sweet swiss energy research for the energy transition

PATHFNDR

Sur la voie du zéro émission nette

10 constats sur le couplage sectoriel et la flexibilité pour la transition énergétique suisse

Rapport de synthèse

Un rapport du Consortium PATHFNDR

Octobre 2026

ETH zürich Empa PSI zh aw HSLU Hochschule Luzern UNIVERSITÉ DE GENÈVE EPFL TU Delft

Sur la voie du zéro émission nette: 10 constats sur le couplage sectoriel et la flexibilité pour la transition énergétique suisse

Rapport de synthèse

Responsables scientifiques
André Bardow[a]
Christian Schaffner[a]

Éditeurs
Patricia Mayer[a]
Lea Ruefenacht[a]
Rebecca Lordan-Perret[a]
Adriana Marcucci[a]
Christian Winzer[e]
Adrien Mellot[a]
Jonas Savelsberg[a]
Adamantios Marinakis[a]
C. Yaman Evrenosoglu[a]
Jochen Markard[e]
Ingmar Schlecht[e]

Experts externes
Mevina Feuerstein[o]
Yves Hertig[p]
Mirjam Kosch[n]
Stefan Liechti[q]
Michael Moser[l]
Dirk Müller[k]
Janik Mutter[s]
Alexander Sauer[j]
Hannah Schoch[s]
Isabelle Stadelmann[i]
Sven Tröber[r]
Arnaud Walter[m]

Auteurs
Behnam Akbari[a]
Federica Bellizio[b]
Philippe Buchecker[a]
Hanmin Cai[b]
Yi-Chung Barton Chen[b]
Ali Darudi[a]
Turhan Demiray[a]
C. Yaman Evrenosoglu[a]
Jared Garrison[a]
Pascal Häfliger[c]
Thomas Hübner[a]
Gabriele Humbert[b]
Matthieu Jacobs[g]
Binod Koirala[b]
Morris Krainz[f]
Adamantios Marinakis[a]
Jochen Markard[e]
Patricia Mayer[a]
Curtis Meister[d]
Adrien Mellot[a]
Christian Moretti[a]
Alejandro Nuñez-Jimenez[a]
Mario Paolone[g]
María Parajeles Herrera[a]
Christian Peter[c]
Stefan Pfenninger-Lee[h]
Siobhan Powell[a]
Francesco Sanvito[h]
Jonas Savelsberg[a]
Nikolaos Savvopoulos[a]
Ingmar Schlecht[e]
Sarah Schneeberger[c]
Philipp Schütz[c]
Malin Siegwart[c]
Arvind Srinivasan[a]
Tim Tröndle[a]
Ambra Van Liedekerke[a]
Zongfei Wang[f]
Christian Winzer[e]

Chercheurs principaux
Prof. André Bardow[a]
Prof. Tobias Brosch[f]
Hanmin Cai[b]
Turhan Demiray[a]
Juan Herranz[c]
Prof. Volker Hoffmann[a]
Prof. Gabriela Hug[a]
Binod Koirala[b]
Adamantios Marinakis[a]
Jochen Markard[e]
Prof. Marco Mazzotti[a]
Lucas Miehé[a]
Christian Moretti[a]
Prof. Mario Paolone[g]
Prof. Anthony Patt[a]
Prof. Stefan Pfenninger-Lee[h]
Siobhan Powell[a]
Prof. Giovanni Sansavini[a]
Francesco Sanvito[h]
Christian Schaffner[a]
Ingmar Schlecht[e]
Philipp Schütz[c]
Malin Siegwart[c]
Tim Tröndle[a]
Prof. Evelina Trutnevyte[f]
Christian Winzer[e]

[a] ETH Zurich ; [b] Empa ; [c] PSI ; [d] HSLU ; [e] ZHAW ; [f] Université de Genève ; [g] EPFL ; [h] TU Delft ; [i] Université de Berne ; [j] Fraunhofer IPA ; [k] RWTH Aachen University ; [l] SFOE ; [m] NET Nowak Energie & Technologie AG ; [n] BSS Volkswirtschaftliche Beratung ; [o] Amstein + Walthert AG ; [p] BKW ; [q] Verein Energie Zukunft Schweiz ; [r] Swisspower ; [s] Reatch.

© Consortium PATHFNDR, 2026

Remerciements :
Les travaux décrits ici ont été réalisés par le Consortium PATHFNDR, avec le soutien du programme d'encouragement SWEET de l'Office fédéral de l'énergie suisse (SWEET Call 1-2020). Le consortium est dirigé par l'ETH Zurich, l'Empa, le PSI, la ZHAW, la HSLU, l'UNIGE, l'EPFL et l'TU Delft.

Le présent rapport est le fruit des efforts collectifs des responsables scientifiques, des auteurs et des éditeurs. Nous remercions tous les auteurs pour leur contribution à la recherche, à l'analyse et à la rédaction qui ont permis de créer ce rapport. Nous remercions également nos experts internes pour leurs précieux commentaires et conseils pendant le processus de révision, ainsi que les membres du comité consultatif et du groupe de suivi de PATHFNDR pour leurs contributions constructives.

Les responsables scientifiques et les éditeurs répondent de la structure du rapport et de la synthèse des résultats. Les auteurs sont responsables des résultats présentés dans leurs sections respectives. Les experts internes et externes ont émis des commentaires et des suggestions visant à améliorer la qualité et la clarté de versions préliminaires du rapport, mais les auteurs assument seuls la responsabilité du contenu et des conclusions.

Avertissement :
Le présent rapport présente les travaux de recherche menés dans le cadre du projet PATHFNDR, mais il inclut aussi certaines références externes, lorsque cela permet d'étayer, de contextualiser ou de compléter les résultats. Des analyses documentaires détaillées figurent dans les articles et rapports cités.

Le présent rapport présente des résultats basés sur des scénarios concernant le système énergétique suisse à l'horizon 2050. Il s'agit de projections, non de prévisions ou de prédictions. Elles découlent de données empiriques et d'une modélisation intégrant une optimisation au moindre coût du système, selon les hypothèses énoncées. Les résultats dépendent des données saisies, des hypothèses socio-économiques et technologiques ainsi que des choix méthodologiques. Ils doivent donc être considérés comme des valeurs indicatives, comme une « meilleure estimation », plutôt que comme des chiffres exacts, compte tenu des incertitudes liées à l'adoption des technologies, aux prix et à la réglementation. Les auteurs sont responsables de l'analyse et de son interprétation.

Des outils d'IA ont été utilisés lors de la correction grammaticale et stylistique ainsi que pour reformuler certaines sections (de la version originale) afin d'en améliorer la clarté et la lisibilité. Les auteurs assument l'entière responsabilité du contenu de la publication finale.

Pour citer le présent rapport :
Consortium PATHFNDR (2026). *Rapport de synthèse - Sur la voie du zéro émission nette : dix constats sur le couplage sectoriel et la flexibilité pour la transition énergétique suisse*. Responsables scientifiques : Bardow, A., & Schaffner, C. ; édition : Mayer, P., Ruefenacht, L., Lordan-Perret, R., Winzer, C., Mellot, A., Savelsberg, J., Marinakis, A., Evrenosoglu, C.Y., Markard, J., & Schlecht, I. ETH Zurich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, UNIGE, EPFL et TU Delft.

Version originale :

PATHFNDR Consortium (2026). *Synthesis Report - On the Path to Net-zero: 10 Statements on Sector Coupling and Flexibility for the Swiss Energy Transition*. Scientific leads: Bardow, A., & Schaffner, C.; Edited by Mayer, P., Ruefenacht, L., Lordan-Perret, R., Marcucci, A., Winzer, C., Mellot, A., Savelsberg, J., Marinakis, A., Evrenosoglu, C.Y., Markard, J., & Schlecht, I. ETH Zurich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, Université de Genève;, EPFL, and TU Delft.

Table des matières

Les 10 constats en un coup d'œil **1**

Résumé exécutif **2**

1 Introduction **7**

2 Couplage sectoriel **10**

Constat 1 : L'électrification directe du chauffage résidentiel et des transports routiers constitue le levier essentiel de la décarbonisation du système énergétique suisse. 10

Constat 2 : La décarbonisation renforcera la capacité de la Suisse à assurer son autonomie énergétique – et inversement. 13

Constat 3 : La demande suisse en hydrogène et en carburants synthétiques bas carbone est faible, concentrée dans l'industrie et l'aviation, et le moyen le plus économique de la couvrir est l'importation. 15

3 Flexibilité **18**

Constat 4 : Les infrastructures hydroélectriques flexibles et les échanges d'électricité sont deux sources essentielles de flexibilité pour le système énergétique suisse. 18

Constat 5 : Le stockage chimique saisonnier sous forme d'hydrogène ou d'autres carburants synthétiques a peu de chances de devenir économiquement viable à grande échelle en Suisse. 20

Constat 6 : Les véhicules électriques et les pompes à chaleur peuvent constituer des sources majeures de flexibilité du côté de la demande, au bénéfice du système énergétique. . 23

Constat 7 : Il faut tenir compte des flexibilités de la demande des utilisateurs finaux et de la production lors de la planification du réseau de distribution pour réduire le besoin de renforcer celui-ci. 27

4 Déblocage de la flexibilité **30**

Constat 8 : Les tarifs dynamiques jouent un rôle important pour inciter à un compromis optimal entre une exploitation et des investissements favorables au réseau, d'une part, et favorables au marché, d'autre part. 30

Constat 9 : Des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables bien conçus devraient favoriser la stabilité des revenus et réduire les risques liés à l'investissement, tout en préservant des incitations adéquates. 34

Constat 10 : La flexibilité offerte par les véhicules électriques et les pompes à chaleur ne peut se généraliser que si les propriétaires acceptent un fonctionnement automatisé qui préserve leur confort et leur offre une compensation. 36

