibilité d'une infrastructure de communication existante telle que la couverture 5G et la fibre optique, en tant que facteur facilitant la mise en place des réseaux nécessaires, se situe à un niveau très élevé, comparé à la plupart des pays européens ainsi qu'à l'échelle mondiale. La combinaison entre l'infrastructure publique avancée de 5G en Suisse et un environnement réglementaire favorable aux déploiements de réseaux privés de la 5G en fait un terrain particulièrement propice à la mise en place de cette infrastructure clé essentielle.

OBJECTIF & IMPACT

La numérisation réussie d'un secteur spécifique (ici la production d'énergie éolienne) en fait un candidat potentiel à coupler avec d'autres secteurs dans le cadre de l'« Internet de l'énergie ».

OBJECTIF : L'INTERNET DE L'ÉNERGIE

L'Internet de l'énergie peut être décrit comme un système avancé, intelligent et décentralisé qui intègre l'ensemble des secteurs énergétiques. L'objectif est de coupler énergies traditionnelle et renouvelable, le stockage d'énergie, les réseaux intelligents et technologies numériques afin d'assurer une gestion énergétique efficace, flexible et durable.

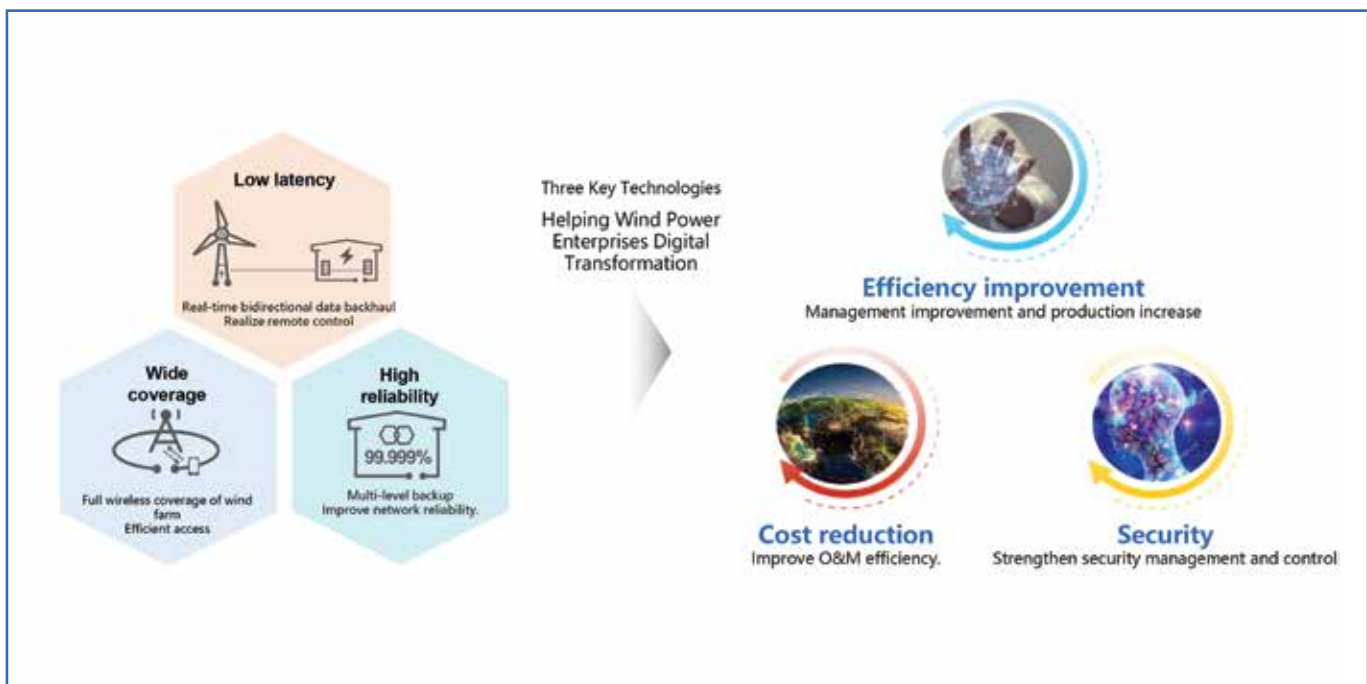
Il peut également être considéré comme la prochaine génération d'infrastructure énergétique, inspirée des principes de l'Internet :

- Décentralisation
- Interopérabilité
- Échange de données en temps réel

PRINCIPES DE L'INTERNET DE L'ÉNERGIE

1. Production et stockage décentralisés

a. Utilisation de ressources distribuées (panneaux solaires, éoliennes, micro-réseaux) plutôt que de s'appuyer uniquement sur des centrales électriques centralisées



b. Promotion des prosommateurs (consommateurs qui produisent et stockent aussi de l'énergie)

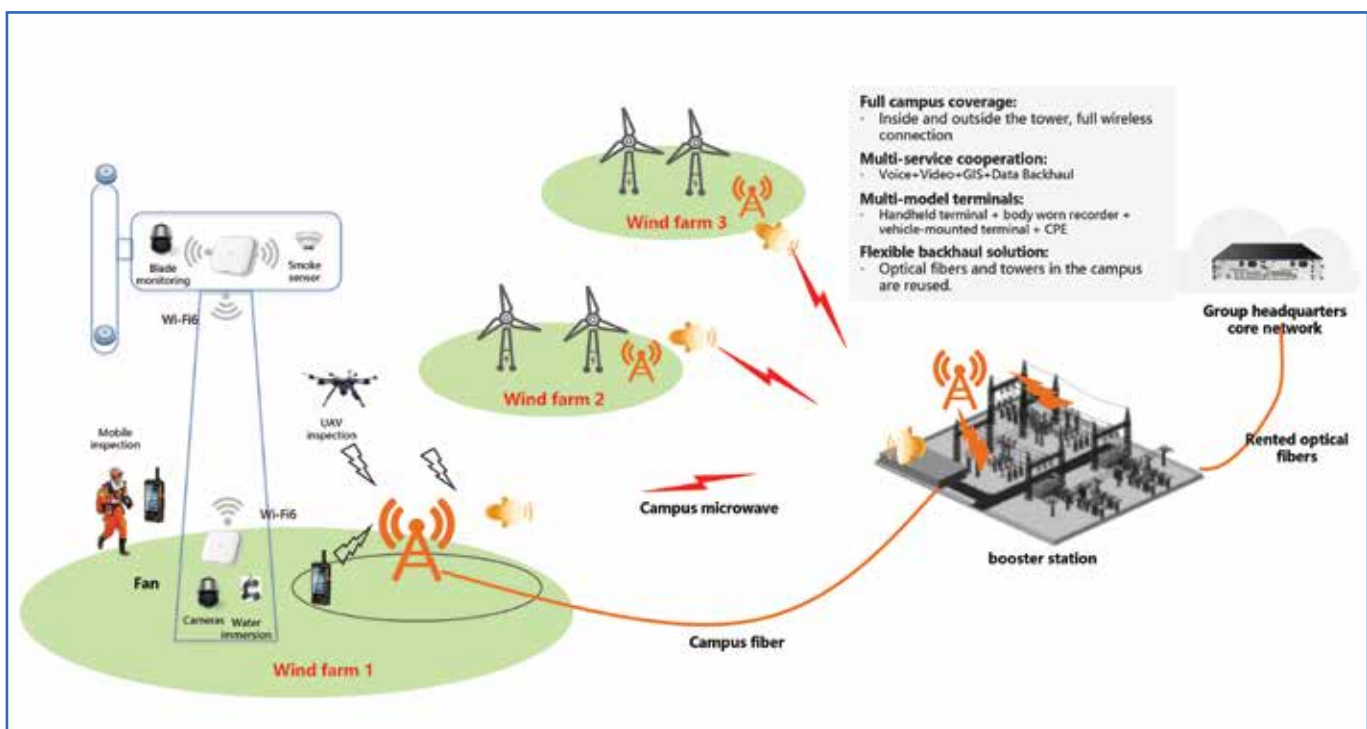
2. Numérisation & intégration IoT

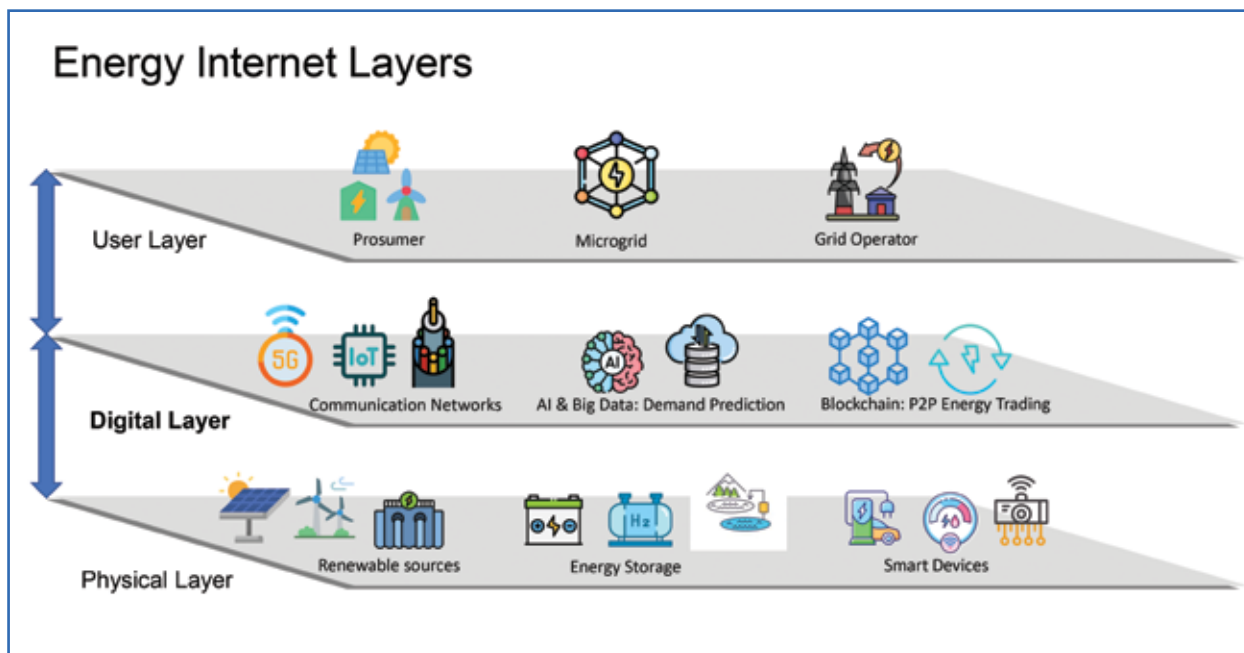
a. Compteurs intelligents, capteurs et IA optimisent les flux en temps réel

b. Blockchain pour permettre le commerce d'énergie pair-à-pair

3. Primauté des énergies renouvelables

a. Forte pénétration du solaire, de l'éolien, de l'hydraulique et d'autres sources d'énergie propres





- b. Le stockage (batteries, hydrogène) équilibre l'offre et la demande
- 4. Réseaux intelligents & réponse à la demande
 - a. Les réseaux s'adaptent automatiquement aux fluctuations de l'offre et de la demande
 - b. Les consommateurs ajustent leur usage selon les signaux de prix (tarification dynamique)
- 5. Électrification & intégration multi-énergie
 - a. Combinaison des réseaux électriques, thermiques, frigorifiques et gaziers pour plus d'efficacité
 - b. Les véhicules électriques (VE) servent d'unités mobiles de stockage de l'énergie (V2G – Vehicle-to-Grid)

AVANTAGES DE L'INTERNET DE L'ÉNERGIE

- Efficacité accrue – Réduction des pertes grâce à une gestion intelligente
- Moindres émissions – Accélération de la transition vers les renouvelables
- Résilience énergétique – Moins vulnérable aux coupures grâce à la décentralisation
- Autonomisation des consommateurs – Les usagers peuvent échanger de l'énergie et optimiser leurs coûts

DÉFIS

- Investissements initiaux élevés en infrastructures
- Risques de cybersécurité liés à la connectivité accrue
- Obstacles réglementaires et politiques

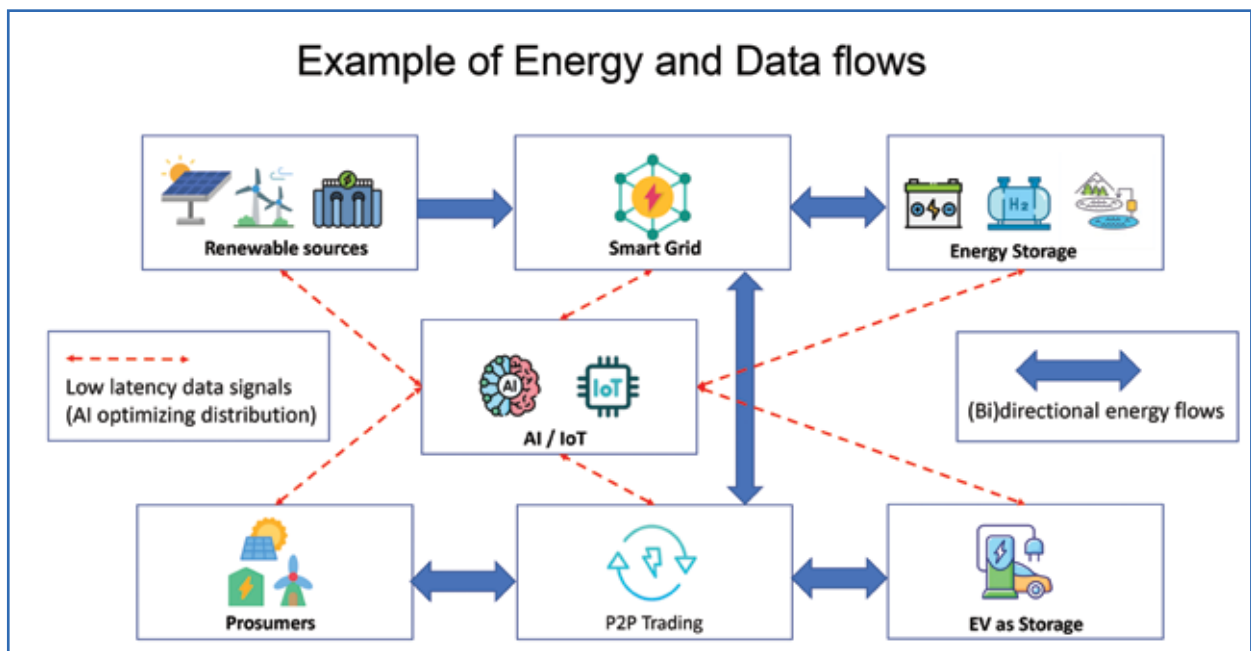
EXEMPLES & APPLICATIONS

- Micro-réseaux dans les communautés et les parcs industriels
- Centrales virtuelles (VPP) agréant des ressources distribuées
- Plateformes d'échange P2P d'énergie

L'Internet de l'énergie est une pierre angulaire de la future Smart City et de l'économie neutre en carbone, en phase avec les objectifs de durabilité tels que l'Accord de Paris.

RÉSUMÉ

La connectivité de l'Internet de l'énergie dans tout l'écosystème transformera les modèles transactionnels, passant du Business-to-Consumer (B2C) actuel à inclure, puis être dominés par le



Consumer-to-Business (C2B) et même le Consumer-to-Consumer (C2C).

Avec la commercialisation croissante des services IoT et IA, les consommateurs disposeront de multiples options adaptées à leurs besoins individuels. En pratique, « Énergie plus Internet » sera réalisé grâce à des échanges d'information et des plateformes de distribution permises par les TIC, donnant l'accès et le contrôle aux ressources énergétiques via les mobiles, PC et appareils connectés. L'état de l'Internet de l'énergie et du couplage sectoriel en Suisse se caractérise par une avance technologique notable, une forte ambition politique et un potentiel considérable, mais il fait face à des défis en matière de mise à l'échelle et d'harmonisation réglementaire.

La Suisse, avec son système énergétique unique (forte base hydroélectrique, sortie du nucléaire et dynamiques élevées d'importation/exportation), constitue ainsi une étude de cas fascinante, pouvant servir de projet pilote à la fois exigeant et stimulant, et jouer un rôle de pionnier dans la transition vers l'Internet de l'énergie. ■



Niveau: Bâtiment

Au niveau du bâtiment, les efforts de décarbonation ciblent les systèmes qui influencent directement la performance énergétique d'un site : les infrastructures de chauffage et de refroidissement, la ventilation, l'enveloppe du bâtiment et l'intégration des sources d'énergie renouvelable. Les bâtiments sont à la fois producteurs et consommateurs d'énergie — et recèlent souvent un potentiel inexploité en matière d'efficacité, de récupération de chaleur ou de production locale. Qu'il s'agisse de constructions neuves ou de rénovations, leur rôle dans la transition énergétique dépend d'une connaissance détaillée des systèmes, d'une planification à long terme et de la capacité à relier mesures techniques et besoins opérationnels. Les exemples suivants illustrent différentes approches de la décarbonation à l'échelle du bâtiment.

Exemple de projet : Décarbonation du Pilatus Kulm

DESCRIPTION DU PROJET

Ce projet étudie des solutions pour un approvisionnement thermique durable et à faibles émissions des bâtiments situés au Pilatus Kulm, en particulier l'Hôtel Kulm, la Galerie Panorama et l'Hôtel Bellevue. Le système actuel repose en partie sur des combustibles fossiles transportés au sommet — une solution logistique contraignante et écologiquement insoutenable. Le nouveau concept vise à remplacer ces apports fossiles par des solutions renouvelables intégrées, maximisant l'autonomie énergétique tout en respectant les exigences techniques et écologiques. Plusieurs concepts ont été

évalués : pompes à chaleur aérothermiques, stockage saisonnier basé sur matériaux à changement de phase (PCM), et systèmes par sorption. L'analyse de la valeur a retenu deux approches principales : un champ de sondes géothermiques avec régénération solaire et un système combinant photovoltaïque et hydrogène. La planification tient également compte de la possible rénovation ou reconstruction de l'Hôtel Bellevue, susceptible d'influencer le choix et la configuration des technologies. Au-delà de l'impact local, le projet constitue un modèle pour la décarbonation des infrastructures hôtelières alpines en Suisse et dans d'autres sites isolés.