5 Recommandations aux parties prenantes **41**

Bibliographie **50**

Abréviations

ADN réseau de distribution actif (Active Distribution Network). 33

ATES stockage d'énergie thermique en aquifère (Aquifer Thermal Energy Storage). 21

BESS systèmes de stockage d'énergie par batterie (Battery Energy Storage Systems). 28

BT basse tension. 28

BTES stockage d'énergie thermique en forage (Borehole Thermal Energy Storage). 21

CAD carburants d'aviation durables. 16, 17

CDR élimination du dioxyde de carbone (carbon dioxide removal). 16

DACCS captage et stockage directs du carbone dans l'air (Direct Air Carbon Capture and Storage). 14, 21, 37

ElCom Commission fédérale de l'électricité. 44

ENTSO-E Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (European Network of Transmission System Operators for Electricity). 19

EPEX SPOT Bourse européenne de l'électricité. 32, 33

FCfD contrats sur différence financiers (Financial Contracts for Difference). 34–36

GRD gestionnaire de réseau de distribution. 39

MPC matières premières critiques. 15

MT moyenne tension. 28

OFEN Office fédéral de l'énergie. 8, 42

OFEV Office fédéral de l'environnement. 42

P2H2P Power-to-Hydrogen-to-Power. 22

PAC pompe à chaleur. 7, 8, 11, 13, 15, 16, 18, 20, 21, 23–30, 36–40

PTES stockage d'énergie thermique en fosse (Pit Thermal Energy Storage). 21

PV photovoltaïque solaire. 7, 21, 23, 25, 28, 29, 40

STES stockage saisonnier d'énergie thermique (Seasonal Thermal Energy Storage). 16, 21

SWEET SWiss Energy research for the Energy Transition. 8

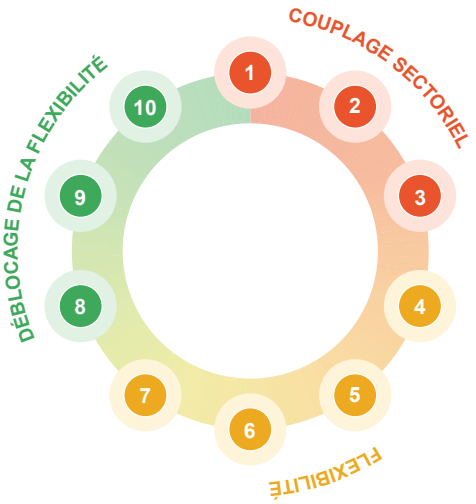
V1G recharge intelligente. 25, 26

V2G recharge bidirectionnelle (Vehicle-to-Grid). 25, 26, 39

VE véhicule électrique. 7, 8, 11, 13, 15, 16, 18, 20, 23–25, 27–30, 36–40

VoLL valeur de la charge perdue (Value of Lost Load). 32

Les 10 Constats en un Coup D’œil



COUPLAGE SECTORIEL

1. L’**électrification directe** du chauffage résidentiel et des transports routiers constitue le levier essentiel de la décarbonisation du système énergétique suisse.
2. La **décarbonisation** renforcera la capacité de la Suisse à assurer son autonomie énergétique – et inversement.
3. La **demande suisse en hydrogène et en carburants synthétiques bas carbone est faible**, concentrée dans l’industrie et l’aviation, et le moyen le plus économique de la couvrir est l’importation.

FLEXIBILITÉ

4. Les **infrastructures hydroélectriques flexibles et les échanges d’électricité** sont deux sources essentielles de flexibilité pour le système énergétique suisse.
5. Le **stockage chimique saisonnier sous forme d’hydrogène ou d’autres carburants synthétiques** a peu de chances de devenir économiquement viable à grande échelle en Suisse.
6. Les **véhicules électriques et les pompes à chaleur peuvent constituer des sources majeures** de flexibilité du côté de la demande, au bénéfice du système énergétique.
7. Il faut **tenir compte des flexibilités de la demande des utilisateurs finaux et de la production lors de la planification du réseau de distribution** pour réduire le besoin de renforcer celui-ci.

DÉBLOCAGE DE LA FLEXIBILITÉ

8. Les **tarifs dynamiques** jouent un rôle important pour inciter à un compromis optimal entre une exploitation et des investissements favorables au réseau, d’une part, et favorables au marché, d’autre part.
9. Des **mécanismes de soutien aux énergies renouvelables** bien conçus devraient favoriser la stabilité des revenus et réduire les risques liés à l’investissement, tout en préservant des incitations adéquates.
10. La flexibilité offerte par les véhicules électriques et les pompes à chaleur ne peut se généraliser que si **les propriétaires acceptent un fonctionnement automatisé** qui préserve leur confort et leur offre une compensation.

Résumé exécutif

La transition de la Suisse vers un système énergétique à zéro émission nette s'appuie sur deux évolutions qui se renforcent mutuellement : (1) l'électrification directe des secteurs d'utilisation finale tels que le chauffage et les transports, et (2) une plus grande flexibilité du système énergétique, permettant d'équilibrer la production variable d'électricité issue des énergies renouvelables. Ces six dernières années, le consortium PATHFNDR, qui fait partie du programme SWEET de l'Office fédéral de l'énergie, s'est attaqué à un défi majeur de la transition énergétique suisse : déterminer comment accroître la part de l'électricité d'origine renouvelable tout en abandonnant progressivement les sources d'énergie fossiles, dans un contexte où le rôle de la production de base conventionnelle, notamment le nucléaire, reste incertain. Les chercheurs ont donc dû traiter deux questions étroitement liées : 1) améliorer la flexibilité du système ainsi que la coordination entre les secteurs, et 2) identifier les changements nécessaires – dans l'infrastructure, les marchés, la réglementation et la société – pour rendre possible et favoriser cette transition.

Afin de réunir l'expertise nécessaire, PATHFNDR a rassemblé huit instituts de recherche et plus de 25 partenaires issus des secteurs publics et privés dans le cadre d'un effort inter- et transdisciplinaire couvrant la modélisation des systèmes énergétiques, l'ingénierie, l'économie et les sciences sociales. Les résultats des recherches ont été validés auprès des parties prenantes et testés à l'aide de projets pilotes et de démonstration.

Le présent rapport synthétise les conclusions de PATHFNDR en dix constats, ou principes directeurs, répartis en trois domaines : le couplage sectoriel (ici : l'électrification directe du chauffage et des transports), la flexibilité et les conditions non techniques à remplir pour débloquer cette flexibilité. Ces dix constats sont résumés ci-après.

1. **L'électrification directe du chauffage résidentiel et des transports routiers constitue le levier essentiel de la décarbonisation du système énergétique suisse.**

Le remplacement des chaudières et des moteurs thermiques utilisant des énergies fossiles par des pompes à chaleur et des véhicules électriques est le moyen le plus économique de réduire les émissions dans les bâtiments, le secteur de la chaleur industrielle et les transports routiers. Ces secteurs ont représenté environ la moitié des émissions de gaz à effet de serre de la Suisse en 2024. L'électrification de ces secteurs va également de pair avec des gains d'efficacité : selon les modèles PATHFNDR, la consommation d'énergie diminuera de quelque 40%, alors que la demande en électricité n'augmentera que de 10 à 20%.

2. **La décarbonisation renforcera la capacité de la Suisse à assurer son autonomie énergétique – et inversement.**

L'électrification, ou le couplage sectoriel, permettra de réduire de moitié au moins la dépendance de la Suisse vis-à-vis des énergies étrangères, car l'électricité renouvelable produite sur le territoire national remplacera les combustibles importés. La part des importations d'énergie – aujourd'hui principalement du pétrole et du gaz naturel – passera de 70 à 75% de la consommation totale d'énergie actuelle à une valeur comprise entre 0 et 35% à l'avenir.

3. **La demande suisse en hydrogène et en carburants synthétiques bas carbone est faible, concentrée dans l'industrie et l'aviation, et le moyen le plus économique de la couvrir est l'importation.**

Les secteurs difficiles à décarboner, tels que l'industrie et l'aviation, représentent une part notable des émissions de gaz à effet de serre (plus de 25%). Si l'électrification directe est généralement la voie de décarbonisation privilégiée, ces secteurs continueront de miser en partie sur des carburants synthétiques et bas carbone. Or il reste à réunir, en Suisse, les conditions idéales pour la mise en place d'une chaîne logistique pour ces carburants, à savoir un approvisionnement abondant et évolutif d'électricité bon marché, davantage de terres consacrées à la biomasse pour la production de carburants ou davantage d'espace dédié à des usines de synthèse de carburants synthétiques. En admettant que la Suisse conserve un accès sans entrave aux marchés énergétiques internationaux, des importations d'hydrogène et de carburants synthétiques seront probablement moins coûteuses qu'une production locale.

4. **Les infrastructures hydroélectriques flexibles et les échanges d'électricité sont deux sources essentielles de flexibilité pour le système énergétique suisse.**

Le système suisse actuel dispose déjà d'actifs de flexibilité nationaux et d'infrastructures capables d'équilibrer le réseau. Les actifs de flexibilité existants sont des centrales hydroélectriques à accumulation et à accumulation par pompage. Ensemble, ces deux types de centrales peuvent déployer une capacité de production de l'ordre de 10 à 12 GW, ce qui excède la demande électrique de pointe actuelle en Suisse, soit 9 GW environ. L'hydroélectricité restera également cruciale pour l'équilibrage saisonnier, car la demande de pointe d'électricité devrait atteindre 12 à 20 GW d'ici 2050. Outre la flexibilité nationale, la Suisse bénéficie aussi de 41 interconnexions électriques transfrontalières, ce qui en fait une plaque tournante européenne des échanges d'électricité. Cette infrastructure permet à la Suisse de tirer parti des échanges d'électricité comme d'une source supplémentaire de flexibilité.