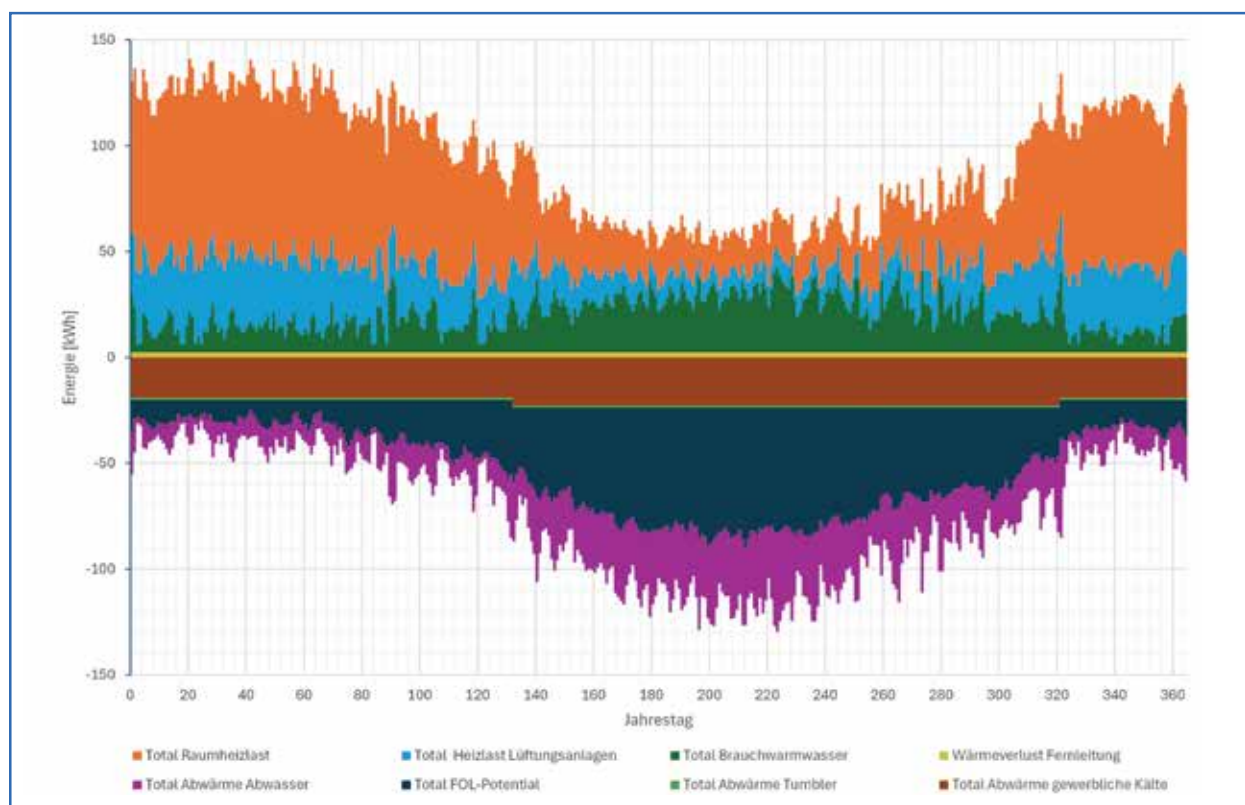


Diagramme 1 : Courbe de durée annuelle du Pilatus Kulm | L'axe Y positif montre la demande de chaleur, tandis que la zone négative représente le potentiel de chaleur résiduelle thermique.

ACTEURS IMPLIQUÉS

Le projet a été développé en collaboration avec Pilatus-Bahnen AG et réalisé dans le cadre d'un travail de Bachelor à la Haute école spécialisée de Lucerne (HSLU). Le travail a inclus des analyses techniques détaillées, l'élaboration de concepts et l'évaluation comparative des options de systèmes énergétiques pour les bâtiments du Pilatus Kulm.

OBJECTIFS

Le projet définit des objectifs clairs pour guider la sélection et l'évaluation d'un concept énergétique à long terme pour le Pilatus Kulm :

- Atteindre des émissions quasi nulles pour le chauffage et le refroidissement
- Supprimer le besoin de transport de combustibles fossiles jusqu'au site
- Maximiser l'autonomie grâce à des sources d'énergie renouvelables locales
- Intégrer la rénovation ou reconstruction éventuelle de l'Hôtel Bellevue
- Permettre une évaluation comparative structurée des configurations de systèmes énergétiques alternatives

STATUT & CHIFFRES CLÉS

Le projet est actuellement en phase d'évaluation. Une analyse détaillée de la demande énergétique a été réalisée sur la base de mesures sur site, de données d'exploitation et de profils d'utilisation. Plusieurs concepts de systèmes ont été élaborés et évalués par une analyse de valeur en collaboration avec Pilatus-Bahnen AG. L'évaluation a comparé la performance écologique, la viabilité économique, la sécurité d'approvisionnement et la faisabilité technique de chaque option. Chiffres clés (géothermie avec régénération solaire, site Chilchsteine) :

- 38 sondes géothermiques, profondeur 265 m chacune
- 219 MWh/an de chaleur extraite
- 116 MWh/an d'apport de régénération solaire
- COP 3,91 pour la pompe à chaleur principale
- COP 5,6 pour la pompe à chaleur sur eaux usées

Chiffres clés (concept photovoltaïque et hydrogène) :

- 4000 m² de panneaux PV

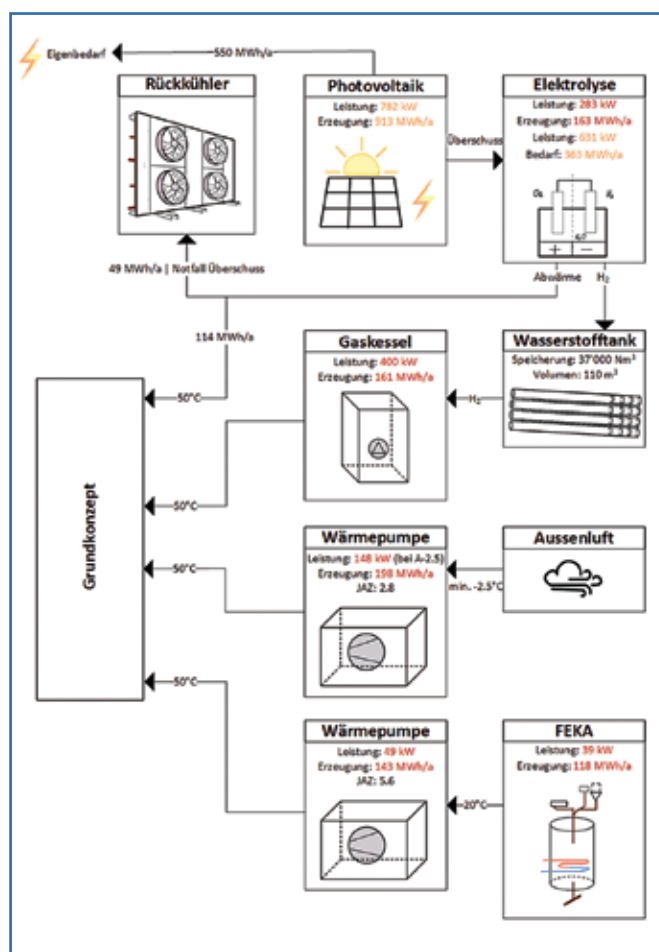


Figure 1 : Principe de fonctionnement du concept de sonde géothermique à énergie solaire thermique (champ de sondes Chilchsteine).

- 913 MWh/an de production PV, dont 363 MWh/an utilisés pour la production d'hydrogène
- 37000 Nm³ de stockage H₂ (réservoirs à hydrure métallique)
- Chaudière hydrogène de 400 kW, activée en dessous de -2,5 °C
- Chaleur résiduelle de l'électrolyseur : 163 MWh/an, dont 114 MWh utilisés pour le chauffage
- COP 2,8 pour la pompe à chaleur aérothermique

BÉNÉFICES ET DÉFIS

Le projet illustre qu'un site hôtelier en haute altitude peut être exploité avec un minimum d'émissions grâce à des systèmes renouvelables intégrés. La combinaison de la géothermie, de l'apport solaire et de la récupération de chaleur permet une grande efficacité énergétique dans un environnement isolé et exigeant. Le système basé sur l'hydrogène, plus complexe, offre de la flexibilité, un stockage saisonnier et un potentiel de leadership en matière d'innovation.

Les défis concernent notamment l'incertitude géologique liée au forage profond, la coordination avec les futurs projets de construction et la complexité technique et financière accrue des infrastructures hydrogène. La réussite dépendra de la gestion précoce des risques et d'une coordination attentive entre planification et réalisation.

DONNÉES ÉCONOMIQUES

Les concepts ont été comparés sur la base du coût total de possession (TCO), en tenant compte de la performance écologique, des coûts d'exploitation et de la faisabilité à long terme. Bien que les CAPEX varient selon le système choisi, des avantages financiers supplémentaires sont attendus grâce aux subventions pour les installations PV et solaires thermiques. Celles-ci n'étaient pas incluses dans l'évaluation initiale mais pourraient améliorer de manière significative la viabilité du projet.

POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

LEÇONS TIRÉES

- Une coordination précoce avec les projets de construction futurs est essentielle afin d'éviter les conflits et les retards
- L'intégration de plusieurs systèmes renouvelables accroît la résilience mais nécessite une planification avancée et des stratégies de contrôle adaptées
- Des études géologiques détaillées sont indispensables pour les solutions de géothermie profonde
- Le potentiel d'innovation peut être renforcé si des projets vitrines adaptés bénéficient d'un soutien public

Ce projet constitue un modèle pertinent pour les hôtels alpins, les stations de téléphérique et d'autres sites isolés avec une forte demande thermique. Son approche modulaire — consistant à évaluer plusieurs concepts d'approvisionnement selon les contraintes spécifiques du site — peut être appliquée à des infrastructures touristiques similaires. Le concept hydrogène démontre également comment des sites énergivores peuvent servir de cas pilotes pour les technologies de couplage sectoriel dans des environnements extrêmes. ■

Exemple de projet : Système de stockage de glace – Eggetli, Adelboden

DESCRIPTION DU PROJET

Le système de stockage de glace combine électricité, la chaleur et le refroidissement dans un concept intégré alimenté par des énergies renouvelables. Conçu comme un « système à énergie positive », il contribue aux objectifs climatiques 2050 de la Suisse en étant neutre en CO₂ et économe en ressources. Sa valeur réside dans la résolution du dilemme saisonnier : excédent d'énergie solaire en été face aux besoins de chauffage en hiver, et inversement, besoin de refroidissement en été. En utilisant le principe du changement de phase de l'eau, le système fournit du chauffage pendant la saison froide et un refroidissement passif en été. Combiné avec des modules solaires hybrides PVT, il produit simultanément électricité et énergie thermique, optimisant ainsi l'utilisation des surfaces de toiture limitées.

ACTEURS IMPLIQUÉS

Le projet Eggetli est développé par B-Operate AG, qui agit également comme exploitant du futur système de chauffage. L'installation de chauffage est notariée en tant que propriété en copropriété, mais reste la propriété de B-Operate AG, garantissant son rôle de fournisseur local de chaleur. Au sein du même groupe, B-Solartec AG apporte une expertise stratégique et technique. En tant que partenaire technologique, PVT

Solar AG fournit les modules hybrides produisant à la fois de l'électricité et de la chaleur.

OBJECTIFS

Le projet vise à fournir une solution énergétique fiable et climatiquement neutre qui combine électricité, le chauffage et le refroidissement dans un seul système, tout en garantissant la viabilité économique à long terme pour les habitants et les exploitants. Plus précisément, il vise à :

- Démontrer une alternative rentable et neutre en carbone aux systèmes de chauffage et de refroidissement conventionnels.
- Garantir un approvisionnement énergétique local fiable sans dépendance aux combustibles externes.
- Augmenter l'autoconsommation grâce à la distribution de chaleur et d'électricité à l'échelle du quartier.
- Soutenir le développement de logements résistants dans les régions de montagne où ni le chauffage à distance ni les sondes géothermiques ne sont possibles.

STATUT & CHIFFRES CLÉS

Le lotissement Eggetli à Adelboden se compose de 13 chalets avec 45 appartements. Le projet est actuellement en phase d'autorisation, avec une construction prévue à partir de 2026 en deux étapes. Chaque étape sera équipée de son propre unité de stockage de glace

et exploitée comme un ZEV (modèle d'autoconsommation collective).

Données techniques clés :

- 2 pompes à chaleur eau-glycol (85 et 55 kW)
- Besoin en eau chaude : ~100 000 kWh
- Besoin de chauffage : ~159 000 kWh
- Modules PVT : 105,6 kWc électrique, 255 kWc thermique
- Modules PV supplémentaires : 52,8 kWc
- Réservoir de glace souterrain avec locaux techniques adjacents

Des options supplémentaires sont à l'étude, notamment la récupération de chaleur des eaux usées et l'intégration de la mobilité bidirectionnelle (Vehicle-to-Load / Vehicle-to-Grid).

AVANTAGES ET DÉFIS

Le système renforce l'autonomie énergétique locale, réduit l'exposition aux prix volatils et garantit un approvisionnement en chaleur sûr à long terme sans apport continu de combustibles. En combinant des modules PVT avec un stockage de glace, l'efficacité de l'utilisation de l'espace et la résilience du système énergétique sont améliorées.

Les principaux défis concernent le financement et les processus d'autorisation :

- Coûts d'investissement initiaux plus élevés comparé aux systèmes conventionnels
- Accès limité aux financements pour les petits et moyens investisseurs
- Absence de subventions thermiques pour les nouvelles installations
- Exigences étendues en matière de documentation pour les subventions liées au remplacement des systèmes de chauffage

DONNÉES ÉCONOMIQUES

Les systèmes de stockage de glace nécessitent des investissements initiaux plus élevés. En contrepartie, ils offrent des coûts d'exploitation et d'amortissement stables et prévisibles. Contrairement aux systèmes convention-

nels, aucun achat récurrent de combustibles n'est nécessaire, ce qui renforce la sécurité financière tant pour les exploitants que pour les consommateurs. Les revenus sont générés par la vente interne d'énergie thermique et d'électricité au sein du lotissement, garantissant des rendements continus et réduisant la vulnérabilité des résidents face à la volatilité des prix de l'énergie observée ces dernières années.

POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

ENSEIGNEMENTS TIRÉS

- Fonctionnalité prouvée : les installations existantes démontrent une fiabilité à long terme et une viabilité économique.
- Particulièrement adapté aux nouvelles constructions, où l'intégration réduit les coûts et la complexité.
- La rénovation nécessite une modernisation complète pour réduire la demande et garantir la viabilité économique.
- La disponibilité de l'espace est souvent un facteur limitant, car la taille du stockage croît linéairement avec la demande.
- À partir d'une surface de référence énergétique d'environ 800 m², le stockage de glace devient économiquement attractif.

Les systèmes de stockage de glace conviennent particulièrement aux grands ensembles résidentiels, aux bâtiments industriels et aux solutions à l'échelle des quartiers. Ils représentent également une alternative durable dans les régions où il est impossible de forer des sondes géothermiques ou où le chauffage à distance n'est pas disponible. Avec les exigences croissantes en matière d'autonomie énergétique et de réduction du CO₂, de tels systèmes peuvent jouer un rôle clé dans les stratégies énergétiques locales, en particulier lorsqu'ils sont intégrés dès le départ dans les projets de construction neuve. ■



Exemple de projet : Victorinox Swiss Army SA

Victorinox Swiss Army SA a décidé d'agrandir ses deux usines de Delémont afin de regrouper la production de couteaux et l'assemblage de montres sur un même site. Cette décision a constitué une opportunité de mettre en œuvre un plan de rénovation des installations et des bâtiments existants, dans le but d'améliorer les conditions climatiques pour le confort des employés et la qualité de la production, tout en réduisant les émissions de CO₂, les coûts énergétiques et la consommation d'eau.

Ces objectifs ambitieux ont été atteints grâce à la cohérence globale de l'ensemble des actions entreprises, à commencer par une connaissance approfondie de la consommation, de la production et des pertes énergétiques des bâtiments, des utilités et des procédés industriels. Une analyse Pinch des différents flux thermiques et électriques a permis d'identifier des synergies pour réduire les besoins finaux en énergie. Le circuit de refroidissement des machines-outils de l'usine de coutellerie

a notamment été mesuré et son débit adapté. Cela a permis d'en augmenter la température afin de devenir une meilleure source de chaleur pour la future thermo-fri-go-pompe. Ce même circuit, auparavant alimenté principalement par de l'eau de source, a été bouclé, réduisant drastiquement la consommation d'eau de l'usine.

Lorsque l'usine requiert simultanément du froid pour les machines-outils et de la chaleur pour la ventilation, la pompe à chaleur produit du froid et de la chaleur avec un coefficient global de performance (COP) de 9.

En parallèle, les systèmes de ventilation ont été entièrement rénovés afin de garantir la qualité de l'air et un meilleur contrôle des conditions climatiques. Les débits de ventilation ont été adaptés aux besoins réels et la chaleur a été récupérée, réduisant ainsi la consommation de chaleur. Celle-ci a été encore diminuée grâce au remplacement complet des façades et de la toiture de l'usine sud, ainsi que par la récupération de chaleur des compresseurs d'air. Des installa-

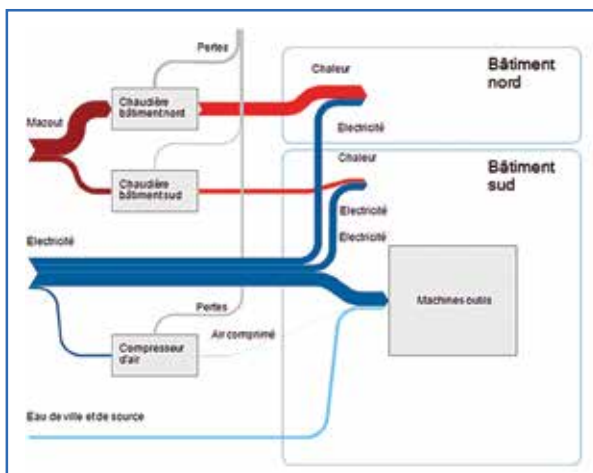


Figure 1 : Situation avant la rénovation énergétique : pertes élevées, émissions de CO₂ élevées et consommation élevée de fioul et d'eau de ville

tions photovoltaïques ont en outre été installées sur l'ensemble des toitures du site.

Cette démarche, menée sur plusieurs années, a permis de réduire la consommation de mazout de 155000 litres/an (-90 %), et dans le même temps de diminuer les émissions de CO₂ de 390 t/an et la consommation d'eau de plus de 20000 m³/an (-80 %).