5. **Le stockage chimique saisonnier sous forme d'hydrogène ou d'autres carburants synthétiques a peu de chances de devenir économiquement viable à grande échelle en Suisse.**

La Suisse restera confrontée à un déséquilibre hivernal de son approvisionnement en électricité, mais la modélisation de PATHFNDR ne montre pas qu'un stockage chimique saisonnier à grande

échelle constituerait une solution rentable dans le cadre des hypothèses étudiées. Les installations hydroélectriques existantes réduisent sensiblement le besoin de stockage saisonnier supplémentaire. De plus, les déséquilibres hivernaux résiduels peuvent être compensés par les échanges d'électricité, une production hivernale supplémentaire, la flexibilité de la demande industrielle, la bioénergie et le stockage thermique saisonnier. La bioénergie peut contribuer à l'approvisionnement hivernal en électricité, mais son utilisation sera en compétition avec les besoins de l'industrie et de la production de carburants. Cette conclusion est subordonnée à la possibilité d'échanges transfrontaliers et au déploiement en temps opportun d'autres ressources de flexibilité. Elle n'exclut pas pour autant des applications ciblées de l'hydrogène pour des réserves stratégiques ou des applications industrielles, où les technologies de l'hydrogène pourraient présenter des avantages.

6. **Les véhicules électriques et les pompes à chaleur peuvent constituer des sources majeures de flexibilité du côté de la demande, au bénéfice du système énergétique.**

Une exploitation flexible des véhicules électriques et des pompes à chaleur peut fournir plus de 7,6 GW de charge ajustable et 5,7 TWh d'énergie déplaçable – une valeur comparable à environ 29 jours de consommation d'électricité en Suisse, ou à 8 GW de centrales à gaz. Cette flexibilité du côté de la demande peut réduire les importations nettes d'électricité de quelque 22%, diminuer les coûts totaux du réseau d'environ 4% et réduire la capacité de stockage nécessaire au niveau du réseau de 75 à 95%.

7. **Il faut tenir compte des flexibilités de la demande des utilisateurs finaux et de la production lors de la planification du réseau de distribution pour réduire le besoin de renforcer celui-ci.**

Au niveau de la distribution, il est essentiel de planifier le réseau de manière à tirer parti de la flexibilité du côté de la demande et de l'offre : limiter la production photovoltaïque annuelle de moins de 3% peut réduire les investissements dans le renforcement du réseau d'environ 40 à 60%. La gestion de l'injection d'énergie photovoltaïque s'avère plus utile dans les réseaux ruraux et semi-ruraux, où la capacité photovoltaïque installée devrait s'avérer nettement supérieure à la demande maximale (rapport pouvant atteindre 4). La réponse à la demande issue des véhicules électriques et des pompes à chaleur peut être synchronisée avec l'injection photovoltaïque dans toutes les régions, mais elle sera plus utile dans les réseaux urbains, où la capacité photovoltaïque et la demande sont plus équilibrées (rapport proche de 1).

8. **Les tarifs dynamiques jouent un rôle important pour inciter à un compromis optimal entre une exploitation et des investissements favorables au réseau, d'une part, et favorables au marché, d'autre part.**

La possibilité de concrétiser le potentiel technique des options de flexibilité existantes dépend de la structure du marché, des incitations à l'investissement et de l'adhésion des utilisateurs. Des prix dynamiques de l'électricité peuvent inciter les consommateurs à utiliser l'électricité lorsqu'elle est

bon marché et lorsque le réseau dispose d'une capacité inutilisée, en fournissant un signal de prix reflétant à la fois le prix de la production d'électricité et le prix des services de réseau. Lorsque les consommateurs réagissent à des prix élevés en réduisant leur consommation et en augmentant celle-ci en présence de prix bas, ils contribuent à la flexibilité et à l'équilibre du réseau. Pour optimiser le résultat, les prix d'électricité devraient suivre la dynamique du marché de gros, tandis que les redevances d'utilisation du réseau devraient refléter la dynamique de la probabilité de congestion du réseau. Ces dynamiques pouvant évoluer dans le même sens ou dans des directions opposées, l'effet global fournira un signal utile au consommateur. Pour rendre les signaux de prix efficaces à grande échelle, il faut prendre des mesures visant à protéger les consommateurs contre des factures imprévisibles et à alléger la charge liée à leur participation.

9. Des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables bien conçus devraient favoriser la stabilité des revenus et réduire les risques liés à l'investissement, tout en préservant des incitations adéquates.

Les investissements dans les énergies renouvelables doivent devenir moins risqués. La production d'énergie renouvelable requiert une forte intensité capitalistique, de sorte que les conditions de financement déterminent en grande partie le coût de cette électricité, et les primes de risque exigées par les investisseurs sont répercutées sur les consommateurs. Les mécanismes de soutien sont donc utiles, mais les dispositifs actuels prévoient des paiements en fonction de la production d'une centrale. Cela réduit le risque de prix mais laisse les investisseurs exposés au risque de volume lié aux prix négatifs et aux conditions météorologiques, ce qui peut fausser les comportements sur les marchés à court terme. Les mécanismes de soutien devraient plutôt favoriser des revenus stables tout en préservant une incitation claire à produire de l'électricité lorsque le besoin s'en fait le plus sentir. Les contrats sur différence financiers, qui lient les paiements à un indice de référence établi plutôt qu'à la production réelle, constituent une approche adéquate.

10. La flexibilité offerte par les véhicules électriques et les pompes à chaleur ne peut se généraliser que si les propriétaires acceptent un fonctionnement automatisé qui préserve leur confort et leur offre une compensation.

Avant tout, la flexibilité ne devient vraiment accessible que si les gens l'acceptent. Les véhicules électriques et les pompes à chaleur ne peuvent améliorer la flexibilité que si les propriétaires n'ont pas l'impression que leur confort s'en trouve réduit. Environ 70% des consommateurs ne participent que si leur confort reste intact. La conception des contrats de flexibilité est également déterminante. Lorsque les gens sont inscrits par défaut avec possibilité de se désinscrire, environ 90% participent ; lorsque l'inscription est un geste actif, seuls 20 à 50% le font. Le taux d'adhésion augmente lorsque les offres sont simples, transparentes et fiables, avec un consentement clair, une possibilité de désactivation aisée et des factures prévisibles. La complexité pour les consommateurs peut être réduite par des règles claires liant les différentes parties ayant accès au même appareil.

Le rapport complet examine de manière plus détaillée les recherches qui étayent ces dix constats et se termine par des recommandations s'adressant spécifiquement au gouvernement fédéral, aux autorités de régulation du marché, aux cantons et aux communes, au responsable du réseau de transport, aux gestionnaires de réseaux de distribution, aux agrégateurs et aux fournisseurs, aux prestataires technologiques ainsi qu'aux consommateurs et aux prosommateurs, dont l'action coordonnée est nécessaire pour aider la Suisse à atteindre ses objectifs en matière d'émissions.

1 Introduction

La Suisse s'est officiellement engagée à atteindre zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050 [86]. À l'heure actuelle, les émissions suisses sont essentiellement générées par le secteur des transports (environ 34%) et celui du bâtiment (environ 22%), qui tous deux dépendent largement de combustibles fossiles importés [24]. L'une des principales stratégies visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre réside dans l'électrification des secteurs du chauffage, des transports et de l'industrie. Ce « **couplage sectoriel** » – soit l'interconnexion du secteur électrique avec d'autres secteurs [71] – permettrait de faire passer l'approvisionnement en énergie primaire des combustibles fossiles à de l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables. Par exemple, des pompes à chaleur (PAC) peuvent assurer la production de chaleur et des véhicules électriques (VE) peuvent être utilisés dans le secteur des transports. Si l'électrification directe est envisageable pour ces secteurs, d'autres secteurs plus difficiles à décarboner, tels que l'industrie lourde et l'aviation, devront suivre une voie indirecte vers l'électrification. Les secteurs difficiles à décarboner devront recourir à des carburants synthétiques [8]. Or le déploiement à grande échelle de carburants synthétiques est complexe, notamment en raison des pertes de conversion substantielles inhérentes aux procédés « Power-to-X ». Pour surmonter ces pertes, il faut disposer d'une électricité abondante, peu coûteuse et propre.

Historiquement, la Suisse a bénéficié d'un mix national qui est déjà à faible émission de carbone. Par « national », il faut entendre ici « au sein du pays ». Le mix électrique suisse actuel est dominé par l'hydroélectricité (environ 60%) et le nucléaire (environ 28%) [89]. Mais ce cadre de référence stable devrait connaître une mutation structurelle fondamentale en raison de l'abandon progressif prévu du parc nucléaire existant et de la législation en vigueur, qui interdit la construction de centrales nucléaires [87]. Pour remplacer cette capacité et répondre à la demande croissante d'électricité liée au couplage sectoriel, la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables impose une augmentation massive de la production d'énergie renouvelable, essentiellement d'origine photovoltaïque solaire (PV) [85]. Ces changements dans l'approvisionnement rendront la production d'électricité plus variable et nécessiteront davantage de **flexibilité** pour équilibrer le système énergétique.