Situation avant la rénovation énergétique : pertes élevées, fortes émissions de CO₂ et consommation im-

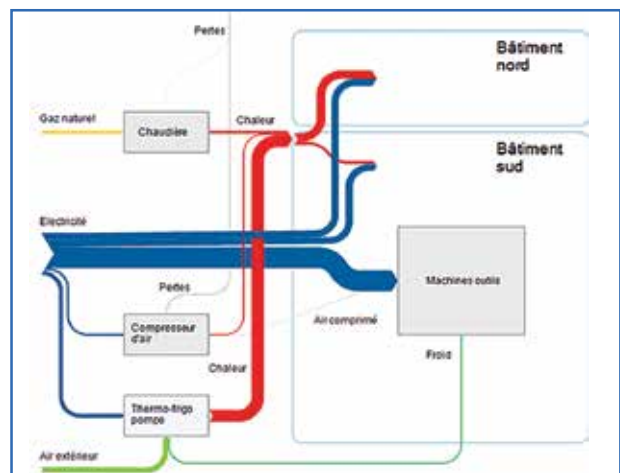


Figure 2 : Situation après la rénovation énergétique : Consommation d'énergie fossile et émissions de CO₂ réduites de 90 %, consommation d'eau de ville réduite de 80 %

portante de mazout et d'eau de ville. Situation après la rénovation énergétique : consommation d'énergies fossiles et émissions de CO₂ réduites de 90 %, consommation d'eau de ville réduite de 80 %

DONNÉES ÉCONOMIQUES

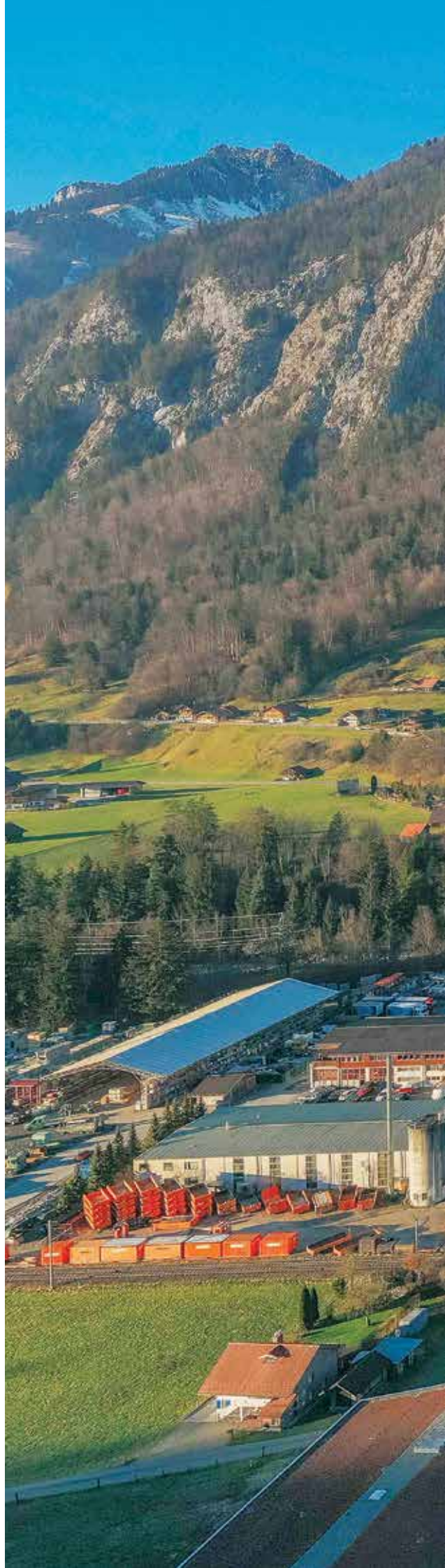
Ce projet est lié à la conversion/extension d'une usine. Le coût total des travaux s'élève à environ 5,435 millions CHF (installations techniques uniquement).

POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE ET ENSEIGNEMENTS

Ce projet démontre comment, grâce à une approche globale et à une connaissance approfondie de leurs besoins, les entreprises peuvent réussir à décarboner leur propre infrastructure (scope 1) tout en améliorant le confort et le niveau de service des employés et des procédés. Cette approche est applicable à pratiquement toutes les entreprises industrielles qui produisent de la chaleur fatale, par exemple celle dissipée par des installations frigorifiques, des compresseurs d'air ou des équipements de production. Cette approche ne nécessite pas de modifications réglementaires, mais elle requiert des compétences internes pour comprendre les enjeux et gérer un projet complexe et multifacette tout au long de sa durée de vie – de la conception initiale à l'optimisation des installations, en passant par la planification budgétaire de l'ensemble des opérations. Quant à la « chaleur fatale », produite par des entreprises qui génèrent bien plus de chaleur qu'elles n'en consomment, elle peut être utilisée comme source d'énergie pour alimenter d'autres consommateurs, soit directement, soit via des pompes à chaleur. Dans ce cas, il est essentiel que les collectivités locales planifient des réseaux structurants – chauffage urbain et/ou froid urbain – ainsi que des mécanismes de financement et de garantie de la livraison de chaleur fatale. ■

Niveau: Zone

À partir du 1er janvier 2026, la révision de la loi sur l'électricité en Suisse permettra la création de communautés électriques locales (LEGs). Celles-ci autorisent l'utilisation directe de l'électricité solaire produite localement ou sa vente directe aux consommateurs voisins. Cela ouvre de nouvelles perspectives pour les zones industrielles, les sites commerciaux et les opérateurs de mobilité afin d'accroître leur autonomie énergétique et de réduire leur dépendance au réseau – souvent avec de meilleurs rendements que les tarifs de rachat traditionnels. La révision crée un cadre favorable pour des projets intégrés combinant installations photovoltaïques, infrastructures de recharge, solutions de mobilité électrique, gestion énergétique et partenariats locaux entre entreprises privées et distributeurs d'énergie.





Exemple de projet : Communauté électrique locale dans une zone industrielle, Eberhard Bau AG

DESCRIPTION DU PROJET

Le projet porte sur l'installation d'une infrastructure publique de recharge pour véhicules électriques sur le site industriel d'Eberhard Bau AG à Rümlang (ZH). Ces bornes sont alimentées par l'électricité solaire des installations photovoltaïques de l'entreprise et intégrées dans une communauté électrique locale conforme à la loi. En regroupant production PV, bornes de recharge et plateforme intelligente de gestion de l'énergie, le projet illustre les composantes d'un système énergétique décentralisé et intelligent, tout en permettant le partage direct d'électricité avec les propriétés voisines et les usagers publics. La motivation d'Eberhard est étroitement liée à l'ampleur de ses activités : avec une flotte d'environ 100 voitures, 100 camions et 200 engins de chantier, la consommation annuelle de l'entreprise équivaut à environ 50 millions de kWh de carburant. Le passage à l'électrification



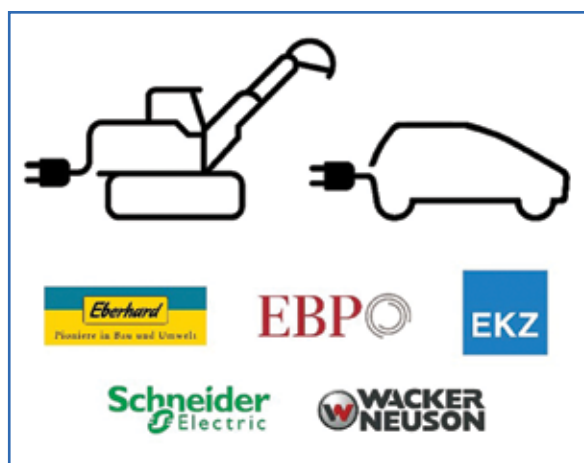
et à l'approvisionnement renouvelable constitue donc une étape clé dans la décarbonation de ses opérations.

ACTEURS IMPLIQUÉS

La planification et la mise en œuvre nécessitent une collaboration étroite entre divers acteurs : bureaux d'ingénierie (EBP), fournisseurs d'énergie (EKZ), partenaires technologiques (Schneider Electric), autorités de régulation (OFEN) et le développeur du projet (Eberhard).

OBJECTIFS

L'objectif est de mettre en place des bornes de recharge publiques sur les sites industriels d'Eberhard, alimentées par l'énergie solaire. En s'appuyant sur des technologies inter-systèmes



et assistées par l'IA, le projet crée de la valeur grâce à une gestion intelligente de l'énergie et à l'expansion stratégique de l'infrastructure de recharge au sein d'une communauté électrique locale.

STATUT & CHIFFRES CLÉS

Le projet est structuré en six phases :

- Développement conceptuel et étude de faisabilité
- Définition des modèles d'affaires et organisationnels, et clarification du financement
- Planification technique et appel d'offres
- Construction et mise en service
- Phase test et communication
- Déploiement

Infrastructure mise en place :

- 2 à 4 points de charge AC, chacun de 22 kW
- 1 station DC avec 2 points de charge, chacun 100 kW en mode double ou 200 kW en mode simple

Le fournisseur de backend et de facturation combine des services personnalisés pour l'installation et l'exploitation du système, incluant la gestion des utilisateurs de recharge, le traitement des paiements et la collecte des frais pour l'usage semi-public et public.

BÉNÉFICES ET DÉFIS

La communauté électrique locale accroît l'autoconsommation et réduit les coûts d'électricité en permettant l'utilisation directe du surplus solaire au sein de la communauté. Elle soutient aussi les objectifs de neutralité carbone et ouvre de nouvelles opportunités commerciales, sans nécessiter d'infrastructure réseau supplémentaire.

DONNÉES ÉCONOMIQUES

L'investissement total pour l'infrastructure de recharge est d'environ CHF 300000, hors installations photovoltaïques. La combinaison de coûts énergétiques réduits, d'une autoconsommation optimisée et de revenus potentiels issus de la recharge publique assure un modèle économique durable.

POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

LEÇONS TIRÉES

- La collaboration intersectorielle rassemble des compétences précieuses de fournisseurs d'énergie, de partenaires technologiques, d'entreprises de construction et de bureaux de conseil.
 - Des réunions structurées et régulières permettent des décisions rapides et encouragent des solutions innovantes.
 - Une communication ouverte et transparente crée la confiance et garantit une compréhension commune des objectifs.
 - Une analyse approfondie des sites et des options favorisent des décisions techniquement et économiquement solides.
 - Des documents d'appel d'offres clairs mènent à des offres bien structurées et comparables.
 - L'anticipation des risques permet de se concentrer sur les éléments essentiels du projet et de réduire l'incertitude.
 - Le développement du modèle d'affaires clarifie rôles, responsabilités et viabilité économique.
 - La flexibilité dans le choix des sites reste essentielle, les conditions évoluant au cours du projet.
- Des configurations similaires peuvent être étendues aux infrastructures de stationnement, aux exploitants de téléphériques, aux parcs de loisirs et aux environnements commerciaux. ■

Exemple de projet : Campus de Münsterlingen, thurmed AG



DESCRIPTION DU PROJET

Le projet de décarbonation du Campus de Münsterlingen vise à réduire les émissions de CO₂ sur site à zéro net d'ici 2050. Le campus, qui regroupe à la fois un hôpital cantonal et une clinique psychiatrique, constitue un environnement complexe et énergivore. Thurmed Immobilien AG, filiale de thurmed AG (appartenant au canton de Thurgovie), a initié le projet en ligne avec les objectifs climatiques à long terme de la Suisse et le rôle exemplaire du canton en tant qu'acteur public. Les mesures prévues comprennent la décarbonation de l'approvisionnement en chaleur, l'électrification des processus de stérilisation, l'extension de la production solaire pour l'autoconsommation ainsi que l'application de normes standards de construction durables intégrant le carbone incorporé des futurs bâtiments.

ACTEURS IMPLIQUÉS

Le projet est porté par une équipe pluridisciplinaire du groupe thurmed (experts en durabilité, achats d'énergie, gestion technique et coordination de projet) et par EBP (pour la conception du système énergétique incluant sondes géothermiques et analyses). Un géologue a récemment rejoint l'équipe pour étudier la géologie locale en vue de sondes géothermiques.

OBJECTIFS

L'initiative vise à démontrer que des sites complexes et historiquement développés peuvent être décarbonés. Objectifs principaux :

- Remplacer les systèmes de chauffage fossiles par la géothermie
- Electrifier les procédés vapeur à haute température
- Produire de l'électricité solaire pour l'usage sur site

- Appliquer des méthodes de construction à faibles émissions dans tous les projets immobiliers futurs

STATUT & CHIFFRES CLÉS

Le projet est actuellement en phase de faisabilité, avec un accent sur le dimensionnement des champs de sondes géothermiques pour couvrir les besoins futurs en chauffage et en refroidissement. En interne, des options sont étudiées pour électrifier l'infrastructure vapeur existante alimentée au gaz, puisque la chaleur de procédé à haute température est encore produite par chaudières conventionnelles.

- Réductions de CO₂ attendues : env. 4'300 t/an

BÉNÉFICES ET DÉFIS

Le projet instaurera un approvisionnement énergétique sans combustibles fossiles pour le Campus de Münsterlingen, réduira la consommation d'énergie et contribuera directement aux objectifs climatiques 2050 de la Suisse. Il garantit

également une stabilité des coûts à long terme et constitue un modèle reproductible pour d'autres établissements de santé. Sa mise en œuvre comporte néanmoins des défis techniques et organisationnels. L'électrification des systèmes vapeur existants est complexe et doit être réalisée sans perturber les activités hospitalières. Une planification par étapes et une communication transparente sont essentielles pour assurer la continuité des services et gérer les attentes au sein des départements. La continuité à long terme nécessitera aussi une forte cohésion interne et une résilience face aux changements de direction.

DONNÉES ÉCONOMIQUES

Les investissements initiaux de env. 20 millions portent sur les infrastructures géothermiques et solaires. D'autres étapes – telles que la rénovation des enveloppes de bâtiment et l'électrification des systèmes vapeur – exigeront des capitaux supplémentaires, mais devraient améliorer l'efficacité opérationnelle globale.

POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

LEÇONS TIRÉES

- La collaboration interdisciplinaire est essentielle pour équilibrer objectifs techniques et besoins opérationnels
- La faisabilité en phase précoce doit évaluer les contraintes spécifiques du site et la maintenabilité à long terme
- Maintenir la dynamique par une gouvernance claire et l'implication des parties prenantes est crucial
- La flexibilité du projet permet de s'adapter aux évolutions des conditions ou aux changements de personnel

Le Campus de Münsterlingen illustre de manière exemplaire comment de grands sites médicaux – avec patrimoine bâti historique et forte demande énergétique – peuvent initier une décarbonation structurée. La méthodologie est pertinente pour d'autres campus hospitaliers publics et portefeuilles institutionnels en Suisse. ■



Exemple de projet : Rénovation sérielle de bâtiments à zéro émission nette

DESCRIPTION DU PROJET

Ce projet présente un modèle évolutif de rénovation de bâtiments zéro émission nette, conçu pour surmonter les coûts élevés, la complexité et les inefficacités des approches conventionnelles. Au lieu d'une exécution fragmentée par corps de métier, il applique une méthode standardisée et orientée sur le cycle de vie, intégrant l'enveloppe du bâtiment, le remplacement du chauffage, la production locale d'énergie solaire et les infrastructures de recharge. Inspiré des modèles de rénovation sérielle en Allemagne et aux Pays-Bas, le concept a été adapté aux conditions suisses pour accélérer et simplifier la modernisation vers le zéro émission nette grâce à la standardisation et à l'industrialisation. Il a été initié pour pallier aux lacunes des rénovations traditionnelles, souvent fragmentées, sujettes aux erreurs, coûteuses, et qui manquent d'optimisation du cycle de vie, de coordination, d'organisation ainsi que de transfert de connaissances entre planification, exécution et exploitation.

ACTEURS IMPLIQUÉS

Les projets de rénovation sont développés avec Tend AG, qui agit comme intégrateur central et coordonne tous les corps de métier et les procédures. Les bâtiments appartiennent à des propriétaires privés, qui bénéficient de coûts réduits grâce à la standardisation, à un effort de coordination moindre et à des risques de mise en œuvre plus faibles.

OBJECTIFS

Les principaux objectifs sont de fournir des rénovations rapides et fiables qui préparent les bâtiments au zéro émission nette en :

- Remplaçant les systèmes de chauffage fossiles par des technologies renouvelables
- Produisant localement de l'énergie solaire via des installations photovoltaïques
- Optimisant l'ensemble du bâtiment, y compris l'enveloppe énergétique performante



- Optimisant la presumption d'énergie grâce à un système global de gestion énergétique
- Proposant un modèle « guichet unique » avec garanties de prix fixes

STATUT & CHIFFRES CLÉS

Des projets pilotes ont été réalisés et appliquent le modèle de rénovation systématique en pratique. L'accent mis sur l'habitat collectif crée des gains d'efficacité dans l'approbation et la mise en œuvre, tandis que le processus standardisé réduit les risques et l'effort de coordination pour les propriétaires.

- Statut du projet : projets pilotes réalisés
- Types de bâtiments : immeubles résidentiels collectifs, bâtiments de bureaux
- Technologies : pompes à chaleur, photovoltaïque avec onduleurs, bornes recharge pour la mobilité électrique, systèmes de gestion énergétique

- KPIs : économies de CO₂, réduction des coûts d'investissement et d'exploitation ainsi que des charges annexes.

Le modèle s'appuie sur l'expérience de précédentes initiatives, qui ont montré comment l'appui public et les processus standardisés peuvent accroître les taux de rénovation et réduire les risques pour les propriétaires.

AVANTAGES ET DÉFIS

Le modèle de rénovation systématique offre des avantages clairs aux propriétaires : un interlocuteur unique remplace une coordination fragmentée et inefficace, des contrats à prix fixes assurent la sécurité des coûts et des délais, et des processus standardisés garantissent des coûts d'investissement réduits ainsi qu'une exploitation fiable avec de faibles charges courantes. De plus, l'approche prépare les bâtiments





aux technologies futures comme le stockage, l'e-mobilité, l'exploitation intelligente ainsi que l'exploitation compatible avec le réseau et les tarifs variables. Les principaux défis pour une mise en œuvre plus large sont :

- les processus d'approvisionnement actuels des propriétaires immobiliers
- les procédures d'autorisation et d'approbation complexes

Un interlocuteur central peut simplifier la coordination et réduire les efforts nécessaires de la part des propriétaires immobiliers.

DONNÉES ÉCONOMIQUES

La base économique du modèle de rénovation systématique réside dans les gains d'efficacité grâce à une organisation de projet performante, à la standardisation des processus, à la préfabrication et à la mise en œuvre à prix fixe. Bien que les chiffres CAPEX et OPEX complets des pilotes soient encore en cours de consolidation, l'approche est conçue pour réduire les coûts globaux d'investissement et d'exploitation par rapport aux méthodes de rénovation traditionnelles. Les propriétaires bénéficient de dépenses prévisibles, ce qui se traduit par une plus grande sécurité financière, une réduction des coûts énergétiques annexes et donc une valeur immobilière accrue, tandis que les risques sont minimisés grâce à des processus éprouvés et des garanties contractuelles.

POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

LEÇONS TIRÉES

- Un interlocuteur unique facilite la coordination et réduit les efforts ainsi que les décisions à prendre pour les propriétaires
- L'optimisation sur l'ensemble du cycle de vie et des corps de métier améliore l'efficacité énergétique et économique et renforce la fiabilité
- Des produits éprouvés et durables réduisent les risques techniques et financiers
- Le suivi et la surveillance garantissent une exploitation fiable et des performances à long terme
- La préfabrication réduit les coûts et garantit la qualité
- L'attribution claire du risque d'exécution à l'intégrateur système est essentielle

Le modèle de rénovation systématique peut être largement reproduit, en particulier dans le secteur de l'habitat collectif, où le potentiel de réduction de CO₂ est le plus élevé. En appliquant des méthodes standardisées et des contrats à prix fixes, l'approche réduit la complexité et accélère la mise en œuvre. Sa scalabilité le rend attrayant non seulement pour les propriétaires privés et institutionnels, mais aussi pour les coopératives et les communes, en offrant à la fois une meilleure rentabilité et un impact environnemental réduit. ■

Exemple de projet : Microgrid Les Cèdres, Romande Energie

DESCRIPTION DU PROJET

Le Microgrid Les Cèdres, situé dans le nouvel écoquartier de Chavannes-près-Renens près de Lausanne, démontre comment l'énergie renouvelable locale peut être valorisée à l'échelle communautaire. Piloté par Romande Energie, le projet intègre la production photovoltaïque, des pompes à chaleur géothermiques avec stockage thermique ainsi qu'un système intelligent de gestion de l'énergie couvrant trois immeubles résidentiels et un supermarché. Mis en service en 2019, il réduit la dépendance au réseau public en permettant le partage local d'électricité dans un cadre légalement conforme. Ce projet illustre comment les microgrids peuvent générer des avantages écologiques et économiques tangibles dans des environnements urbains denses, ouvrant la voie à un plus large couplage sectoriel dans les villes suisses.

ACTEURS IMPLIQUÉS

Le projet a été initié et est exploité par Romande Energie SA, qui en est le principal maître d'ouvrage et investisseur. L'infrastructure électrique a

été réalisée par Arnold AG, tandis que le développement immobilier s'est fait en partenariat avec Groupe Orlati SA, Groupe Helvetia et d'autres acteurs de l'écoquartier. Cette collaboration étroite entre un fournisseur d'énergie, un prestataire d'infrastructures et des promoteurs immobiliers a permis de créer un microgrid entièrement intégrée répondant aux besoins résidentiels et commerciaux.

OBJECTIFS

Le projet a été conçu pour démontrer comment un microgrid à l'échelle d'une communauté peut combiner production renouvelable, gestion intelligente et efficacité économique. Les objectifs portent à la fois sur l'optimisation technique et sur la transition énergétique urbaine :

- Maximiser l'autoconsommation locale de l'électricité photovoltaïque au sein de l'écoquartier
- Permettre le décalage des charges grâce au stockage thermique et à la commande intelligente



© Romande Énergie

- Démontrer le potentiel écologique et économique des communautés énergétiques en milieu urbain dense

STATUT & CHIFFRES CLÉS

Mis en service en 2019, le microgrid alimente désormais à la fois des usagers résidentiels et commerciaux. Les premiers résultats confirment les performances attendues en termes d'équilibre énergétique et d'efficacité.

- Première phase : 6 bâtiments, dont 284 appartements et 1 supermarché
- Puissance PV installée : 234 kWp
- Chauffage : pompes à chaleur géothermiques avec stockage thermique
- Taux d'autonomie : 24 % de la demande en électricité du quartier
- Taux d'autoconsommation : 96 % de la production PV locale

- Réduction des émissions de CO₂ : jusqu'à 16 % par rapport aux solutions individuelles par bâtiment
- Réduction des coûts : jusqu'à 18 % par rapport aux solutions individuelles par bâtiment

AVANTAGES ET DÉFIS

Le projet pilote confirme que la mutualisation de la production et de la consommation d'énergie au sein d'un microgrid génère une valeur ajoutée claire pour les usagers comme pour le réseau. Dans le même temps, il met en évidence des obstacles structurels et réglementaires à surmonter.

AVANTAGES:

- Plus grande autonomie énergétique locale
- Réduction de la charge du réseau en heures de pointe
- Baisse des coûts d'exploitation grâce à une gestion optimisée du système

DÉFIS:

- Réglementation complexe de la propriété et de la facturation du réseau local
- Investissements initiaux élevés pour les infrastructures intelligentes
- Équilibrage de profils de charge différents entre usagers résidentiels et commerciaux

DONNÉES ÉCONOMIQUES

L'investissement total du projet s'élève à 998,000 CHF, avec des coûts d'exploitation annuels d'environ 32,000 CHF. Grâce à un haut niveau d'autoconsommation, la période de retour sur investissement est d'environ 16 ans, avec un tarif local de l'électricité fixé à 0.13 CHF/kWh. Par rapport aux solutions individuelles conventionnelles, le microgrid réduit les émissions de CO₂ jusqu'à 16 % et les coûts énergétiques jusqu'à 18 %.



©Romande Energie

POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

Le Microgrid Les Cèdres illustre comment de nouveaux développements urbains peuvent intégrer production renouvelable, stockage et gestion intelligente dans un système énergétique local cohérent. Avec la révision de la loi sur l'électricité, qui offre des règles plus claires en matière de partage de réseau et de tarifs, des projets similaires peuvent être reproduits dans toute la Suisse – notamment dans les écoquartiers et les grands ensembles résidentiels. Ce nouveau cadre ouvre également la possibilité d'adapter ces modèles à des blocs de bâtiments existants, pour autant que les conditions juridiques et techniques soient réunies. Le modèle démontre non seulement sa faisabilité technique mais aussi sa rentabilité, offrant aux communes et aux promoteurs un schéma de référence pour réduire les émissions et renforcer le couplage sectoriel en milieu urbain dense.

ENSEIGNEMENTS

- Les microgrids privés peuvent générer des avantages écologiques et économiques tangibles lorsqu'ils intègrent plusieurs bâtiments.
- Le pilotage intelligent et le stockage thermique sont essentiels pour équilibrer les fluctuations journalières et saisonnières dans les systèmes dominés par le photovoltaïque.
- Une coordination précoce entre fournisseurs d'énergie, prestataires d'infrastructures et promoteurs immobiliers est indispensable pour une mise en œuvre fluide.
- Une clarification réglementaire concernant la propriété et la facturation du réseau local reste un facteur décisif pour la réussite à long terme. ■



Exemple de projet : Couplage sectoriel, Dyno AG

DESCRIPTION DU PROJET

Dyno AG met en œuvre, sur son site du Mittelland bernois, un concept global de couplage sectoriel afin de rendre l’approvisionnement énergétique plus durable, plus économique et plus indépendant. Les installations existantes (une pompe à chaleur et une petite centrale hydroélectrique sur site) sont intégrées à une nouvelle installation photovoltaïque en toiture, à une façade photovoltaïque pour augmenter la production hivernale ainsi qu’à un système de batteries en projet. Un système de gestion énergétique (EMS) coordonne les flux électriques et thermiques, de sorte que l’excédent d’énergie solaire ou hydraulique puisse être uti-

lisé pour la production de chaleur, le stockage dans la batterie ou la recharge des véhicules électriques. Avec le futur stockage, des services de flexibilité seront en outre commercialisés – via le partenaire Swiss Renewable Solutions – afin de générer des revenus supplémentaires et de soutenir la stabilité du réseau.

ACTEURS IMPLIQUÉS

Dyno AG agit comme propriétaire et exploitant des bâtiments ainsi que de la centrale hydroélectrique du site (entreprise industrielle de métallurgie : conception, tôlerie, soudage, usinage, traitement de surface, assemblage et mise en service). Swiss Renewable Solutions

est partenaire pour la planification, le financement, la construction et l'exploitation des installations photovoltaïques et de stockage, et prend en charge la commercialisation des capacités de flexibilité et d'équilibrage.

OBJECTIFS

Le projet vise à établir un système énergétique entièrement intégré et pérenne, conciliant efficacité économique, durabilité et résilience. Plus précisément, il s'agit de :

- Réduire les coûts énergétiques et la dépendance aux marchés volatils
- Accroître l'autonomie grâce à la production d'énergies renouvelables
- Améliorer la production d'électricité hivernale grâce aux façades photovoltaïques
- Permettre la flexibilité et les services d'équilibrage pour le réseau
- Préparer le site à une mobilité zéro émission

STATUT & CHIFFRES CLÉS

Le projet a dépassé la phase conceptuelle : plusieurs technologies sont déjà en service, d'autres en construction ou en planification. Ce mix illustre une approche progressive vers un couplage sectoriel complet.

- PV toiture et façade : en cours d'implémentation
- Pompe à chaleur et centrale hydroélectrique : en service
- Stockage par batterie et recharge des véhicules électriques : en planification

DONNÉES ÉNERGÉTIQUES ANNUELLES

- Production photovoltaïque : ~600 MWh (toiture et façade combinées)
- Production hydroélectrique : ~60 MWh
- Consommation électrique : ~485 MWh
- Part PV : ~30 %, extensible à >50 % avec stockage
- Part hydroélectrique : ~12 %
- Besoin en chaleur : ~300 MWh (assuré via pompe à chaleur, inclus dans la consommation électrique)



AVANTAGES ET DÉFIS

En combinant hydroélectricité, installations PV et pompe à chaleur, Dyno AG réduit déjà ses achats d'électricité, limite son exposition aux prix du marché et contribue aux objectifs climatiques. Le stockage prévu et les PV en façade amélioreront encore l'autonomie, soutiendront la stabilité du réseau et permettront la transition vers une mobilité zéro émission. Les économies de CO₂ sont déjà obtenues grâce à la pompe à chaleur et augmenteront avec l'intégration de l'e-mobilité.

Les défis résident moins dans la technologie que dans la mise en œuvre pratique :

- Horizons d'investissement longs et besoins de rénovation de toiture, partiellement compensés par le contracting PV de Swiss Renewable Solutions
- Espace limité pour les unités de stockage et les places de stationnement des employés
- Intégration complexe des systèmes sous une plateforme de gestion énergétique
- Obstacles réglementaires pour le stockage, le PV en façade et l'injection au réseau
- Exigences élevées en matière d'intégration de signaux (données de marché, prévisions météorologiques, besoins thermiques)

DONNÉES ÉCONOMIQUES

La base économique du projet Dyno AG repose sur une approche à long terme combinant des solutions de contracting et des économies d'exploitation. Le modèle de contracting PV proposé par Swiss Renewable Solutions réduit les besoins en capital initial et permet la réalisation des installations solaires malgré l'ampleur de l'investissement. D'importantes économies résultent de la production locale d'électricité issue du PV et de l'hydroélectricité. Le futur stockage ouvrira en outre l'accès aux marchés de flexibilité et d'équilibrage. Les investissements sont conçus comme des engagements de long terme et amortis sur plusieurs années, le contracting PV réduisant les besoins de capitaux propres. L'ensemble crée un modèle économique stable qui associe rentabilité et durabilité.

POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

ENSEIGNEMENTS

- La faisabilité technique n'est pas le problème – ce sont le financement et la réglementation qui sont décisifs.
- La Suisse ne dispose pas d'instruments financiers comparables à la KfW allemande, ce qui freine la mise en œuvre malgré la maturité technique avérée.
- L'absence de rémunération d'injection réduit la sécurité des investissements malgré les subventions ponctuelles.
- Les incertitudes concernant la durabilité des toitures, l'évolution des prix de l'énergie et l'électrification des flottes retardent les décisions.
- Même les projets approuvés sont souvent retardés par les gestionnaires de réseau ou les administrations locales, malgré un cadre légal établis.

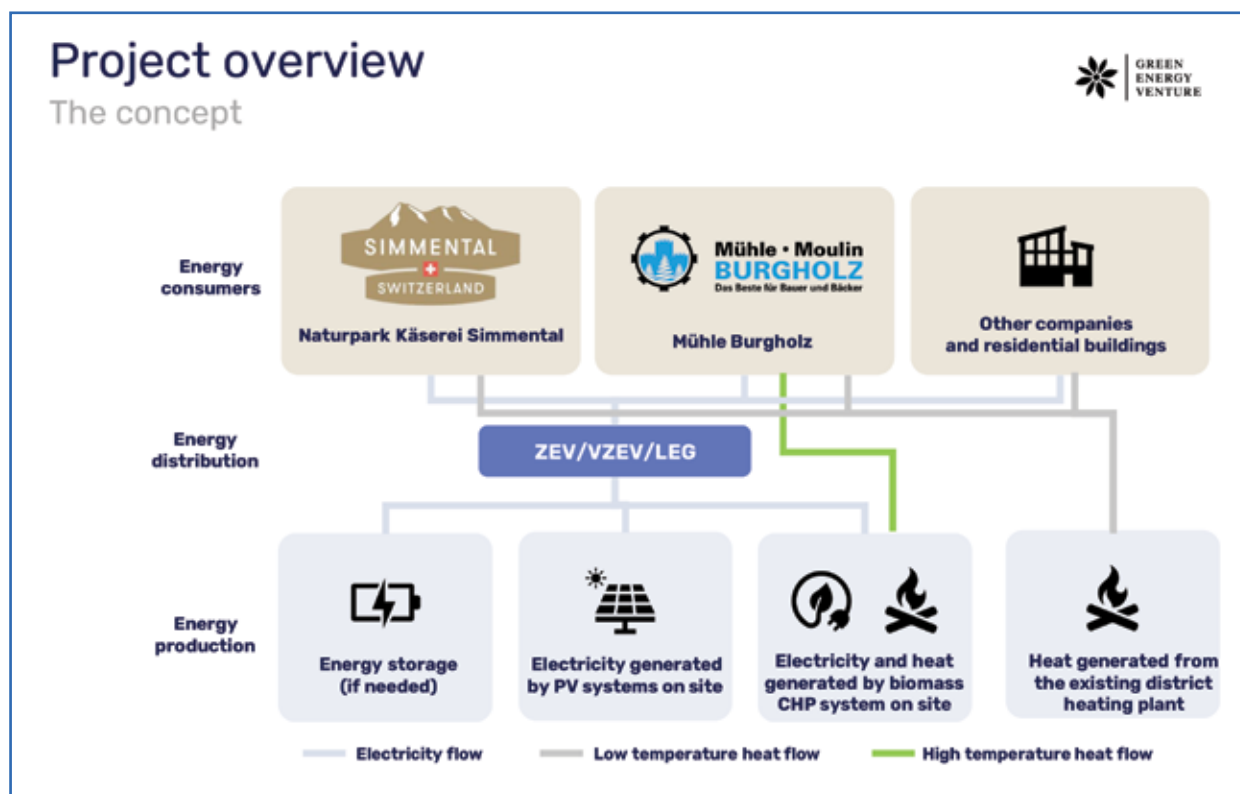
La généralisation de ce type de projet de couplage sectoriel sur les sites industriels et commerciaux pourrait considérablement soulager les réseaux électriques, réduire la dépendance aux énergies fossiles et renforcer la résilience énergétique globale. En liant production d'électricité et production de chaleur, les pointes de charge peuvent être mieux gérées, des services de flexibilité pour le réseau fournis et les émissions de CO₂ réduites à grande échelle. L'intégration de l'e-mobilité accroît encore l'autoconsommation et renforce l'attractivité des entreprises en tant qu'employeurs. ■

Exemple de projet : Plusenergiestadt Burgholz

DESCRIPTION DU PROJET

L'initiative « Plusenergiestadt Burgholz », lancée par le canton de Berne, vise à transformer la zone industrielle de Burgholz en un quartier produisant plus d'énergie qu'il n'en consomme. Couvrant près de 8 hectares au nord et 1,4 hectare au sud de la ligne ferroviaire du BLS, le site abrite des entreprises telles que Mühle Burgholz et Naturpark Käserai Simmental. La consommation annuelle

actuelle s'élève à environ 8 GWh d'électricité et 7 GWh de chaleur, l'électricité étant achetée individuellement sur le réseau national et la chaleur fournie en partie par un réseau de chauffage à distance local et en partie par des systèmes spécifiques aux bâtiments. En exploitant les infrastructures existantes ainsi que les ressources locales en biomasse et en énergie solaire, le projet cherche à démontrer comment des systèmes



énergétiques décentralisés et communautaires peuvent atteindre des réductions de CO₂ et une indépendance énergétique. En tant que projet phare de la transition énergétique régionale, il doit servir de modèle reproductible pour des zones industrielles orientées vers le climat.

ACTEURS IMPLIQUÉS

Le projet implique un large éventail d'entreprises locales, de propriétaires fonciers et d'utilisateurs d'énergie. Green Energy Venture apporte son soutien en matière de conception, de gestion de projet et de coordination des parties prenantes, notamment pour faciliter la collaboration entre entreprises et explorer des modèles juridiques et financiers viables. À mesure que le projet avance, la collaboration avec les autorités de planification et les représentants de la communauté sera essentielle. Le succès repose largement sur une forte implication des parties prenantes locales.

OBJECTIFS

L'objectif est de mettre en œuvre un système énergétique intégré et holistique grâce à :

- L'installation de systèmes photovoltaïques dans la zone industrielle
- La production de chaleur et d'électricité à partir de biomasse locale
- La création de mécanismes locaux de distribution d'électricité renouvelable
- L'intégration de systèmes de stockage par batteries (BESS) si nécessaire pour l'équilibrage des charges

STATUT& CHIFFRES CLÉS

Le projet a dépassé le stade de la conception initiale et se trouve désormais dans une phase active de mobilisation des parties prenantes et de planification préliminaire de la mise en œuvre. Les options techniques ont été définies et les entreprises locales sont consultées quant à leur participation. Parallèlement, des travaux de communication de projet et

d'identification des subventions sont en cours.

- Demande d'électricité : env. 8 GWh/an
- Demande de chaleur : env. 7 GWh/an
- CAPEX estimé : ~10 millions CHF (en tenant compte des subventions, hors BESS)
- OPEX prévu : ~0,7 million CHF/an, principalement lié à la biomasse
- Économies estimées : ~70 % par rapport aux systèmes conventionnels
- Période d'amortissement : 6–7 ans

AVANTAGES ET DÉFIS

Le projet apporte une réduction des coûts énergétiques, une autonomie énergétique accrue, une baisse des émissions de CO₂ et une possible valorisation immobilière. Les bénéfices pour la communauté incluent le soutien à l'utilisation de la biomasse locale et une meilleure autosuffisance.