La flexibilité désigne la capacité du système énergétique à gérer la variabilité de l'offre et de la demande d'électricité, à différentes échelles de temps, du court au long terme, en ajustant l'approvisionnement, la conversion, la demande, le stockage ou les échanges d'énergie avec les pays voisins [71]. À court terme, la flexibilité peut intervenir au sein du système énergétique, afin de suivre la variabilité horaire et journalière des énergies renouvelables grâce à des solutions de stockage d'énergie telles que des batteries et des techniques de gestion de la demande telles que l'exploitation flexible de PAC et de VE. Les services d'équilibrage de sources d'électricité renouvelables telles que le PV et l'éolien peuvent aussi fournir une précieuse flexibilité à court terme. Pour le long terme, de nouvelles sources de flexibilité devront être mises en place. La Suisse est confrontée à un déséquilibre saisonnier croissant, avec des pointes de la demande de chauffage en hiver, alors

que la production photovoltaïque est au plus bas. Historiquement, ce déséquilibre a été atténué par des importations nettes d'électricité [57]. Mais la récente législation suisse sur l'énergie met l'accent sur la production nationale et stipule que les importations nettes d'électricité en hiver ne doivent pas dépasser 5 TWh [85]. Ainsi, on observe une pression politique croissante visant à encourager une production d'électricité plus importante au niveau national, à réduire la demande en hiver et à développer les ressources d'équilibrage saisonnier.

Les réservoirs hydroélectriques suisses permettent déjà d'assurer un certain décalage saisonnier de la production d'énergie, en fonction des conditions hydrologiques. Mais les ressources de flexibilité nationales existantes pourraient ne pas suffire à répondre aux besoins en flexibilité croissants du système énergétique suisse, caractérisé par le couplage sectoriel. En d'autres termes, la demande de sources alternatives de flexibilité et le marché correspondant ne cessent de croître. L'identification et l'intégration de nouvelles sources de flexibilité, à toutes les échelles de temps, sont donc cruciales pour la réussite de la transition énergétique. Les sources de flexibilité, qu'elles concernent le long terme, comme le stockage saisonnier de chaleur et de combustibles alternatifs, ou le court terme, comme la gestion de la demande, présentent un vaste potentiel technique et une valeur marchande élevée. Pour mobiliser la flexibilité des consommateurs, des prosommateurs et des producteurs, il faut mettre en place les cadres réglementaires et sociaux correspondants, et créer un marché coordonné ainsi que des dispositifs contractuels.

La mise en place de ces cadres constitue un défi pluridisciplinaire qui présuppose l'élaboration de politiques nationales et internationales, des investissements en capital à long terme, des modèles économiques innovants ainsi que l'évolution de l'acceptation et de la compréhension par la société. Par exemple, des solutions techniques telles que l'exploitation de PAC et de VE ne deviendront viables que si les consommateurs sont encouragés à y participer grâce à des modèles économiques innovants, à l'élaboration de politiques nationales et à des incitations économiques. Le succès de ces cadres dépend aussi de l'acceptation sociale et de la participation active des détenteurs de technologies, dont le soutien est indispensable pour intégrer les actifs décentralisés dans le fonctionnement quotidien du système énergétique suisse.

Le couplage sectoriel et la flexibilité ont été identifiés comme des éléments centraux d'un système énergétique suisse à zéro émission nette par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) dans le cadre de l'appel à projets SWiss Energy research for the Energy Transition (SWEET). Le consortium PATHFNDR a pour mission, à la fois, d'évaluer le rôle du couplage sectoriel et de la flexibilité dans la transition énergétique suisse et d'établir les cadres multidisciplinaires nécessaires à leur déploiement à l'échelle nationale. La transition énergétique suisse constitue ainsi un vaste défi systémique, et les dix lots de travail du projet ont permis d'évaluer ce rôle sous de nombreux angles : depuis les perspectives des systèmes énergétiques européens et nationaux jusqu'aux niveaux cantonaux et spécifiques à chaque technologie. La portée du projet s'étend ainsi au-delà de la modélisation technique pour évaluer les modèles économiques, les interventions politiques et les dynamiques sociales nécessaires – ceci en combinant modélisation des systèmes énergétiques, ingénierie, économie et sciences sociales – pour permettre à la Suisse de progresser vers ses objectifs en matière d'émissions.

Dans le présent rapport, nous synthétisons les principaux enseignements du projet en dix constats clés couvrant trois domaines fondamentaux : **couplage sectoriel**, **flexibilité** et **déblocage de la flexibilité**. Aux chapitres 2, 3 et 4, nous présentons les constats clés relatifs à ces trois volets.

Nous concluons ce rapport au chapitre 5 par des recommandations ciblées à l'intention des parties prenantes.

2 Couplage sectoriel

Comme indiqué au chapitre 1, le couplage sectoriel désigne l'interconnexion entre les secteurs énergétiques tels que l'électricité, le chauffage, les transports et l'industrie, permettant de faire passer l'approvisionnement énergétique des combustibles fossiles à l'électricité décarbonée. Le couplage sectoriel ne se limite donc pas à une interconnexion technique entre les secteurs énergétiques ; il s'agit d'un changement fondamental dans la manière d'utiliser l'énergie. En couplant les différents secteurs énergétiques, la Suisse peut remplacer les processus reposant sur la combustion de sources d'énergie fossiles par des alternatives électriques hautement efficaces. Comme le montrent les constats suivants, cette transition représente non seulement une nécessité pour atteindre nos objectifs climatiques, mais constitue également une opportunité stratégique permettant de renforcer la souveraineté énergétique nationale et de réduire considérablement la dépendance vis-à-vis des combustibles fossiles importés.

Constat 1 : L'électrification directe du chauffage résidentiel et des transports routiers constitue le levier essentiel de la décarbonisation du système énergétique suisse. [1]

Associée à une électricité à faible empreinte carbone, l'électrification directe constitue le moyen le plus rentable de décarboner le secteur du chauffage résidentiel, celui de la chaleur industrielle à basse température ainsi qu'une part importante du secteur des transports routiers (l'aviation internationale étant ignorée ici). Dans tous les scénarios relatifs au système énergétique suisse à l'horizon 2050, les modèles PATHFNDR prévoient systématiquement l'électrification du chauffage et des transports, car cette option est de loin la plus efficace pour réduire les émissions de carbone. Le rendement élevé des technologies électrifiées permet de réduire la consommation énergétique globale de quelque 40%, pour une augmentation de la demande suisse en électricité de 10 à 20% seulement [78], ce qui renforce la souveraineté énergétique nationale. De plus, la suppression de la combustion dans le système énergétique suisse grâce à l'électrification entraîne des avantages collatéraux substantiels en matière de santé, en réduisant l'exposition aux particules fines, ce qui crée des synergies entre les politiques de décarbonisation et celles de lutte contre la pollution atmosphérique.

Messages clés :

- **Le secteur suisse des transports routiers est responsable de 38% de la consommation énergétique totale de la Suisse et constitue le secteur le plus énergivore du pays***. Aujourd'hui, plus de 90% des transports routiers utilisent des combustibles fossiles [91]. Ainsi, les

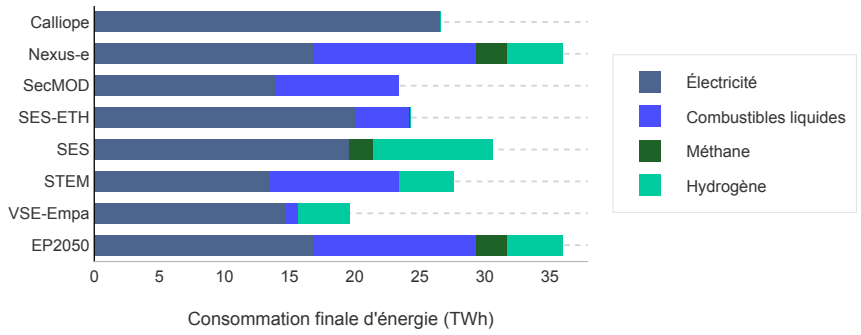
1. Ce constat comprend des messages clés couvrant tant des informations générales tirées de la littérature que des conclusions du consortium PATHFNDR. Les messages basés sur des informations générales sont signalés par un *.

$\star$. Message couvrant des informations générales.

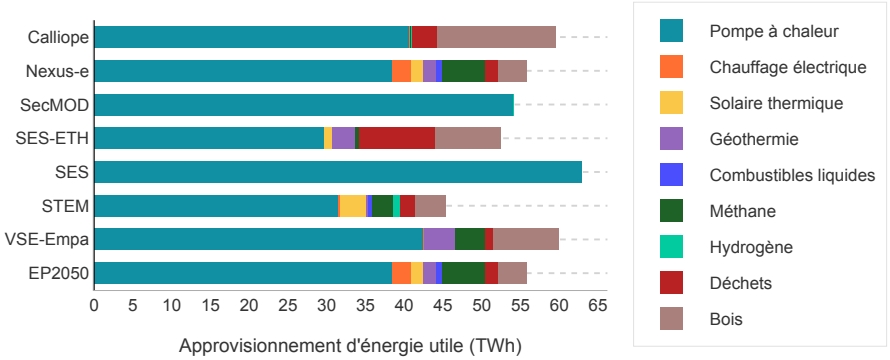
transports représentent environ 34% des émissions suisses de CO_2 (hors aviation internationale), dont environ 96% proviennent du transport routier [24]. Remplacer les transports routiers utilisant des énergies fossiles par des véhicules électriques (VE), des transports ferroviaires ou des modes de transport à propulsion humaine constitue donc un levier puissant pour réduire les émissions du système énergétique suisse.

- **Le chauffage constitue une autre source majeure d'émissions de carbone en Suisse**[*] : plus de 50% des logements sont chauffés et 40% de l'eau chaude est produite essentiellement au mazout ou au gaz [90]. Le secteur du bâtiment représente actuellement 22% des émissions suisses. La chaleur industrielle joue également un rôle important en Suisse : elle nécessite 20 TWh d'énergie par an à différents niveaux de température [54] et représente 23% des émissions suisses. La demande de chaleur industrielle inférieure à 150 $^\circ$C peut être directement électrifiée via des pompes à chaleur, tandis que les températures plus élevées nécessitent des solutions alternatives telles que des centrales thermiques fonctionnant à l'hydrogène, aux carburants synthétiques, à la biomasse ou au gaz naturel, associées à un système de capture et de stockage du carbone. Toute alternative s'accompagne de certaines implications, qu'il s'agisse d'une forte demande en électricité pour la production nationale de carburants synthétiques ou d'hydrogène, ou encore d'une concurrence pour les ressources [31, 49].

- **Les VE et les pompes à chaleur (PAC) sont les leviers les plus rentables pour la réduction des émissions des secteurs des transports et du chauffage.** Dans les études d'optimisation des coûts menées dans le cadre du projet PATHFNDR, le chauffage résidentiel et le transport routier privé sont systématiquement électrifiés dans les configurations les plus rentables du système énergétique suisse envisagées pour 2050 [72, 77, 78]. À titre d'exemple, les résultats des modèles indiquent des taux d'électrification de 81 à 86% pour la mobilité des particuliers et de près de 100% pour le chauffage domestique et à basse température [78]. Ces taux doivent être interprétés comme des parts optimales au sein de modèles plus larges du système énergétique et non comme des prévisions d'adoption fondées sur les choix individuels des consommateurs ou sur les dynamiques de transition propres à chaque secteur. Néanmoins, ces résultats concordent avec les conclusions de la comparaison des modèles CROSS de 2022, dans laquelle les taux d'électrification se situent dans des intervalles interquartiles compris entre 60 et 75% pour les véhicules de particuliers et entre 55 et 95% pour le chauffage domestique et la production d'eau chaude sanitaire [53] (Figure 2.1). De plus, nous constatons que, tous secteurs énergétiques confondus, les VE et les PAC constituent l'utilisation la plus efficace de l'électricité renouvelable, offrant une réduction des émissions par unité d'énergie supérieure à celle obtenue par l'électrification de secteurs difficiles à décarboner, tels que la chaleur à haute température et l'industrie chimique [55]. Parce que ces technologies maximisent l'impact de décarbonisation de chaque kilowattheure supplémentaire, leur déploiement rapide représente une étape cruciale de la transition énergétique suisse. D'ici 2050, les scénarios reposant sur l'électrification de la demande énergétique réduisent les émissions de gaz à effet de serre du système énergétique sur l'ensemble de son cycle de vie de 82 à 92% par rapport à aujourd'hui, avec les VE et les PAC représentant à eux seuls environ un tiers à trois quarts de cette réduction [57, 61]. À noter aussi que la majorité des émissions résiduelles provient des chaînes d'approvisionnement des VE – elle est donc largement indépendante de la politique suisse [61].



(a) Résultats de la modélisation comparative inter-modèles CROSS pour la consommation finale d'énergie liée au transport routier privé de personnes (TWh) en 2050 [53]. Les résultats sous-jacents peuvent être consultés de manière interactive sur sweet-cross.



(b) Résultats de la modélisation comparative inter-modèles CROSS pour l'approvisionnement en énergie utile destinée au chauffage des locaux (TWh) en 2050 [53]. Les résultats sous-jacents peuvent être consultés de manière interactive sur sweet-cross.

FIGURE 2.1 – Résultats de la modélisation comparative inter-modèles CROSS pour l'approvisionnement en énergie du transport routier privé de personnes et le chauffage de locaux en 2050 sur la base du scénario CROSS « Abroad-Together » [53].

- **Pour rester en phase avec les objectifs climatiques à l'horizon 2050, tous les systèmes de chauffage et de transport de nouvelle génération mis en service aujourd'hui doivent d'ores et déjà être neutres sur le plan climatique, afin d'éviter un verrouillage durable des technologies à forte intensité carbone*.** Dans le secteur des transports routiers comme dans celui des systèmes de chauffage, la durée de vie des actifs est relativement longue, de sorte que tout véhicule ou système de chauffage vendu aujourd'hui produira des émissions pendant les décennies à venir. L'âge moyen des voitures en Suisse est supérieur à 10 ans [20] ; un véhicule neuf reste donc dans le parc automobile national pendant plus d'une décennie après son achat. De même, les systèmes de chauffage domestiques ne sont remplacés que tous les 15 à 20 ans [39]. Par conséquent, pour atteindre les objectifs climatiques de 2050, la nouvelle génération de systèmes de chauffage et de transport mis en service actuellement doit déjà être neutre sur le plan climatique.

- **L'électrification apporte des avantages collatéraux considérables en matière de santé en Suisse, dans la mesure où la combustion disparaît des routes et des bâtiments, ce qui crée des synergies entre la lutte contre la pollution atmosphérique et la décarbonisation.**

Aujourd'hui, les véhicules à moteur à combustion interne et les chaudières à combustible représentent ensemble 64% des externalités environnementales nationales de la Suisse, le principal facteur étant constitué des particules fines rejetées dans les zones à forte exposition [61]. Plus un scénario privilégie l'électrification, plus les avantages sont importants : l'électrification complète du chauffage résidentiel et du transport routier réduit les externalités nationales monétisées jusqu'à 61% par rapport à la situation actuelle [61]. La majeure partie de ce bénéfice provient des PAC, qui éliminent totalement la combustion dans les bâtiments, tandis que les VE émettent encore des particules fines dues à l'usure des pneus, des freins et de la chaussée. La biomasse présente ici un paradoxe : il s'agit d'une ressource nationale intéressante, qui peut remplacer directement les combustibles fossiles dans les chaudières, mais sa combustion dans les chaudières résidentielles maintient à un niveau élevé les émissions de particules fines et leur impact sur la santé.

Constat 2 : La décarbonisation renforcera la capacité de la Suisse à assurer son autonomie énergétique – et inversement. [1]

La Suisse dépend actuellement des importations pour environ 70 à 75% de sa consommation finale d'énergie, principalement en raison de l'utilisation du pétrole et du gaz naturel dans les transports, le chauffage et la cuisine. À mesure que la demande énergétique dans ces secteurs s'électrifie, le recours aux importations de combustibles fossiles deviendra marginal, voire disparaîtra, de même que les émissions de gaz à effet de serre correspondantes. De plus, la sortie progressive du nucléaire mettra fin aux importations de combustible à base d'uranium. Dans l'ensemble, la part des importations d'énergie dans la consommation finale d'énergie de la Suisse devrait baisser, pour s'établir entre 0 et 35%, selon le degré d'utilisation de la bioénergie nationale dans le secteur énergétique. La Suisse augmentera et diversifiera donc considérablement sa production énergétique nationale à mesure que celle-ci sera décarbonée.

Messages clés :

- **La Suisse importe actuellement entre 70 et 75% de sa consommation finale d'énergie. La majeure partie des émissions actuelles de gaz à effet de serre de la Suisse est directement liée à ces importations***. Ces importations sont en majeure partie liées aux secteurs des transports et du chauffage, soit aux carburants destinés à des technologies telles que les véhicules à moteur à combustion interne, les chaudières au mazout ou au gaz naturel ainsi que les cuisinières à gaz naturel [88]. Une petite partie des importations énergétiques totales consiste également en combustible à base d'uranium pour la production d'électricité d'origine nucléaire [88].
- **La transition énergétique permettra de réduire au moins de moitié la dépendance énergétique de la Suisse.** Chaque VE ou PAC qui remplace l'un de ses équivalents à énergie fossile permet de réduire à la fois les émissions et les importations d'énergie, car l'énergie nécessaire est dès lors fournie par de l'électricité issue de sources renouvelables plutôt que

1. Ce constat comprend des messages clés couvrant tant des informations générales tirées de la littérature que des conclusions du consortium PATHFNDR. Les messages basés sur des informations générales sont signalés par un *.

$\star$. Message couvrant des informations générales.

par des combustibles fossiles. Le haut rendement énergétique de ces technologies, combiné à la production nationale d'électricité, permet à la Suisse de couvrir la majeure partie de cette demande grâce à sa propre production énergétique. De plus, la sortie du nucléaire du côté de l'offre d'électricité implique une réduction des importations d'uranium [88]. Dans l'ensemble, la part des importations d'énergie passera sous la barre des 35% [57, 72, 77]. Ainsi, pour la Suisse, l'indépendance énergétique va de pair avec la décarbonisation.

- **La part exacte des importations d'énergie dans le système énergétique « zéro émission nette » de la Suisse dépendra essentiellement de l'utilisation de la bioénergie suisse.** La part des importations d'énergie devrait passer sous la barre des 35% dans le cadre de la transition énergétique, mais la valeur exacte, entre 0 et 35%, dépendra des choix des fournisseurs d'énergie, et notamment du recours à la bioénergie suisse [1, 4, 28, 57, 73, 77, 97]. Au-delà des secteurs directement électrifiables tels que les transports routiers et le chauffage résidentiel, les secteurs difficiles à décarboner, comme l'industrie lourde, auront probablement besoin de combustibles bas carbone pour produire de la chaleur à haute température. Selon que ces combustibles sont produits en Suisse – à partir d'électricité ou de biomasse – ou qu'ils sont importés, certaines importations d'énergie pourraient subsister (voir Constat 3 et [1, 4, 57, 97]). Certains scénarios suggèrent que l'utilisation de biocarburants pour la production d'électricité ou l'importation de gaz naturel (associée à une compensation des émissions telle que le captage et stockage directs du carbone dans l'air (Direct Air Carbon Capture and Storage) (DACCS)) pourrait constituer une production alternative d'électricité au niveau national [1, 4, 57, 77, 97].