LES DÉFIS INCLUENT

- Réticence à investir dans le photovoltaïque et les systèmes de chauffage
- Résistance à la mise en place de modèles coopératifs tels que LEG ou VZEV
- Scepticisme général face aux nouvelles technologies et cadres réglementaires

DONNÉES ÉCONOMIQUES

Avec un CAPEX estimé à 10 millions CHF, le modèle économique repose sur des subventions et des économies opérationnelles à long terme. Les OPEX de 0,7 million CHF proviennent principalement du coût de la biomasse. En supposant une durée de vie de 25–30 ans pour le photovoltaïque et 20 ans pour l'installation de cogénération, le système devrait générer des bénéfices financiers et environnementaux.

POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

LEÇONS TIRÉES

- Les systèmes décentralisés nécessitent une adhésion précoce et continue des parties prenantes
- La démonstration d'avantages financiers et environnementaux est essentielle pour susciter la participation
- Des services de conseil personnalisés peuvent aider à surmonter les résistances
- La flexibilité dans la planification favorise une adoption plus large

Ce projet illustre comment les zones à usage mixte – notamment celles accueillant de l'activité industrielle et artisanale – peuvent atteindre une énergie durable grâce aux ressources locales. Avec de nouveaux cadres juridiques tels que le VZEV et les LEG, d'autres communes peuvent appliquer des modèles similaires pour accélérer des transitions énergétiques décentralisées et rentables.

L'expérience pratique montre que les projets énergétiques à l'échelle d'un territoire nécessitent plus que des solutions techniques. La coordination de multiples acteurs, la réticence à investir et la mise en place de nouvelles structures juridiques telles que LEG ou VZEV restent des obstacles majeurs. Pour assurer leur déploiement à grande échelle, un soutien structuré est nécessaire : non seulement pour la planification et la technologie, mais aussi pour accompagner la coopération, réduire la charge administrative et créer un cadre fiable pour la mise en œuvre commune. ■

Niveau: Commune

Les municipalités jouent un rôle central dans la transition énergétique de la Suisse, à la fois en tant que propriétaires d'infrastructures et en tant qu'initiateur de solutions résilientes au changement climatique. Les projets suivants montrent comment les autorités locales font avancer les concepts énergétiques innovants, souvent en partenariat avec des acteurs privés et des habitants. De l'approvisionnement en chaleur décentralisé à la planification énergétique intégrée, ces initiatives sont évolutives, reproductible et alignée sur des objectifs à long terme de consommation nette zéro.



Exemple de projet : Impact de l'intégration distribution – scénarios urbains de transition

DESCRIPTION DU PROJET :

Ce projet analyse l'impact de l'intégration de pompes à chaleur (PAC) électriques dans les systèmes de chauffage urbains sur la stabilité des réseaux locaux de distribution d'électricité, en prenant la ville d'Yverdon-les-Bains (VD) comme étude de cas. Dans toute l'Europe, le remplacement des chaudières à mazout et à gaz est motivé non seulement par les politiques de décarbonisation, mais aussi par la nécessité de réduire la pollution atmosphérique dans les zones urbaines. Lorsque ces chaudières sont remplacées par des PAC, conformément aux politiques nationales et locales de décarbonation, la demande hivernale d'électricité augmente fortement, posant des risques de sous-tension et de congestion dans les réseaux basse et moyenne tension existants.

Pour évaluer ces risques, les chercheurs de la HEIG-VD ont développé un environnement de simulation basé sur Python permettant une analyse horaire précise des flux électriques sous différents scénarios de froid. L'étude compare plusieurs trajectoires – du déploiement massif des PAC à des systèmes mixtes intégrant la cogénération (CHP/KWK) – et montre que, si les PAC sont centrales pour la décarbonisation, leur généralisation peut compromettre la stabilité du réseau sans complément par la cogénération ou par des renforcements ciblés. La méthodologie est transférable à d'autres territoires urbains disposant de réseaux électriques et gaziers denses, et soutient une planification fondée sur des données probantes au-delà du cas d'Yverdon-les-Bains.

ACTEURS IMPLIQUÉS :

Projet dirigé par la HEIG-VD (Institut des Énergies)
Soutien : Services des Énergies de la Ville d'Yverdon-les-Bains (SEY)

Principaux contributeurs : Prof. Massimiliano Capezzali, Prof. Mokhtar Bozorg, Marten Fesefeldt

OBJECTIFS :

Analyser les implications techniques de différents scénarios de transition des systèmes de chauffage urbains et identifier des solutions compatibles avec le réseau. L'accent a été mis sur la compréhension de la manière dont la cogénération, les renforcements de réseau et la gestion de puissance réactive via les onduleurs PV peuvent contribuer à stabiliser le réseau en cas de forte demande hivernale.

STATUT & CHIFFRES CLÉS :

Le projet est achevé. L'outil de simulation basé sur Python est entièrement opérationnel et adaptable à d'autres zones urbaines dotés d'infrastructures électriques et gazières denses.

RÉSULTATS CLÉS À YVERDON-LES-BAINS :

- Le réseau de distribution actuel est bien dimensionné pour les charges existantes et peut absorber des pointes de demande ponctuelles.
- Une transition totale vers les PAC entraînerait :
 - Des problèmes de Sous-tension sur plusieurs nœuds du réseau
 - Surcharge de lignes basse tension
- Le remplacement des chaudières à gaz par la cogénération s'est révélé la stratégie la plus efficace :
 - La production électrique des CHP couvre la demande hivernale des PAC
 - Réduction des problèmes de sous-tension d'env. 0,05 p.u.
- Le renforcement du réseau (remplacement de câbles, réduction de résistance) diminue les surcharges mais résout peu les sous-tensions.

des pompes à chaleur sur les réseaux de du chauffage avec cogénération

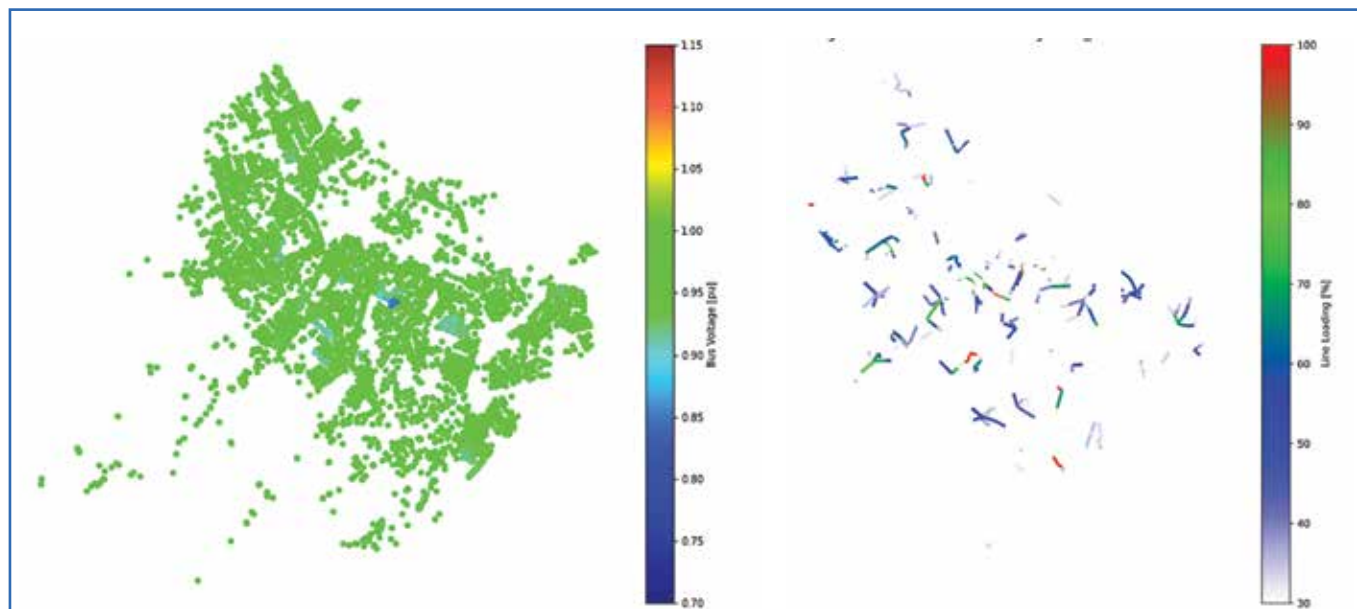


Figure 1. Distribution de la tension et de la charge de la ligne du réseau à 20 heures lors d'une journée d'hiver typique dans le scénario de pompe à chaleur complète.

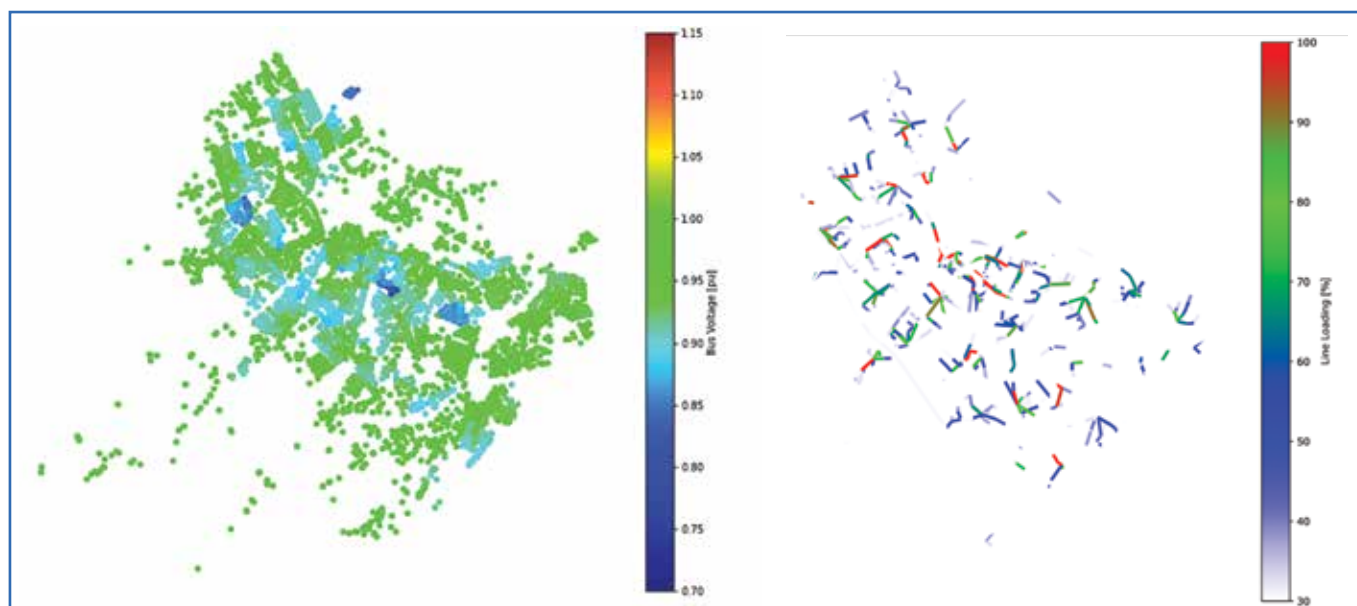


Figure 2 : Distribution de la tension et de la charge de la ligne sur le réseau à 20 h lors d'une journée d'hiver typique dans un scénario mixte de cogénération et de pompe à chaleur.

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

Tableau 1. Impact de l'injection de puissance réactive des systèmes photovoltaïques installés proposés sur la charge du réseau et le niveau de tension (où les valeurs en gras sont inférieures à celles du scénario réel).

- L'injection de puissance réactive via les onduleurs PV atténue les baisses de tension mais augmente les charges des lignes.
 - Des stratégies de contrôle simplifiées ont donné des résultats mitigés ; la combinaison PAC + cogénération apparaît comme la voie la plus équilibrée.
- Parmi les options étudiées la coordination cogénération + HP s'est avérée être la voie la plus équilibrée, tandis que le renforcement et la puissance

réactive photovoltaïque n'ont apporté qu'une aide partielle.

AVANTAGES ET DÉFIS :

Le projet fournit une méthodologie transférable et fondée sur les données pour évaluer la résilience des réseaux face à l'électrification du chauffage. Les installations PV seules ne stabilisent pas les réseaux hivernaux, mais peuvent contribuer par l'injection



de puissance réactive. La cogénération s'est montrée particulièrement efficace pour la gestion des charges hivernales, tandis que le renforcement du réseau reste coûteux mais partiellement efficace. Le défi consiste à trouver l'équilibre optimale de ces approches et à développer des stratégies de contrôle adaptées aux conditions locales.

DONNÉES ÉCONOMIQUES :

Les besoins d'investissement varient selon le scénario :

- Renforcement du réseau : coûts élevés, surtout en zones denses
- Cogénération : coûts modérés, double production chaleur/électricité → solution rentable en synergie avec les PAC
- Gestion de puissance réactive via PV : option à moindre coût, mais nécessitant une coordination précise

L'outil de simulation permet d'évaluer comparative-ment ces stratégies d'un point de vue technique et économique.



POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

ENSEIGNEMENTS

- L'adoption massive des PAC en hiver pousse les réseaux aux limites de tension et de capacité.
- La cogénération offre un double avantage : couvrir les besoins en chaleur et produire de l'électricité au bon moment, stabilisant mieux le réseau que le PV ou le renforcement seuls.
- Les installations PV ont peu d'impact en hiver ; l'injection réactive aide, mais reste limitée.
- Le renforcement du réseau soulage la congestion des lignes, mais moins efficace pour la gestion des problèmes de tension.
- Aucune approche universelle : les stratégies doivent être localisées et adaptées à chaque sous-réseau.
- Le modèle permet des tests horaires de scénarios et identifie spatialement les lignes ou les nœuds les plus critiques.

Le projet confirme que la décarbonisation des systèmes de chauffage urbains nécessite non seulement des technologies durables, mais aussi une compréhension de leurs impacts systémiques. L'approche de modélisation développée par la HEIG-VD constitue un outil pratique et transférable pour les communes et les services énergétiques, afin d'anticiper les besoins d'infrastructure, identifier les goulets d'étranglement et concevoir des trajectoires de transition résilientes en accord avec les objectifs climatiques suisses. ■



Exemple de projet : Projet Lake Energy – Steinach SG , Horn TG

DESCRIPTION DU PROJET

Le projet Lake Energy de Steinach (SG) et Horn (TG) alimente plus de 110 bâtiments résidentiels, commerciaux et industriels en chaleur et en refroidissement durables grâce à un réseau d'énergie froide. L'eau du lac de Constance est prélevée, refroidie d'environ 3 °C dans un centre énergétique central, puis restituée au lac par un circuit fermé. Un réseau secondaire, hydrauliquement séparé, distribue cette énergie à des pompes à chaleur eau/eau décentralisées installées directement dans les bâtiments. Les besoins de chauffage sont couverts avec moins de 20 % d'électricité, ce qui permet d'atteindre un coefficient de performance (COP) supérieur à 5, tandis qu'environ 40 % des bâtiments bénéficient en plus d'un rafraîchissement gratuit ou actif.

Lancé en 2023 par See Energie AG, avec la commune de Steinach comme co-actionnaire, le projet a été

conçu pour réduire la consommation d'énergies fossiles, garantir la stabilité des prix à long terme et soutenir les objectifs climatiques locaux. Dès la première année, des contrats représentant environ 80 % de la capacité totale ont été conclus. Grâce au soutien politique des communes de Steinach et Horn et à la maturité technique déjà démontrée par des projets similaires en Suisse (p. ex. Seenergie Horw/Kriens, Würth Rorschach, Migros Arbon), le système illustre les avantages écologiques et économiques pour un large éventail de bâtiments, allant de la maison individuelle aux grands sites industriels.

ACTEURS IMPLIQUÉS

L'idée d'utiliser l'eau du lac de Constance pour l'approvisionnement énergétique de Steinach a vu le jour en 2023. Sur cette base, la société See Energie AG a été créée en tant que développeur de projet

dédié. La commune de Steinach et le canton de Saint-Gall ont soutenu l'initiative par des études de faisabilité, qui ont confirmé la viabilité technique et économique. Aujourd'hui, la société est dirigée par son conseil d'administration et son équipe de gestion de projet ; environ 80 % des clients potentiels se sont déjà engagés par des contrats d'approvisionnement en énergie et de rafraîchissement gratuit.