- **Certaines voies de transition et technologies à première vue prometteuses peuvent s'avérer être des « impasses », car elles ne permettent pas de relever efficacement le défi du zéro net.** L'efficacité des différentes voies de transition et options technologiques peut être évaluée à l'aune de trois critères : la profondeur, l'étendue et la rapidité. La **profondeur** permet de vérifier si l'option élimine effectivement les émissions. Par exemple, l'utilisation du gaz naturel pour le transport routier ou maritime ne répond pas à ce critère et risque donc de constituer une impasse. L'**étendue** permet de vérifier si l'option peut être déployée à une échelle suffisante. Les biocarburants ou le biogaz destinés au chauffage ne répondent pas à ce critère, car ils entrent en concurrence directe avec la production alimentaire pour l'utilisation des terres. La **rapidité** permet de vérifier si une option peut être mise en œuvre à temps pour atteindre zéro émission nette d'ici 2050. La fusion nucléaire ne pourra très probablement pas répondre à ce critère en raison des nombreuses procédures juridiques et réglementaires à accomplir [64]. Compte tenu des ressources (financières) limitées, il est important d'examiner attentivement les voies concurrentes et de se concentrer sur celles qui répondent aux trois critères, plutôt que de consacrer des ressources à des impasses [10, 75]. Les travaux de Rosenbloom et al. [75] fournissent plus de détails sur d'autres voies identifiées comme des impasses.

- **L'intégration des énergies renouvelables locales, l'électrification du chauffage et la mise en place de systèmes de stockage d'énergie permettent une décarbonisation rentable et renforcent la sécurité énergétique en cas de perturbations.** Une décarbonisation économiquement judicieuse est rendue possible grâce aux gains d'efficacité obtenus en remplaçant les chaudières à gaz fossile par des pompes à chaleur électriques et en stockant les excédents

d'énergies renouvelables locales sous forme de chaleur dans des systèmes de stockage thermique à faible coût. Dans les bâtiments résidentiels, ces systèmes énergétiques intégrés permettent à la fois de réduire les émissions de 64% et d'augmenter la fiabilité de 80% en cas de coupures de courant prévues [83]. Lorsqu'ils sont conçus pour résister à une coupure d'électricité de 24 heures, ils permettent de réaliser des économies de 20 à 30% sur les coûts annuels par rapport au déploiement de batteries de secours individuelles [82].

Lacunes de la recherche :

- Des recherches futures devraient explorer l'espace des solutions quasi-optimales de la modélisation énergétique. La plupart des travaux du projet PATHFNDR (et, de manière générale, la plupart des scénarios relatifs aux systèmes énergétiques issus de projets de recherche) sont élaborés en fonction d'une optimisation des coûts et aboutissent à une configuration unique optimale en termes de coûts. Or des études ont montré que les solutions quasi-optimales peuvent offrir des avantages considérables pour une différence de coût minime [27, 50], notamment au niveau des coûts du système et de la dépendance énergétique.
- Les recherches futures devraient prendre en compte d'autres types de dépendance liés à l'énergie, notamment vis-à-vis des matières premières critiques (MPC), des chaînes d'approvisionnement technologiques (par ex. pour les panneaux solaires) et des questions de propriété intellectuelle.
- Les recherches futures devraient s'appuyer davantage sur l'économie comportementale (par ex. les choix individuels des consommateurs ou les dynamiques de transition propres à chaque secteur) afin d'étudier les taux d'adoption des VE et des PAC. Ces taux d'adoption constitueraient un complément utile aux études portant sur l'optimisation des systèmes énergétiques.

Constat 3 : La demande suisse en hydrogène et en carburants synthétiques bas carbone est faible, concentrée dans l'industrie et l'aviation, et le moyen le plus économique de la couvrir est l'importation.

La majeure partie de la demande suisse en énergie satisfaite actuellement par des combustibles fossiles peut être électrifiée directement (Constat 1). Par ailleurs, le stockage chimique saisonnier a peu de chances d'être rentable pour le système énergétique suisse compte tenu de la disponibilité d'autres options de flexibilité saisonnière (Constat 5). La demande suisse en hydrogène ou autres carburants synthétiques bas carbone est donc faible. La demande énergétique résiduelle non couverte par l'électricité sera fortement concentrée dans des secteurs difficiles à décarboner, notamment les applications industrielles nécessitant de la chaleur à haute température ou des matières premières d'origine fossile, ainsi que dans l'aviation, qui requiert des carburants liquides. Ces secteurs disposent de quelques options de décarbonisation concurrentes : les carburants d'origine électrique, les carburants issus de la bioénergie et la compensation des émissions. Pour mettre en place un approvisionnement national en carburants synthétiques ou en biocarburants, la Suisse aurait besoin des ressources suivantes : un approvisionnement abondant et évolutif en électricité bon marché, davantage de terres consacrées à la biomasse destinée à la production de carburant, ou davantage d'espace dédié à de grandes usines de synthèse de carburants synthétiques. Or ces ressources sont

rares en Suisse, de sorte que la production nationale de carburants synthétiques a peu de chances de devenir évolutive ou compétitive en termes de coûts. Ainsi, il sera plus efficace de satisfaire la demande en carburants synthétiques par les importations, l'intégration dans les infrastructures de l'Union européenne et les accords internationaux de compensation, en concurrence avec les biocarburants.

Messages clés :

- **L'électrification directe constitue la principale stratégie de décarbonisation, car elle minimise le recours aux carburants alternatifs.** Des technologies clés telles que les PAC et les VE permettent de décarboner à bon compte la majeure partie de la demande suisse en énergie sans recourir à des combustibles bas carbone [57, 72]. Voir le Constat 1 pour plus de détails.
- **Le réseau électrique suisse n'a pas besoin de systèmes de stockage d'énergie saisonniers de type chimique.** Pour les hypothèses retenues dans la modélisation, les technologies power-to-gas-to-power ne sont pas rentables en Suisse au niveau du système. Pour compléter l'hydroélectricité et les échanges d'électricité, d'autres technologies du côté de l'offre, notamment l'exploitation du potentiel bioénergétique de la Suisse, s'avèrent plus rentables que le stockage chimique saisonnier [1, 28, 57, 73, 77, 97]. De plus, dans le secteur du chauffage, le stockage saisonnier d'énergie thermique (Seasonal Thermal Energy Storage) (STES) offre une source supplémentaire de flexibilité saisonnière, en décalant la production de chaleur renouvelable et en réduisant les importations d'électricité en hiver de 3,6 TWh [102].
- **La demande résiduelle en carburants synthétiques proviendra de certains secteurs industriels et du transport aérien.** L'approvisionnement en chaleur à haute température et en matières premières d'origine fossile destinées aux applications industrielles ne peut être assuré directement par les technologies à faibles émissions de carbone actuelles. Dans ces domaines, les carburants synthétiques importés entreront en concurrence avec les carburants alternatifs issus de la bioénergie, pour lesquels le potentiel de production national suisse pourrait suffire à couvrir une grande partie de la demande [4, 57, 97]. L'aviation dispose également de voies de décarbonisation limitées. Les carburants synthétiques sous forme de carburants d'aviation durables (CAD) constituent la seule solution de décarbonisation évolutive, parallèlement à la compensation des émissions par l'élimination du dioxyde de carbone (carbon dioxide removal) (CDR). Les CAD d'origine biologique sont techniquement réalisables mais le potentiel en Suisse – surtout si les ressources en biocarburants sont réparties entre les applications industrielles et l'aviation – est trop faible pour couvrir la demande de l'aviation internationale. La demande d'importations de carburants synthétiques dépendra de la disponibilité des biocarburants dans l'industrie et de la demande en CAD [9, 15].
- **L'importation d'hydrogène et d'autres carburants synthétiques s'avère plus économique que leur production nationale.** Le coût de l'électricité étant le principal facteur déterminant du coût de l'hydrogène ou des carburants synthétiques bas carbone, les pays disposant de ressources renouvelables abondantes (par ex. Chili, Espagne, Pays-Bas ou Islande) peuvent produire ces carburants pour une fraction du coût engendré en Suisse [2]. Même si la Suisse réduit ses excédents d'électricité solaire en été, la construction d'électrolyseurs à forte intensité capitalistique dans le seul but de capter ces excédents entraînerait des taux d'utilisation annuels très faibles et ainsi un coût final élevé du carburant. Des importations de carburants

synthétiques restent donc plus rentables que les moyens de production nationaux [1, 2, 28–30, 57, 77]. Pour assurer l'accès à l'hydrogène et aux carburants synthétiques, la Suisse devrait donc maintenir ses liens avec les marchés internationaux.

- **La Suisse peut tirer parti de sa situation géographique pour s'intégrer aux infrastructures européennes de carburants synthétiques et d'hydrogène.** La situation géographique de la Suisse, entourée de grands pays européens, constitue un atout : une planification active et une participation aux infrastructures (par ex. les gazoducs d'hydrogène) et aux marchés européens sont donc essentielles pour couvrir efficacement la demande suisse en hydrogène et carburants bas carbone [4, 29, 30].

Lacunes de la recherche :

- Les recherches futures devraient se pencher sur le rôle du stockage saisonnier de chaleur et de la production d'énergie géothermique. D'une manière générale, ces deux technologies ont été étudiées isolément, ce qui a conduit à négliger leurs liens avec d'autres secteurs énergétiques ainsi que les synergies possibles avec d'autres technologies de stockage ou de flexibilité.
- La décarbonisation du transport lourd et de l'aviation internationale nécessite des recherches supplémentaires. Au niveau du transport lourd, la Suisse doit tenir compte de l'impact des stratégies politiques européennes sur ses propres voies de décarbonisation. Une question importante se pose pour le secteur difficile à décarboner qu'est l'aviation [15] : la Suisse doit-elle produire des CAD sur son territoire à un coût élevé, les acheter à l'étranger ou compenser les émissions des carburants conventionnels [9] ? La production de CAD synthétiques nécessite de l'hydrogène et des intrants bas carbone, de sorte que cette question doit être évaluée à la lumière de la conclusion générale selon laquelle la production nationale suisse à grande échelle d'hydrogène et de carburants synthétiques a peu de chances de s'avérer compétitive en termes de coûts.

3 Flexibilité

Au chapitre 2, nous établissons que l'électrification du chauffage et des transports constitue le principal levier de décarbonisation. Parallèlement, le couplage sectoriel et la transition vers un système électrique dominé par les énergies renouvelables variables font naître à la fois de nouvelles pressions et de nouvelles opportunités pour le système énergétique. Parmi les pressions figure notamment la nécessité d'équilibrer la production d'énergies renouvelables variables au cours de la journée et au fil des saisons. Parmi les opportunités, on peut citer les nouvelles sources de flexibilité du réseau [1] permettant d'atténuer ces déséquilibres. Les chercheurs de PATHFNDR ont notamment étudié le potentiel de flexibilité résidentielle issu des pompes à chaleur (PAC) et des véhicules électriques (VE) (par ex. [60]), ainsi que la gestion de la demande industrielle (par ex. [54]). Le projet a également mis en évidence la valeur des actifs de flexibilité déjà existants en Suisse.

Dans le présent chapitre, nous synthétisons les conclusions relatives à l'interaction entre les actifs de flexibilité établis en Suisse et les ressources décentralisées émergentes du pays afin d'identifier les leviers de flexibilité les plus efficaces.

Constat 4 : Les infrastructures hydroélectriques flexibles et les échanges d'électricité sont deux sources essentielles de flexibilité pour le système énergétique suisse. [2]

La Suisse dispose d'une flexibilité de base relativement élevée, car elle possède d'importantes capacités en termes d'hydroélectricité par réservoirs et de centrales à accumulation par pompage, ainsi qu'un réseau transfrontalier très développé. En 2024, les centrales hydroélectriques à accumulation et de pompage-turbinage ont produit 24 TWh, soit environ 40% de la consommation finale d'électricité du pays, qui s'élevait à 57 TWh. [88]. De plus, la Suisse est étroitement reliée au réseau électrique européen. Les 41 interconnexions avec les pays voisins permettent à la Suisse d'échanger environ 8 GW d'électricité dans chaque sens à tout moment, ce qui en fait une plaque tournante majeure du marché européen de l'électricité. Cumulées, ces sources de flexibilité dépassent la demande électrique de pointe suisse, qui s'élève à environ 9 GW [91]. En d'autres termes, la Suisse se trouve d'ores et déjà dans une très bonne position de départ pour répondre à ses besoins en matière de flexibilité.

Messages clés :

1. Dans le présent rapport, la flexibilité désigne la capacité du système énergétique à ajuster l'offre, la demande, le stockage, la conversion ou les échanges d'électricité à différentes échelles de temps afin de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité.
2. Ce constat comprend des messages clés couvrant tant des informations générales tirées de la littérature que des conclusions du consortium PATHFNDR. Les messages basés sur des informations générales sont signalés par un *.

- **La capacité de production hydroélectrique flexible dépasse la demande de pointe en électricité**⋆. La demande de pointe en électricité en Suisse atteint environ 9 GW [91]. Les deux types d'hydroélectricité flexible – hydroélectricité par pompage et hydroélectricité par accumulation – possèdent ensemble une capacité supérieure à la demande de pointe. Les centrales hydroélectriques à pompage totalisent une capacité de 3,5 GW et produisent jusqu'à environ 1,6 TWh/an, tandis que les centrales hydroélectriques à accumulation possèdent une capacité de 8,3 GW et produisent jusqu'à 17,8 TWh/an [14]. À l'horizon 2050, avec l'électrification des bâtiments et des transports, la demande de pointe suisse devrait s'établir entre 12 et 20 GW [72, 74, 76]. Néanmoins, la capacité hydroélectrique nationale combinée de près de 12 GW, complétée par des interconnexions avec les pays voisins, place la Suisse en bonne position pour répondre à ces besoins (Figure 3.1).

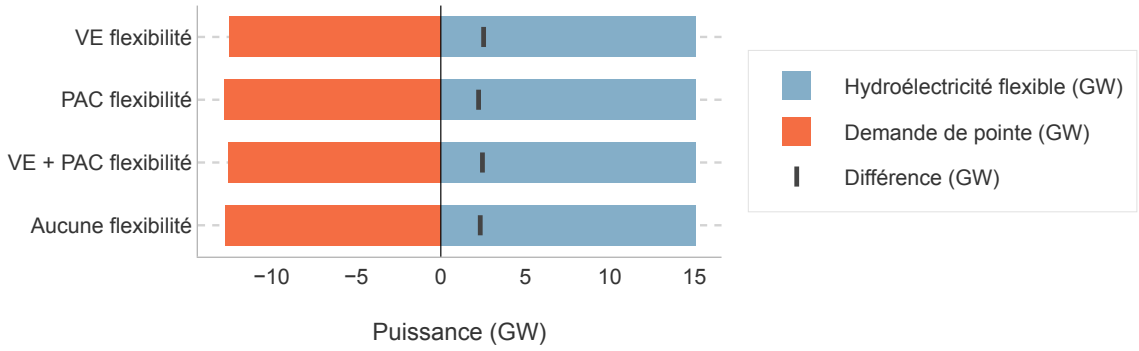


FIGURE 3.1 – Capacité hydroélectrique flexible (en GW) par rapport à la demande de pointe maximale en 2050 dans le modèle Nexus-e. Les résultats sous-jacents peuvent être consultés de manière interactive sur sweet-cross.

- **Une grande partie de la demande actuelle en électricité peut être couverte par la production hydroélectrique flexible.** En 2024, la demande totale d'électricité en Suisse a atteint quelque 57 TWh [91]. La même année, l'hydroélectricité flexible, soit l'hydroélectricité par pompage et le stockage d'énergie hydraulique, a produit environ 24 TWh d'électricité, soit près de la moitié de la demande totale [88]. À l'horizon 2050, le couplage sectoriel pourrait faire passer la demande totale d'électricité en Suisse à environ 80 à 90 TWh [72, 95]. L'hydroélectricité flexible devrait encore contribuer pour une part significative à cette demande accrue. De plus, les centrales hydroélectriques à accumulation joueront un rôle essentiel dans l'équilibrage saisonnier nécessaire au système énergétique suisse [54].
- **La Suisse est une plaque tournante majeure du négoce d'électricité et dispose ainsi d'un large accès à des échanges d'électricité flexibles**⋆**.** Environ 10% de l'électricité échangée entre les pays d'Europe continentale membres du Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (European Network of Transmission System Operators for Electricity) (ENTSO-E) transitent par le réseau électrique suisse. Sur ces 10%, environ un quart correspond à des flux de transit [19]. En 2024, la Suisse a importé 26 TWh et exporté 40 TWh d'électricité [88]. Sa participation active à ces marchés lui permet de bénéficier d'opportunités de négoce d'électricité flexibles.

Lacunes de la recherche :

⋆. Message couvrant des informations générales.

- Les recherches futures devraient évaluer les contributions à long terme de l'hydroélectricité suisse en termes de flexibilité, selon différents scénarios de changements hydrologiques induits par le climat. À mesure que les températures mondiales augmentent, la Suisse connaîtra une modification des régimes pluviométriques, avec une évolution du calendrier et du volume des apports d'eau dans les réservoirs. Or ces changements auront un impact direct sur la disponibilité de l'énergie stockée lors des déséquilibres d'approvisionnement en électricité, en hiver. Les recherches futures et la modélisation du système énergétique doivent donc intégrer des scénarios climatiques afin de quantifier avec précision le potentiel futur de flexibilité de l'hydroélectricité suisse.

Constat 5 : Le stockage chimique saisonnier sous forme d'hydrogène ou d'autres carburants synthétiques a peu de chances de devenir économiquement viable à grande échelle en Suisse.

Si le stockage chimique saisonnier constitue une solution technologique adaptée au déséquilibre saisonnier auquel la Suisse est confrontée, les résultats de PATHFNDR ne permettent pas de considérer le stockage « power-to-gas » à grande échelle comme une solution rentable dans le cadre des hypothèses de modélisation retenues. La Suisse dispose en effet de sources abondantes de flexibilité grâce à ses ressources hydroélectriques et à la flexibilité du côté de la demande (par ex. provenant de l'industrie, des PAC et des VE). De plus, la Suisse dispose d'un potentiel pour des technologies supplémentaires du côté de l'offre (par ex. le photovoltaïque alpin, l'énergie éolienne, les centrales à gaz), ainsi que pour la bioénergie et le stockage saisonnier de chaleur. La Suisse pourrait avoir besoin de certains carburants synthétiques, mais pour les produire de manière compétitive en vue du stockage saisonnier d'énergie, elle devrait disposer d'une électricité renouvelable abondante à très faible coût et d'espaces suffisants pour construire des usines de carburants synthétiques à une échelle rentable. Les résultats de la modélisation PATHFNDR montrent que la Suisse devrait déployer de manière rentable les nombreuses autres options de stockage saisonnier dont elle dispose déjà – dans des conditions commerciales favorables – plutôt que de développer une chaîne d'approvisionnement en stockage chimique.