OBJECTIFS

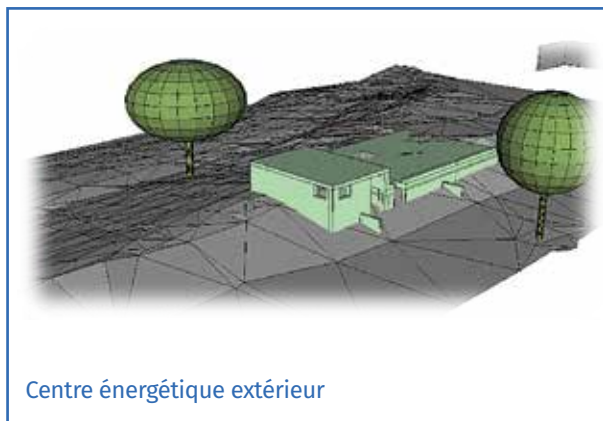
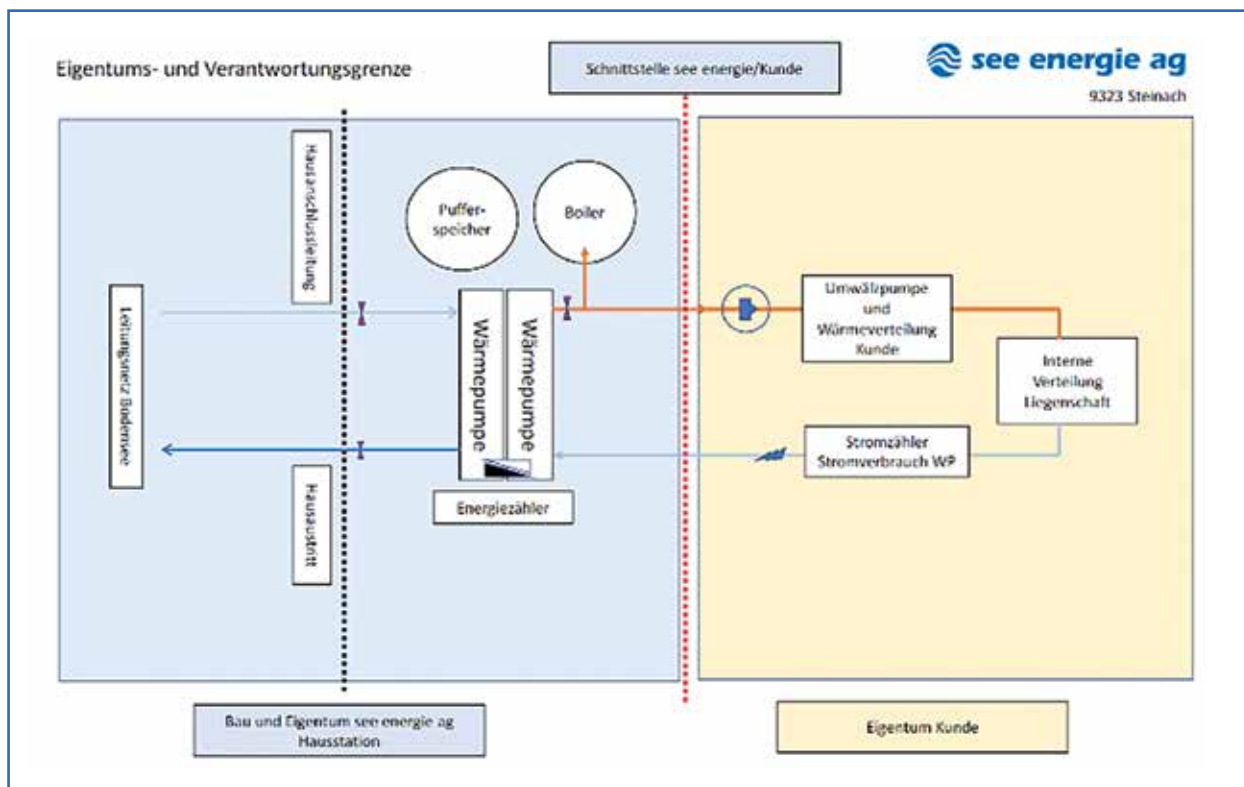
Le projet vise à réduire les émissions de CO₂ en utilisant l'eau du lac de Constance comme ressource énergétique locale et renouvelable pour le chauffage et le refroidissement. Un réseau d'anergie froide alimente plus de 110 bâtiments, où des pompes à chaleur eau/eau décentralisées atteignent un rendement saisonnier supérieur à COP 5, avec moins de 20 % d'électricité en entrée. Le système permet aussi un rafraîchissement gratuit ou actif pour environ 40 % des bâtiments connectés. Pour soutenir les objectifs climatiques 2050 et garantir la stabilité des prix, un modèle de contracting intégré couvre l'ensemble des coûts d'installation et de raccordement. Des systèmes photovoltaïques optionnels sur les bâtiments permettent en outre de réduire davantage la consommation d'électricité pour l'exploitation.



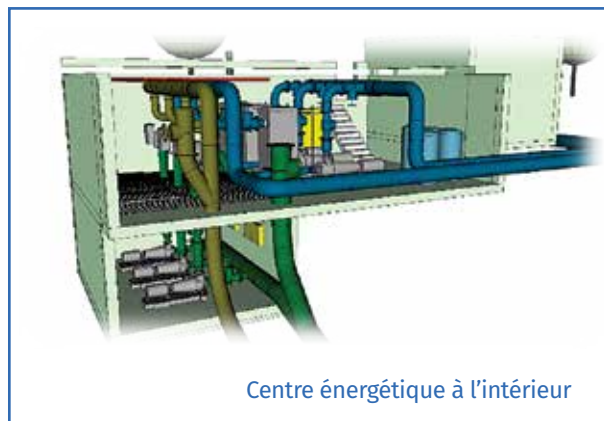
STATUT & CHIFFRES CLÉS

La mise en œuvre est en cours, avec déjà une dizaine de pompes à chaleur en service. Le réseau alimentera à terme, environ 800 logements répartis sur 110 bâtiments à Steinach et Horn seront alimentés, soit 0,2 % du potentiel thermique théorique du lac de Constance. L'installation de pompage comprend une





Centre énergétique extérieur



Centre énergétique à l'intérieur

conduite d'alimentation de 670 m et une conduite de retour de 510 m, toutes deux immergées dans le lac. Le réseau d'eau froide délivre de l'énergie à environ 6–9 °C, et les bâtiments renvoient l'eau à environ 2,5 °C. Avec les pompes à chaleur eau/eau de Hoval, des COP supérieurs à 5 sont atteints. Environ 40 % des bâtiments bénéficient en outre d'un rafraîchissement gratuit ou actif. L'intégration locale de PV reste optionnelle et est étudiée pour compenser la consommation d'électricité.

AVANTAGES ET DÉFIS

La contractualisation réussie de plus 110 bâtiments résidentiels, commerciaux et industriels – témoigne d'un fort intérêt de la communauté. Le principal défi technique a été le passage des conduites sur des terrains privés, nécessitant souvent des négociations et concessions individuelles. L'installation dans des espaces exigus s'est également révélée plus complexe que pour les systèmes fossiles. Des incertitudes réglementaires concernant le choix

du fluide (par ex. sans alcool) et les températures minimales ont ajouté de la complexité à la planification. Dans l'ensemble, le projet a progressé sans obstacles techniques majeurs et est considéré comme une réussite.

DONNÉES ÉCONOMIQUES

La demande énergétique totale du réseau est d'environ 7 GWh/an, couvrant ~800 logements répartis sur 110 bâtiments ainsi que plusieurs sites commerciaux et industriels. Cela correspond à seulement 0,2 % du potentiel thermique théorique du lac de Constance. Les clients ne paient que les coûts effectifs de l'énergie, tous les investissements en infrastructures (pompes à chaleur, raccordements, intégration système) étant inclus dans le contrat. Le projet atteint une grande efficacité avec un COP >5, ce qui limite l'entrée d'électricité à ~20 %. Des économies supplémentaires peuvent être obtenues grâce à l'installation optionnelle de PV sur site.



POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

ENSEIGNEMENTS

- La collaboration étroite avec les communes et les habitants est essentielle pour instaurer la confiance et favoriser la participation.
- Le passage du réseau d'anergie sur des propriétés privées reste un obstacle majeur et nécessite des négociations au cas par cas.
- Un modèle de contracting groupé (incluant pompe à chaleur, chaudière, raccordement, intégration) simplifie la décision des utilisateurs finaux et favorise l'adhésion.
- Des définitions juridiques claires des limites de propriété (p. ex. pompe à chaleur installée sur un terrain tiers) réduisent les malentendus et les risques.
- Les études de faisabilité et techniques menées en amont ont assuré la solidité et la scalabilité du projet ; l'intégration ultérieure de Horn a amélioré l'économie globale.
- Des typologies de bâtiments variées – de la maison individuelle au grand site industriel – peuvent être alimentées efficacement avec un concept énergétique unique, pourvu que la planification soit adéquate.

Le projet Lake Energy de Steinach/Horn illustre le fort potentiel des réseaux d'anergie froide dans les communes riveraines. Avec plus de 110 bâtiments déjà raccordés et une architecture système efficace et évolutive, le modèle montre une forte capacité de réplcation. Les partenariats stratégiques entre collectivités locales et investisseurs privés, combinés à une approche contractuelle inclusive, permettent une décarbonisation à grande échelle au niveau municipal. ■

Niveau : Canton

Au niveau cantonal, le développement décentralisé des énergies renouvelables nécessite une coordination proactive : sans elle, les réseaux électriques risquent des extensions coûteuses et inefficaces. En alignant les grands consommateurs, les pôles de mobilité, les réseaux de chaleur, les installations de stockage et les sites de production, les cantons peuvent réduire les besoins de transport, éviter des investissements inutiles dans le réseau et capter des synergies intersectorielles. Leur rôle va au-delà de l'élaboration de lignes directrices : en intégrant la planification énergétique dans l'aménagement du territoire et en orientant la coopération entre communes, services publics et industrie, les cantons veillent à ce que la transition énergétique soit mise en œuvre de manière systémique et rentable.

Exemple de projet : Concept d'expansion des infrastructures énergétiques (KAEN)

DESCRIPTION DU PROJET

Le canton de Berne élabore le Konzept Ausbau Energieinfrastrukturen (KAEN) afin de définir comment les objectifs de la stratégie énergétique cantonale pourront être atteints d'ici 2050. S'appuyant sur la révision constitutionnelle adoptée par les électeurs en 2021, qui fixe le cap vers la neutralité climatique à l'horizon du milieu du siècle, le concept définit comment la demande en électricité et en chaleur sera couverte à partir de sources renouvelables. Il traite non seulement de la production, mais aussi de la distribution, du stockage et de l'utilisation de l'électricité de manière coordonnée. L'objectif est d'intégrer la production, la transformation et la consommation dans une approche cohérente d'approvisionnement énergétique durable. Au cœur du concept se trouvent la désignation spatiale des infrastructures énergétiques et l'identification des installations présentant une pertinence territoriale, afin que les dispositions correspondantes puissent être ancrées dans le plan directeur cantonal.

ACTEURS IMPLIQUÉS

Le projet est dirigé par l'Office cantonal de l'environnement et de l'énergie du canton de Berne, appuyé par une équipe réunissant des représentants de différents services cantonaux. Les parties prenantes externes incluent des associations professionnelles, des fédérations régionales et communales, ainsi

que BKW en tant qu'entreprise de services publics et gestionnaire de réseau. De plus, des mandats externes sont confiés pour des tâches telles que l'identification de zones et de sites potentiels pour les infrastructures ou la réalisation d'analyses juridiques. Cette large implication d'acteurs administratifs et externes garantit que les aspects techniques, réglementaires et d'aménagement du territoire sont abordés de manière intégrée.

OBJECTIFS

Le concept KAEN définit comment le canton de Berne coordonnera l'expansion des énergies renouvelables et le couplage sectoriel jusqu'en 2050. Ses principaux objectifs sont de :

- Définir des trajectoires d'expansion de l'électricité renouvelable à l'horizon 2035 et 2050.
- Désigner des zones adaptées pour des installations de grande envergure d'importance cantonale ou nationale.
- Identifier les grands consommateurs et les aligner sur la planification de la production et des infrastructures.
- Intégrer des solutions de stockage et de distribution pour renforcer la sécurité d'approvisionnement.
- Formuler des recommandations pour la mise à jour du plan directeur cantonal et proposer des stratégies afin de transformer les sites désignés en projets concrets.

STATUT & CHIFFRES CLÉS

Le projet est en cours et sera publié sous forme d'avant-projet à l'hiver 2025, puis soumis au gouvernement cantonal. Les résultats spatialement pertinents seront intégrés dans le plan directeur cantonal.

- Finalisation du projet : hiver 2025
- Dépenses externes : env. CHF 50000 (la majorité des travaux est effectuée par le canton)
- Méthodologie : principalement basée sur des analyses SIG à partir de bases de données cantonales et de géodonnées publiques
- Base de données : analyses SIG, plateforme cantonale Énergie & Climat, contributions des gestionnaires de réseau
- Objectifs d'expansion : +4500 GWh d'électricité renouvelable d'ici 2035, +8700 GWh d'ici 2050 (par rapport à 2006)
- Principales sources considérées : hydraulique, photovoltaïque, éolien, biomasse
- Le concept illustre où se situe les potentiels spaciaux pour réaliser l'expansion ciblée de manière rentable d'ici 2050

BÉNÉFICES ET DÉFIS

Le KAEN offre au canton de Berne une base structurée pour coordonner l'expansion des énergies renouvelables à travers la production, le stockage et la consommation. En désignant des zones pour les infrastructures et en les intégrant dans le plan directeur cantonal, le concept accélère l'identification des sites, simplifie les procédures d'approbation et crée de la sécurité pour les investisseurs et les développeurs.

DÉFIS

- La collecte de données requiert la contribution de nombreux acteurs et mobilise beaucoup de ressources.
- Une couverture complète de tous les projets en cours et planifiés ne peut être atteinte.
- Le processus repose sur des hypothèses pragmatiques et l'acceptation de lacunes d'information.

DONNÉES ÉCONOMIQUES

Le KAEN est développé principalement dans le cadre du mandat cantonal, avec des coûts externes limités

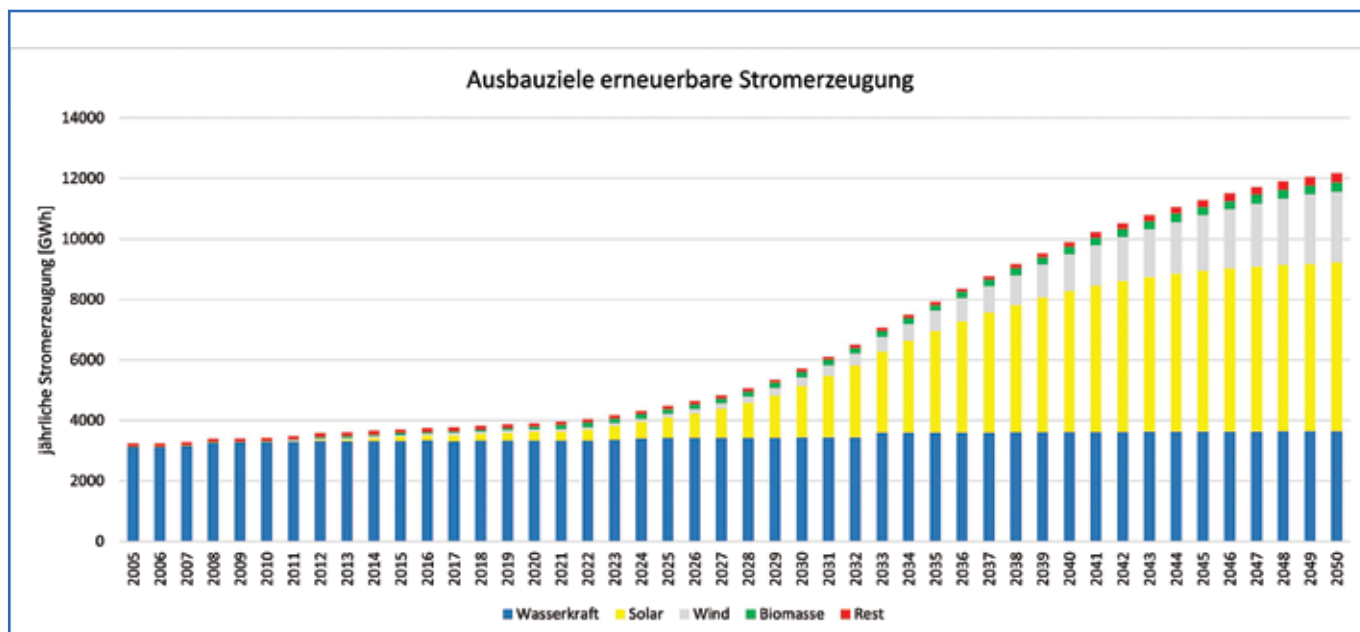


Figure 1 : Objectifs d'expansion de la production d'électricité renouvelable selon la stratégie énergétique



à environ CHF 50000. L'analyse repose sur les données SIG, la plateforme cantonale Énergie & Climat et les contributions des gestionnaires de réseau. Selon la stratégie énergétique, la production d'électricité renouvelable dans le canton de Berne doit augmenter d'environ 4500 GWh d'ici 2035 et 8700 GWh d'ici 2050 par rapport à 2006. Le concept définit donc des trajectoires spécifiques d'expansion pour l'hydraulique, le photovoltaïque, l'énergie éolienne et la biomasse comme principaux vecteurs énergétiques.

L'expérience au niveau cantonal montre que la transition énergétique ne peut réussir sans coordination spatiale ni cadres réglementaires clairs. Des concepts comme le KAEN démontrent comment une planification stratégique peut réduire les obstacles à l'approbation, abaisser les coûts du système, offrir plus de sécurité aux investisseurs et garantir que l'expansion des renouvelables s'aligne sur les objectifs climatiques à long terme. Pour la Suisse dans son ensemble, cela souligne l'importance pour les cantons de jouer un rôle moteur : non pas en remplaçant les initiatives locales, mais en les reliant dans une perspective systémique alignant production, consommation et développement des infrastructures.

POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

LEÇONS TIRÉES

- Les conditions réglementaires en matière d'aménagement du territoire et de droit de la construction restent exigeantes pour le développement des renouvelables et du couplage sectoriel.
- Pour les nouvelles technologies telles que le photovoltaïque au sol, les électrolyseurs, les hubs de mobilité électrique et les applications de l'hydrogène, les connaissances comme les réglementations sont encore limitées.
- La collecte de toutes les informations nécessaires est complexe et rarement exhaustive, ce qui requiert des approches pragmatiques et l'acceptation de lacunes (« Mut zur Lücke »).

L'expansion décentralisée des énergies renouvelables en Suisse pourrait être mieux alignée sur les infrastructures existantes et la demande future grâce à des concepts similaires au niveau cantonal. Un couplage sectoriel ciblé permet de créer des synergies qui réduisent les besoins d'extension du réseau et de capacité de stockage, diminuant ainsi la dépendance aux importations et les coûts de production. Le KAEN constitue ainsi un exemple de la manière dont les cantons peuvent assumer un rôle de coordination en matière de planification, de réglementation et d'implication des parties prenantes, contribuant à accélérer la transition énergétique en ligne avec les objectifs climatiques nationaux. ■



Exemple de projet : Stratégie climatique de Thoune

DESCRIPTION DU PROJET

En 2019, à la suite d'une motion de la jeunesse, la ville de Thoune a déclaré l'urgence climatique et s'est engagée à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. L'administration municipale s'est fixé un objectif encore plus ambitieux : zéro émission nette d'ici 2035. Le conseil communal a chargé le service de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mobilité d'élaborer une stratégie climatique, approuvée avec un budget dédié. La stratégie a été

élaborée dans un processus participatif impliquant les entreprises locales, les experts et les citoyens afin d'assurer un large soutien. Le couplage sectoriel n'est pas traité comme une mesure isolée, mais comme une direction d'attaque inscrite dans la feuille de route et intégrée au plan d'action. Les mesures clés incluent une analyse de regroupement pour le remplacement des systèmes de chauffage, un soutien accru à l'efficacité énergétique et au photovoltaïque, un déploie-



ment ciblé des bornes de recharge pour véhicules électriques, ainsi que le « Living Lab Thoun » comme plateforme expérimentale pour tester des solutions intersectorielles.

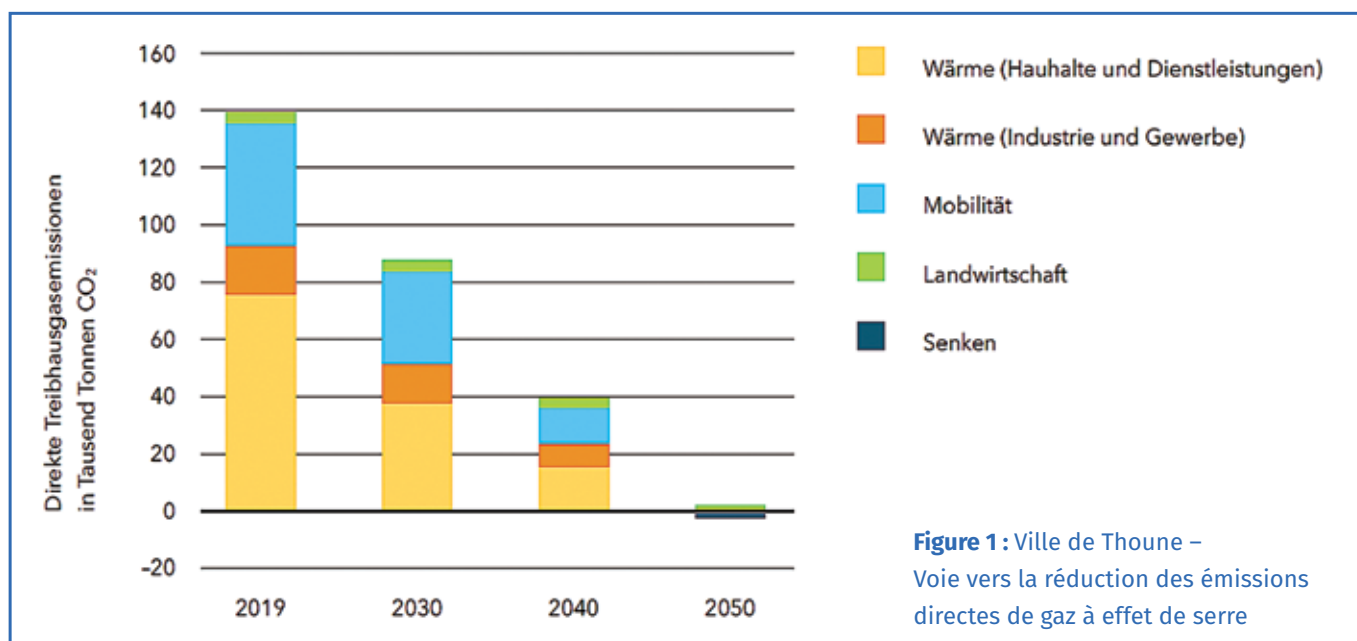
ACTEURS IMPLIQUÉS

La ville de Thoun dirige le développement et la mise en œuvre par le biais du service spécialisé Environnement, Énergie et Mobilité. La supervision politique est assurée par le conseil municipal et le parlement de la ville. Les partenaires externes incluent les fournisseurs d'énergie locaux, les bureaux de planification, les coopératives d'habitation, les universités et les bureaux d'ingénieurs. Le soutien est également assuré par des programmes nationaux (par ex. EnergieSchweiz) et par le projet européen Horizon 2020 2ISECAP.

OBJECTIFS

La stratégie climatique fournit une feuille de route à long terme et un plan d'action à court et moyen terme pour :

- Atteindre la neutralité carbone à Thoun d'ici 2050 (administration municipale d'ici 2035).



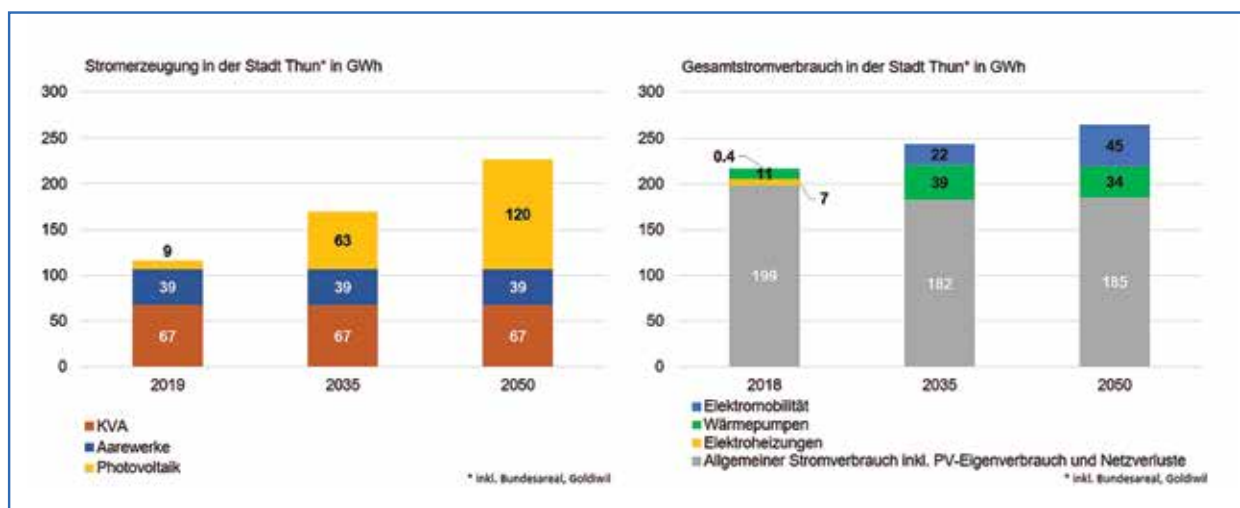


Figure 2 : Le potentiel à long terme des énergies renouvelables (notamment l'énergie solaire) montre que l'approvisionnement en électricité peut être constitué majoritairement d'énergies renouvelables d'ici 2050 grâce à de nouvelles améliorations de l'efficacité.

- Intégrer le couplage sectoriel dans les domaines de l'énergie, de la mobilité et du bâtiment.
- Fournir des étapes claires de mise en œuvre, des calendriers et un suivi.
- Assurer une large participation des entreprises locales, des experts et des habitants.

STATUT & CHIFFRES CLÉS

La stratégie climatique est déjà opérationnelle, avec la feuille de route approuvée et les

premières mesures du plan d'action en cours de mise en œuvre. Les progrès sont suivis de manière systématique afin d'assurer la transparence et la cohérence avec les objectifs climatiques de long terme.

- Feuille de route et plan d'action 2023–2026 adoptés, premières mesures engagées
- Suivi : rapports intermédiaires tous les 2 ans, évaluation complète tous les 4 ans
- Prochain plan d'action prévu pour 2027–2030



- Mesures exemplaires : analyse de cluster chauffage, expansion du photovoltaïque, pilote recharge VE, Living Lab Thoune

BÉNÉFICES ET DÉFIS

La stratégie climatique réunit la politique, l'administration, les entreprises et les citoyens, garantissant une large légitimité, un ancrage local et une plus grande acceptation publique. En intégrant le couplage sectoriel à la fois dans la stratégie climatique et dans la vision Smart City, la ville bénéficie de synergies entre les départements. Les financements ciblés permettent de transformer les projets pilotes de la vision à la pratique et renforcent la capacité globale de mise en œuvre.

Des défis subsistent, en particulier lors de la mise en œuvre :

- Des ressources administratives internes limitées

nécessitent un soutien externe des universités et des bureaux d'ingénieurs.

- Le financement dépend de subventions ciblées et d'une planification précoce et coordonnée.
- Les délais de mise en œuvre sont affectés par des processus d'approbation complexes et des priorités concurrentes au sein de l'administration.

DONNÉES ÉCONOMIQUES

La ville estime les coûts du plan d'action 2023–2026 à CHF 1,1–1,6 million, financés par le budget financier municipal et des contributions externes (EnergieSchweiz, Horizon 2020). De nombreuses mesures génèrent des bénéfices économiques indirects en réduisant la demande énergétique, en soutenant le déploiement des renouvelables et en stimulant l'activité économique locale.

POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

LEÇONS TIRÉES

- L'intégration intersectorielle fonctionne le mieux lorsque la stratégie climatique et la planification Smart City sont alignées.
- Une forte participation de la politique, de l'administration, des entreprises et des citoyens accroît l'acceptation et l'impact.
- Le soutien externe allège la charge administrative et améliore la qualité des projets.
- Une planification financière précoce et l'accès aux subventions sont essentiels pour transformer une stratégie en actions concrètes.
- Les villes moyennes peuvent jouer un rôle pionnier si le couplage sectoriel est intégré de manière stratégique et opérationnalisé à travers des plans d'action concrets et progressifs.

Thoune démontre que le couplage sectoriel peut être efficacement intégré dans les stratégies climatiques municipales et mis en œuvre de manière structurée. En inscrivant les mesures intersectorielles dans une feuille de route stratégique et un plan d'action, les communes créent les bases pour une mise en œuvre coordonnée dans les domaines de l'énergie, de la mobilité et du bâtiment. L'approche de Thoune souligne l'importance d'un alignement précoce des parties prenantes, d'une clarté réglementaire et de ressources dédiées, offrant un modèle transférable à d'autres villes et communes suisses souhaitant accélérer leur chemin vers la neutralité carbone. ■





Niveau : Région

Les initiatives régionales démontrent comment des sources d'énergie renouvelables complémentaires, une exploitation intelligente des systèmes et l'expérimentation appliquée contribuent à la construction de systèmes énergétiques résilients avant leur déploiement à grande échelle. Plutôt que de privilégier les technologies individuelles, l'accent est mis sur l'interaction entre différentes sources, l'intégration de la flexibilité et la capacité à tirer des enseignements pratiques des opérations réelles.

Le Swiss Energypark – une version miniature de la Suisse de 2050

DESCRIPTION DU PROJET

Situé à cheval entre les cantons de Berne et du Jura, le Swiss Energypark rassemble une production d'électricité renouvelable variée qui couvre annuellement entre 80 et 90% des besoins des 23000 habitants qui sont desservis par le réseau de la Société des forces Électriques de la Goule. Tout a commencé par l'impulsion d'une poignée d'industriels visionnaires qui sont allés capter l'électricité hydraulique du Doubs pour alimenter l'industrie horlogère à la fin du XIXème siècle. Un siècle plus tard, en 1992, la plus grande centrale photovoltaïque d'Europe est construite alors que la filière est encore balbutiante. Ce projet a pour objectif de démontrer la fiabilité de cette technologie par la réalité. La centrale d'origine est toujours en place et son monitoring montre une dégradation de 7.5% de ses performances au cours des 33 dernières années. Dès la fin des années 90, Juvent installe un parc éolien composé de 16 éoliennes qui - après deux repowering - atteint une puissance nominale de plus de 37 MW soit plus de la moitié de la production éolienne nationale. Et finalement, au début des années 2010, des smartmeters sont installés chez tous les clients desservis par le réseau.

ACTEURS IMPLIQUÉS

Au cours des prochaines années, le Swiss Energypark va accueillir une installation photovoltaïque importante dans le cadre de l'initiative Solar Express. Elle va ajouter environ 5 GWh d'électricité supplémentaire durant la saison hivernale.

Avec une telle production renouvelable et locale, le Swiss Energypark est une version miniature de la Suisse en 2050. Il est naturellement une région pilote qui permet d'observer la complémentarité des différentes sources renouvelables.

OBJECTIFS

L'un des grands enjeux reste cependant de faire coïncider production et consommation en temps réel. C'est ici que la complémentarité du mix joue un rôle essentiel, car elle permet une augmentation significative de l'autoconsommation directe. Cette dynamique, au cœur du Swiss Energypark, s'inscrit pleinement dans les réflexions sur la flexibilité et le couplage sectoriel.

Le Swiss Energypark offre aussi une opportunité unique de tester des solutions innovantes en matière de flexibilité énergétique, en ancrant la transition dans l'expérience concrète du terrain. Les projets de recherche sont de différentes natures :

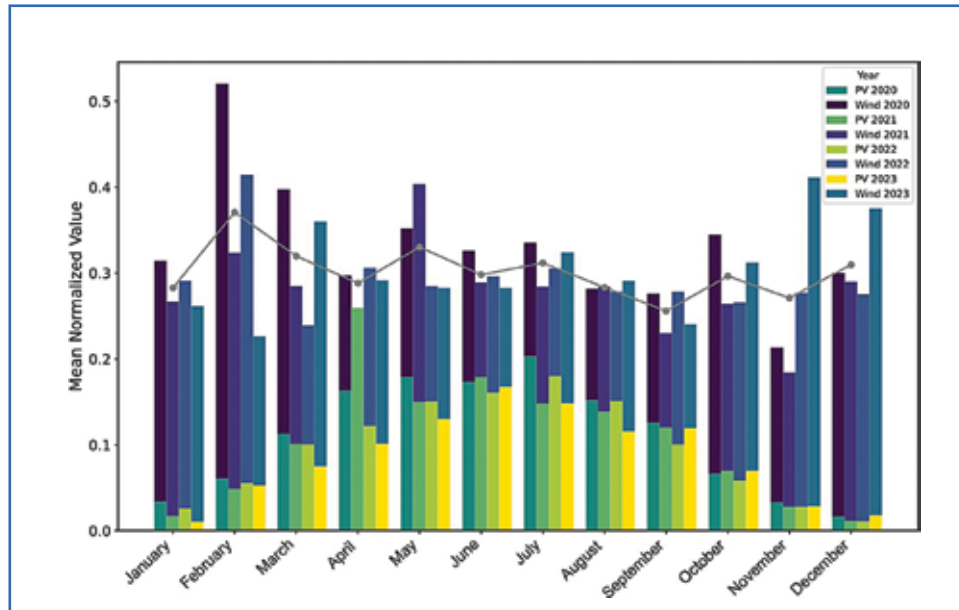
- Physiques comme le projet CircuBAT
- Digitaux le Swiss Energypark a développé son propre jumeau numérique
- Comportementaux comme le projet InfiNeed 2

CHIFFRES CLÉS

Graphique et image Les graphiques ci-dessous présentent les productions photovoltaïque et éolienne normalisées entre 2020 et 2023 au niveau de la Suisse. Le premier illustre une tendance marquée : la pro-

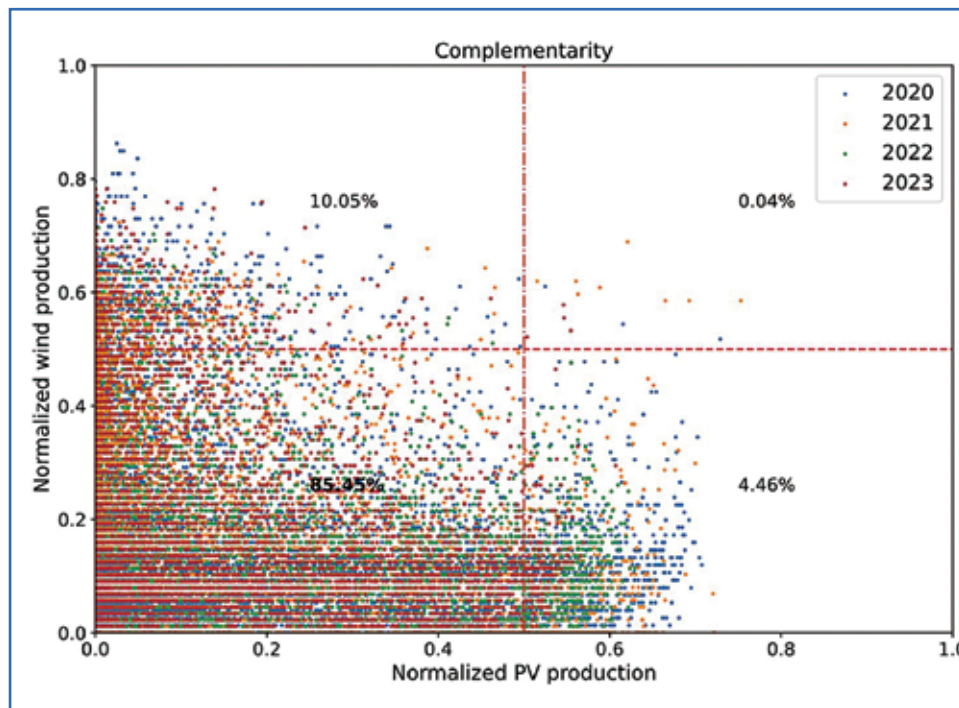
duction solaire atteint ses maxima en été, tandis que l'éolien est plus élevé en hiver, renforçant leur complémentarité saisonnière. Il confirme une perception intuitive qui place naturellement la production photovoltaïque hivernale en dessous de sa production estivale. Cependant, le second graphique, basé sur plus de 35 000 points horaires, montre que dans 85,45

% des cas, au moins une des deux sources est active, limitant les situations de double absence. À l'inverse, une production simultanée proche des maximums théoriques ne survient que 0,04 % du temps, ce qui réduit considérablement les risques de congestion du réseau. Cette étude montre clairement une forte complémentarité aussi au niveau horaire.



Graphique 1 :

Corrélations mensuelles entre la production solaire photovoltaïque et éolienne pour la période 2020-2023. Source : Rapports sur l'énergie (juin 2025) : « L'éolien dans un paysage suisse dominé par le solaire photovoltaïque ».



Graphique 2 :

Corrélations horaires entre la production solaire photovoltaïque et éolienne, toutes années confondues (2020-2023). Source : Rapports sur l'énergie (juin 2025) : « L'éolien dans un paysage suisse dominé par le solaire photovoltaïque ».



ENSEIGNEMENTS TIRÉS ET POTENTIEL DE REPRODUCTION EN SUISSE

L'analyse montre qu'un système 100 % solaire ou 100 % éolien nécessite de grandes capacités de stockage pour garantir l'équilibre. En revanche, un mix bien calibré permet de réduire ces besoins de moitié. Ce qui rend cette configuration précieuse pour le couplage sectoriel, c'est qu'elle agit comme un amortisseur naturel. La complémentarité des sources permet de lisser les variations et limite le besoin de recourir à des équipements de secours ou des réserves massives. Cela permet d'éviter des dépenses importantes en infrastructures lourdes, en stockage redondant ou en importations.

En cela, le Swiss Energypark ne répond pas aux limites d'un système existant : il anticipe une situation future souhaitée. Il offre une démonstration en conditions réelles de ce que pourrait être un territoire où la complémentarité des sources constitue, en soi, une forme de couplage sectoriel structurel.

Le Swiss Energypark démontre qu'un territoire peut incarner, en avance, les principes d'un système énergétique résilient. Trois points clés émergent :

- Un mix énergétique complémentaire qui agit comme stabilisateur structurel du réseau
- Une expérimentation locale qui permet d'anticiper les leviers d'équilibrage et augmente l'acceptabilité
- Un réseau qui devient non plus un goulot d'étranglement, mais une plateforme d'innovation vivante et accessible. ■

Niveau : National

À l'échelle nationale, le couplage sectoriel est essentiel pour équilibrer le système énergétique suisse au fil des saisons. Les technologies Power-to-X relient l'électricité au gaz, à la chaleur et à l'industrie, offrant à la fois des capacités de stockage et de flexibilité. En convertissant l'électricité renouvelable excédentaire en combustibles synthétiques et en les intégrant dans les infrastructures existantes, de tels projets contribuent à combler le déficit d'approvisionnement hivernal, à réduire les émissions de CO₂ et à renforcer la résilience du système. Le projet GreenGas à Aigle illustre comment la Suisse peut développer une trajectoire évolutive vers un gaz neutre en carbone.



Figure 1 : Centre de contrôle et de surveillance (CSA) à Aigle (VD)

Exemple de projet : GreenGas

DESCRIPTION DU PROJET

Le projet GreenGas est la vitrine Power-to-X de Gaznat, située dans son Control & Surveillance Centre (CSA) à Aigle. Une installation photovoltaïque de toiture de 487 kWp alimente un électrolyseur alcalin de 0,5 MW produisant de l'hydrogène. Celui-ci réagit avec du CO₂ capté localement dans un réacteur de méthanation de 225 kWth pour produire du méthane synthétique de qualité réseau. Le système atteint un rendement de conversion de plus de 99 % par passage, tandis que la chaleur résiduelle est récupérée pour couvrir plus de la moitié des besoins du bâtiment. L'hydrogène et le CO₂ liquide sont stockés sur site, et l'installation est directement raccordée au réseau de gaz haute pression. Conçu en 2018 avec l'EPFL et GRZ Technologies, le site a été mis en service en 2023 et fonctionne désormais comme un « Innovation Lab » ouvert.

ACTEURS IMPLIQUÉS

Le projet est détenu et exploité par Gaznat SA, l'opérateur du réseau de gaz pour la Suisse romande. Les partenaires clés comprennent l'EPFL (Laboratoire des matériaux pour les énergies renouvelables et Laboratoire des séparations avancées), GRZ Technologies, Green Hydrogen Systems, Planair, OIKEN ainsi que plusieurs entreprises EPC. Le soutien public a été apporté par l'Office et le fonds de recherche et développement de l'industrie gazière suisse (administré par l'Association de l'industrie gazière suisse VSG, qui opère aujourd'hui sous la marque Gazenergie).

OBJECTIFS

Le projet GreenGas poursuit plusieurs objectifs :

- Démontrer un système power-to-gas en boucle fermée utilisant des énergies renouvelables locales et du CO₂ capté

- Décarboner les opérations du site CSA de Gaznat
- Réduire les risques liés à la méthanation et à la capture de CO₂ par membrane de graphène pour un déploiement commercial futur
- Offrir une plateforme ouverte pour la R&D, l'innovation et la sensibilisation du public

STATUT & CHIFFRES CLÉS

Depuis sa mise en service en août 2023, l'installation GreenGas fonctionne comme vitrine à l'échelle pilote pour le power-to-gas en Suisse. Avec 5,8 millions CHF investis – dont des contributions fédérales, cantonales et industrielles – le site fournit des données de performance mesurables pour orienter les futurs déploiements.

- Installation PV de 487 kWp (1219 panneaux) alimentant un électrolyseur de 0,5 MW
- Production d'hydrogène : env. 195 kg/jour
- Réacteur de méthanation : 225 kWth, ≈2 GWh de méthane synthétique/an, >99 % d'efficacité en un seul passage
- Rendement du réacteur : 83 % (PCI) ; utilisation de l'électrolyseur >4000 h/an

- Valorisation de chaleur : >50 % des besoins du bâtiment
- Capture de CO₂ : 10 kg/jour avec une feuille de route vers 45 kg/h
- Émissions évitées : ≈600 t CO₂/an

AVANTAGES ET DÉFIS

L'installation GreenGas démontre la première intégration en Suisse du photovoltaïque, de l'hydrogène, de la capture de CO₂ et de l'injection dans le réseau gazier au sein d'une installation modulaire unique. Elle offre un haut niveau d'intégration thermique et fonctionne comme un laboratoire vivant pour les start-ups et la recherche.

Défis de mise à l'échelle et réglementaires :

- Décalage saisonnier, avec déficit de production PV en hiver
- Membranes de CO₂ et catalyseurs encore au stade pilote et coûteux
- Procédures d'autorisation complexes couvrant plusieurs régimes (ATEX, PED, qualité du gaz)
- Les règles actuelles de mélange limitent la part de CH₄ synthétique injectée dans le réseau

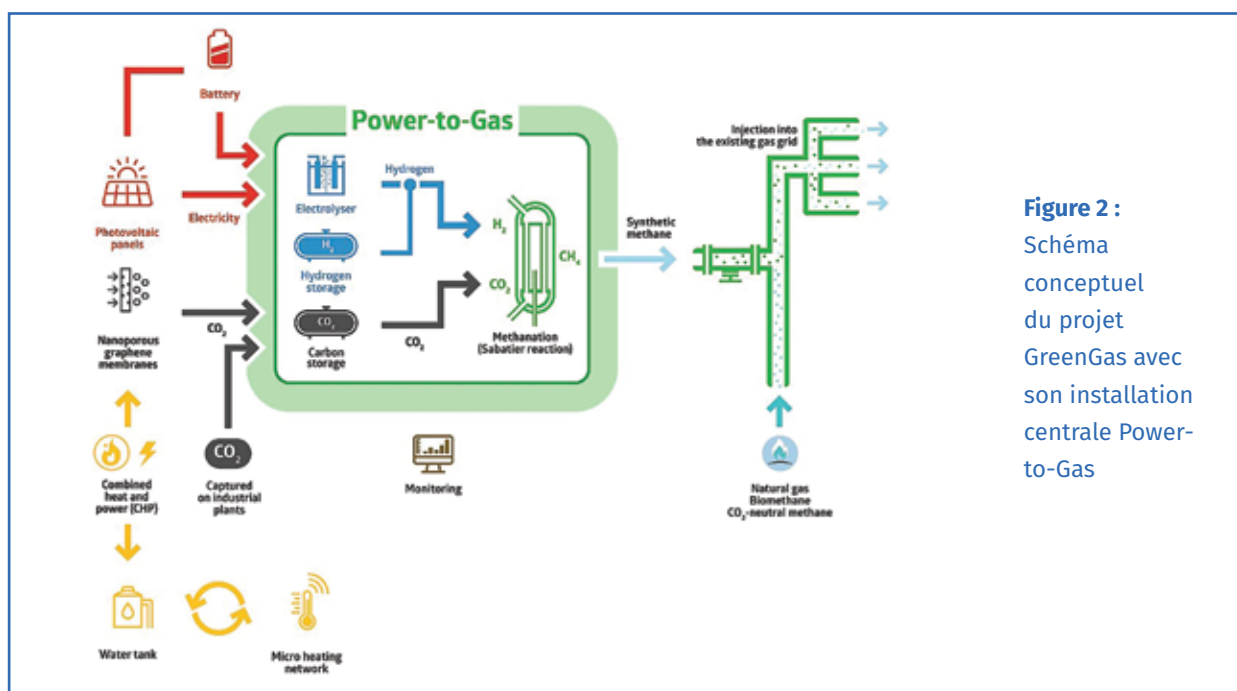


Figure 2 :
Schéma
conceptuel
du projet
GreenGas avec
son installation
centrale Power-
to-Gas

DONNÉES ÉCONOMIQUES

Le projet GreenGas a nécessité un investissement total d'environ 5,8 millions CHF, financé par un mélange de subventions fédérales, cantonales et industrielles. Les coûts d'exploitation sont dominés par l'électricité et la maintenance. Le pilote vise des coûts de production inférieurs à 0,12 CHF/kWh de méthane synthétique. Le coût nivelé de l'électricité issue de l'installation PV est estimé à env. 0,07 CHF/kWh, tandis que le méthane synthétique atteint actuellement 0,12–0,15 CHF/kWh. Avec la montée en échelle, les coûts pourraient descendre sous 0,09 CHF/kWh d'ici 2030. Aux niveaux d'utilisation actuels, l'amortissement est projeté sur 12 à 15 ans. En tant

que site de démonstration, le modèle économique est avant tout orienté vers la recherche, avec une valeur commerciale future attendue via des carburants à émissions négatives et des services au réseau. Les initiatives au niveau national montrent que la transition énergétique de la Suisse dépend de cadres capables d'intégrer les technologies entre secteurs tout en garantissant la viabilité économique et la sécurité d'approvisionnement. En alignant réglementation, infrastructures et signaux de marché, l'échelle nationale fournit la base sur laquelle les efforts cantonaux et régionaux peuvent se développer, garantissant que les innovations locales contribuent à un système énergétique résilient et cohérent.

POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

ENSEIGNEMENTS

- Des unités PtG containerisées de 0,5 MW peuvent être installées sur des sites de comptage existants sans travaux civils majeurs.
- L'utilisation de petits tampons H₂ à base d'hydrures s'est révélée plus rentable que le surdimensionnement de l'électrolyseur.
- La méthanation en un seul passage atteint plus de 99 % d'efficacité, avec une chaleur récupérée couvrant environ 50 % des besoins du bâtiment.
- Les membranes de CO₂ en graphène et les catalyseurs au ruthénium fonctionnent bien mais restent coûteux et au stade pilote.
- Les procédures d'autorisation sont fragmentées (ATEX, PED, qualité du gaz), soulignant la nécessité d'un parcours unique pour le PtX.
- Un « Innovation Lab » ouvert accélère la R&D et favorise l'acceptation publique.

Le modèle GreenGas montre comment le power-to-gas peut être intégré dans les infrastructures existantes avec une forte pertinence nationale. Le déploiement d'unités similaires sur les 15 stations de Gaznat pourrait remplacer environ 0,3 TWh de gaz fossile et réduire de 80 000 t les émissions de CO₂ chaque année. Un parc PtG d'1 GW pourrait couvrir près de 20 % de la demande gazière hivernale, de réduire 1 Mt de CO₂ par an et fournir 500 MW de flexibilité de consommation. Pour passer à l'échelle, il faut des contrats d'achat d'électricité renouvelable à long terme (PPA) ou un raccordement direct, des flux fiables de CO₂ ainsi qu'une procédure d'autorisation unique. Des quotas de mélange de gaz vert, un soutien CAPEX via des subventions ou des contrats pour différence (CfD), ainsi qu'une production industrielle de membranes et de catalyseurs permettraient de réduire encore les coûts et d'accélérer le déploiement. ■

Niveau : International

À l'échelle internationale, les projets de couplage sectoriel démontrent comment des technologies éprouvées à grande échelle peuvent accélérer la décarbonation et établir des standards pour une réplication ailleurs. Des exemples transfrontaliers démontrent comment la Suisse peut à la fois apprendre de l'innovation mondiale et y contribuer.





Exemple de projet : Méga-pompes à chaleur – Esbjerg, Danemark

DESCRIPTION DU PROJET

À Esbjerg, au Danemark, deux méga-pompes à chaleur au CO₂ de 35 MW ont été mises en service en décembre 2024 pour décarboner le réseau de chauffage urbain. Utilisant l'eau de mer à 1-3 °C en hiver comme source de chaleur, les pompes remplacent une partie d'une centrale à charbon mise à l'arrêt et alimentent désormais plus de 25'000 foyers, soit environ 100'000 personnes, en chaleur renouvelable. soutenu par un réservoir thermique de 25'000 MWh et une centrale biomasse, le système s'intègre dans le réseau énergétique plus large et assure à la fois des services de chauffage et d'équilibrage du réseau. Réalisé par le gestionnaire local DIN Forsyning en partenariat avec Everllence Switzerland (anciennement MAN Energy Solutions), le projet représente la plus grande installation de pompe à chaleur CO₂ opérationnelle au monde, exploitant une

prise d'eau de mer de 4'000 litres par seconde comme source de chaleur principale.

ACTEURS IMPLIQUÉS

Le projet est porté par DIN Forsyning, le fournisseur local d'Esbjerg, propriétaire et exploitant de l'installation. Everllence Switzerland a fourni le système complet clés en main, y compris les compresseurs HOFIM® en tant que technologie centrale, garantissant innovation et fiabilité. L'initiative a été rendue possible grâce au soutien politique danois pour la sortie du charbon ainsi qu'à des partenaires locaux d'ingénierie et de construction.

OBJECTIFS

Le projet Esbjerg visait non seulement à éliminer la chaleur issue du charbon, mais aussi à servir de pro-

jet phare montrant comment les méga-pompes à chaleur peuvent ancrer la transition énergétique à l'échelle d'une ville. Ses objectifs couvrent l'impact local et la valeur de démonstration internationale :

- Fournir un chauffage urbain renouvelable à l'échelle d'une ville entière.
- Démontrer la faisabilité technique et économique des méga-pompes à chaleur au CO₂.
- Favoriser le couplage sectoriel en reliant électricité, chaleur et stockage.
- Offrir flexibilité au système grâce aux services d'équilibrage et au stockage thermique.
- Établir une référence internationale reproductible pour la décarbonation à grande échelle.
- Nouveaux plans de couplage : refroidissement d'un centre de données voisin et d'une usine d'hydrogène.

STATUT & CHIFFRES CLÉS

Depuis leur mise en service en décembre 2024, les deux pompes fonctionnent comme une démonstra-

tion à grande échelle de décarbonation du chauffage urbain en Europe. Le projet apporte des bénéfices systématiques mesurables en matière de réduction des émissions de CO₂, de flexibilité du réseau et d'efficacité thermique.

- Capacité installée : 2 × 35 MW pompes à chaleur CO₂
- Alimentation en chaleur : >25000 foyers / 100000 personnes via le chauffage urbain
- Stockage thermique : réservoir de 25000 MWh (1-3 jours d'approvisionnement)
- Source complémentaire : intégration biomasse co-génération
- COP : ~3,1 avec eau de mer à 1-3 °C en hiver ; >4,0 à 16-18 °C en été
- Économies de CO₂ : >100000 t/an vs charbon
- Composants clés : deux compresseurs suisses HOFIM® (11 MW chacun)
- En service depuis T4 2024
- Services d'équilibrage réseau grâce au stockage de 25 000 MWh, rémunérés par l'opérateur
- Intégration future prévue avec un centre de don-



© DIN Forsyning / Christer Holte

nées voisin et des électrolyseurs H₂ (1 GW) pour le couplage sectoriel. Bénéfices et défis :

Le projet d'Esbjerg illustre comment les méga-pompes à chaleur peuvent décarboner le chauffage urbain tout en apportant flexibilité au réseau électrique. Il combine captage d'énergie marine, électricité renouvelable et stockage thermique dans un système intégré créant ainsi un modèle de couplage sectoriel à l'échelle d'une ville.

DÉFIS

- CAPEX élevés et délais de planification longs pour les réseaux de chauffage urbain.
- Les acteurs industriels attendent des retours sur investissement plus courts (3–5 ans) que les durées actuelles (5–10 ans).
- L'écart de prix entre électricité et gaz ralentit le déploiement par rapport aux alternatives fossiles.
- Manque de confiance et de connaissances auprès des clients, investisseurs, décideurs politiques et même parfois au sein d'une partie de la communauté d'experts.

DONNÉES ÉCONOMIQUES

Les coûts d'investissement des méga pompes à chaleur au CO₂ sont estimés à CHF 600000–700000 par MWth, selon les températures source, l'intégration du stockage et contraintes du site. Bien qu'une période d'Amortissement typique de 5 à 10 ans soit typique pour le chauffage urbain, la durée de vie du système 30–35 ans garantit une compétitivité des coûts à long terme. Grâce au stockage thermique et à l'arbitrage, des économies d'OPEX supplémentaires sont attendues, en particulier avec des prix de l'électricité dynamiques. Les projets internationaux démontrent comment ces technologies peuvent transformer des systèmes énergétiques entiers et fixer des standards pour leur adoption ailleurs. L'installation d'Esbjerg illustre que les

méga pompes à chaleur sont capables de décarboner l'approvisionnement en chaleur urbaine tout en apportant des services de stockage et d'équilibrage du réseau. Ces projets « phare » établissent de nouveaux référentiels de transformation systémique, offrant un modèle clair pour l'adoption dans d'autres pays.

POTENTIEL DE RÉPLICATION EN SUISSE

LEÇONS TIRÉES

- Les méga-pompes à chaleur sont techniquement matures et peuvent remplacer la chaleur fossile à l'échelle d'une ville.
- Le stockage thermique est indispensable pour la flexibilité, l'équilibrage du réseau et l'optimisation des coûts.
- L'intégration avec d'autres secteurs (biomasse, hydrogène ou centres de données) améliore l'économie et la résilience.
- « Penser grand » a été déterminant — des capacités et des stockages plus grands auraient encore amélioré la rentabilité.
- La technologie suisse (compresseur HOFIM®) est un élément central, soulignant le potentiel d'exportation.

L'installation d'Esbjerg montre que les méga-pompes à chaleur au CO₂ sont non seulement faisables mais aussi reproductibles dans les villes suisses équipées de réseaux de chauffage urbain. De tels systèmes pourraient remplacer la chaleur fossile urbaine, économiser plusieurs centaines de milliers de tonnes de CO₂ par an et fournir une demande flexible au réseau électrique. La base technologique suisse, l'appui réglementaire et les plans d'expansion du chauffage urbain créent des conditions favorables pour répliquer et déployer ces projets à l'échelle nationale. ■

Conclusion

Ce livre blanc ne repose pas sur une idéologie, mais sur des faits, des projets et de l'expérience. Les preuves sont claires : les technologies existent, les cadres réglementaires évoluent et le soutien public à la décarbonisation est fort. Ce qui est nécessaire maintenant, c'est une action décisive.

Comme l'a observé l'ancienne Première ministre norvégienne Gro Harlem Brundtland :

« Le développement durable est un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs. »

La transition énergétique incarne précisément cette responsabilité. La Suisse dispose des capacités, les talents et la volonté d'agir. En investissant dans l'innovation, en favorisant le couplage sectoriel et en renforçant la collaboration à tous les niveaux de la société, nous pouvons garantir une énergie abordable, protéger notre climat et consolider notre économie.

La voie à suivre n'est pas sans coût, mais le coût de l'inaction serait bien plus élevé. Si nous agissons tous ensemble — citoyens, entreprises, chercheurs, investisseurs et autorités — nous pouvons transformer le plus grand défi de notre époque en une opportunité qui définira l'avenir de la Suisse.

La tâche est urgente, mais elle est réalisable. Saisissons ce moment et construisons un système énergétique durable et régénératif pour les générations à venir. Allons de l'avant, ensemble !

Une initiative de
energie-cluster.ch et **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

Gutenbergstrasse 21

3011 Bern

Switzerland

www.energie-cluster.ch

sekretariat@energie-cluster.ch

+41 31 381 24 80