Messages clés :

- **Les ressources hydroélectriques abondantes de la Suisse réduisent, sans l'éliminer, la nécessité du recours à d'autres sources de stockage saisonnier.** Le déséquilibre hivernal en Suisse persistera en raison d'un décalage saisonnier entre la demande hivernale liée au chauffage et les excédents d'électricité estivaux issus de l'énergie solaire [57]. Dans l'ensemble des scénarios étudiés, l'hydroélectricité à accumulation existante assure une large part de l'équilibrage saisonnier et réduit donc le déploiement au meilleur coût de technologies de stockage saisonnier supplémentaires [1, 28, 57, 73]. La Suisse est l'un des rares pays d'Europe à disposer de ressources hydroélectriques aussi importantes, ce qui explique pourquoi elle a moins besoin d'autres sources de flexibilité saisonnière que les pays voisins [28, 92].
- **Les déséquilibres saisonniers résiduels peuvent être compensés par les échanges d'électricité, d'autres technologies du côté de l'offre et la flexibilité de la demande industrielle.** La Suisse s'est fixé un objectif maximal d'importation nette d'électricité en hiver

de 5 TWh [85]. Néanmoins, en supposant que l'accord sur l'électricité entre la Suisse et l'Europe soit accepté et offre les conditions-cadres nécessaires aux échanges transfrontaliers d'électricité, le potentiel de production d'électricité éolienne plus élevé en Europe pendant l'hiver rend les importations plus économiques à cette période de l'année [57, 72, 77]. En outre, la Suisse dispose de plusieurs options du côté de l'offre pour renforcer sa production d'électricité en hiver, à savoir l'énergie éolienne, le photovoltaïque solaire (PV) alpin et les centrales au gaz [1, 57, 73, 77], quoique le développement du PV alpin et de l'éolien puisse se heurter à des défis sociétaux. Il a également été démontré que la flexibilité du côté de la demande industrielle pouvait réduire les besoins saisonniers de flexibilité de la Suisse grâce à certains secteurs industriels capables de fonctionner de manière flexible [54]. Toutefois, le stockage saisonnier chimique ne semble pas constituer un moyen rentable de pallier le déséquilibre hivernal, à moins d'appliquer des conditions commerciales très restrictives [1, 57, 73], en raison des coûts élevés de production de l'électricité à partir du gaz en Suisse et des rendements insuffisants de la conversion du gaz en électricité. Une approche alternative – mais encore hypothétique – pour la production d'électricité en hiver consiste à recourir à des centrales électriques alimentées au gaz fossile en hiver et à éliminer les émissions (outre celles déjà captées par le captage à la source) à l'aide de la technologie DACCS en été, lorsque l'électricité est peu coûteuse [54, 57].

- **Les ressources bioénergétiques suisses peuvent contribuer à combler ce déficit, mais elles risquent alors de ne plus être disponibles pour d'autres utilisations importantes.** Les ressources bioénergétiques suisses offrent un potentiel élevé pour combler le déséquilibre hivernal. Une utilisation rentable consiste à transformer la biomasse suisse en biogaz destiné aux centrales électriques au gaz [57], ce qui permettrait de produire jusqu'à 12 TWh d'électricité en hiver. Cette option permettrait à son tour d'accroître l'électrification du chauffage grâce à des PAC efficaces, tout en respectant l'objectif de 5 TWh d'importations nettes au maximum. Mais la bioénergie peut également jouer un rôle majeur dans la décarbonisation des secteurs chimique et industriel grâce aux carburants liquides et à la fourniture de chaleur à haute température [4, 97]. Les ressources suisses en biomasse ne suffisent pas à couvrir toutes les utilisations possibles. Il est donc essentiel d'élaborer des politiques relatives à l'utilisation de la biomasse en tenant compte de tous les secteurs concernés ainsi que des objectifs politiques au niveau national [4, 97].

- **Le stockage saisonnier de chaleur peut jouer un rôle important pour compenser le déséquilibre hivernal de l'approvisionnement en électricité grâce à un couplage sectoriel renforcé.** Le stockage saisonnier d'énergie thermique (Seasonal Thermal Energy Storage) (STES) permet de transférer la chaleur issue de sources renouvelables ou à faible empreinte carbone de l'été vers l'hiver (par ex. l'énergie solaire thermique ou la chaleur résiduelle), ce qui réduit les besoins en énergie fossile d'appoint et améliore le rendement global du système, en association avec des PAC et des réseaux de chauffage urbain. Parmi les options de STES à grande échelle figurent le stockage d'énergie thermique en forage (Borehole Thermal Energy Storage) (BTES), le stockage d'énergie thermique en aquifère (Aquifer Thermal Energy Storage) (ATES) et le stockage d'énergie thermique en fosse (Pit Thermal Energy Storage) (PTES). Leur faisabilité et leurs performances dépendent fortement des conditions locales [26, 94]. Dans un système énergétique suisse décarboné à coût optimal, les résultats des modélisations indiquent des capacités installées de stockage d'énergie thermique pouvant atteindre 10 TWh, ce qui se traduirait par une réduction annuelle significative des importations

d'électricité en hiver, pouvant aller jusqu'à 3,6 TWh. De plus, le recours à des solutions de stockage thermique permettrait de réduire les importations de combustibles de 3,2 TWh/an au maximum [102].

- **Les applications de niche dans les systèmes multi-énergétiques locaux peuvent générer une valeur économique pour les technologies de l'hydrogène sans recourir au stockage saisonnier.** Bien que le cycle Power-to-Hydrogen-to-Power (P2H2P) ait peu de chances d'apporter une solution rentable au déséquilibre saisonnier de l'électricité en Suisse au niveau du réseau, les technologies de l'hydrogène peuvent apporter une valeur ajoutée dans certaines applications locales spécifiques. Dans un système P2H2P autarcique, le stockage par batterie et le stockage thermique offrent une flexibilité à court terme, mais un stockage d'hydrogène à grande échelle est nécessaire pour gérer les déséquilibres saisonniers [43]. À l'échelle du réseau de distribution, la combinaison d'un stockage par batterie à court terme et d'un stockage d'hydrogène à plus long terme peut également favoriser une gestion plus fiable des réseaux de distribution actifs sur des horizons de plusieurs jours, en dépit de l'incertitude liée aux énergies renouvelables. L'optimisation conjointe d'un programme hebdomadaire et d'un contrôle en temps réel réduit l'incertitude dans les échanges d'électricité avec le réseau par rapport aux solutions reposant uniquement sur des batteries [35]. Dans les systèmes énergétiques à l'échelle des bâtiments et des quartiers, cette valeur peut également provenir de services de flexibilité à forte valeur ajoutée et de synergies issues du couplage sectoriel, plutôt que du seul transfert saisonnier d'énergie en vrac. Ainsi, les piles à combustible, en particulier en fin de vie, peuvent devenir la solution la plus rentable en tant qu'actifs ciblés de réduction des pics pour des profils de demande caractérisés par des pics de forte amplitude et de faible fréquence, leur déploiement intervenant lorsque les tarifs de puissance de pointe avoisinent les 18 CHF/kW-mois [33, 34]. L'optimum correspondant du côté des consommateurs reste relativement modeste, mais la réduction des pics peut également créer de la valeur pour les réseaux de distribution en réduisant la capacité de pointe requise et en reportant potentiellement les investissements de renforcement. Le couplage sectoriel par la récupération de la chaleur résiduelle constitue une source supplémentaire de valeur : la récupération de la chaleur issue des piles à combustible permet de les exploiter de manière rentable à des prix de l'hydrogène supérieurs d'environ 30% [11], tandis que la récupération de la chaleur résiduelle issue de la production d'hydrogène peut réduire les coûts de production de l'hydrogène jusqu'à 5,3% pour l'alimentation d'un réseau de chauffage urbain [93]. Ces résultats montrent que le rôle limité de l'hydrogène en matière de stockage saisonnier au niveau du réseau national n'exclut pas des applications locales ciblées dans lesquelles les services de flexibilité, les structures tarifaires et la récupération de chaleur créent une valeur économique supplémentaire.

Lacunes de la recherche :

- Les recherches futures devraient explorer les solutions quasi-optimales des modèles de systèmes énergétiques afin de mieux comprendre les compromis entre les différentes solutions permettant de pallier le déséquilibre hivernal, notamment en ce qui concerne l'utilisation de la bioénergie.
- Les recherches futures devraient intégrer dans un cadre de modélisation cohérent le stockage saisonnier de chaleur avec les autres secteurs énergétiques et les options du côté de l'offre.

En effet, le stockage saisonnier de chaleur a principalement été étudié de manière isolée, ce qui a conduit à négliger les interdépendances et les synergies avec d'autres secteurs.

- Estimer la valeur d'un portefeuille diversifié de stockage saisonnier dans des conditions qui ne sont pas pleinement représentées dans les scénarios actuels de coût minimal, notamment les années hydrologiques sèches, les pénuries d'électricité simultanées dans les pays voisins, le déploiement retardé de la production hivernale nationale et la mise en œuvre limitée de la flexibilité du côté de la demande industrielle. De tels tests de résistance permettraient de distinguer la valeur en termes de coût minimal du stockage chimique de sa valeur en termes de résilience et de sécurité d'approvisionnement.

Constat 6 : Les véhicules électriques et les pompes à chaleur peuvent constituer des sources majeures de flexibilité du côté de la demande, au bénéfice du système énergétique.

L'hydroélectricité et les échanges commerciaux resteront les principales sources de flexibilité de la Suisse au niveau du système (Constat 4), tandis que l'injection PV gérée contribuera à la flexibilité au niveau du réseau (Constat 7). Parallèlement, la recharge intelligente des VE et l'exploitation flexible des PAC font figure de précieuses sources supplémentaires de flexibilité du côté de la demande [42]. Ensemble, la recharge flexible des VE et l'exploitation des PAC peuvent fournir plus de 7,6 GW de charge ajustable et 5,7 TWh d'énergie déplaçable [78]. Par rapport à la flexibilité actuelle de l'hydroélectricité pilotable, soit environ 12 GW [14], la flexibilité apportée par les VE et les PAC représente une augmentation de près de 75%, ce qui est comparable à environ 29 jours de consommation d'électricité en Suisse ou à une centrale à gaz de 8 GW fonctionnant 24 heures sur 24 [78].

Messages clés :

- **Les VE et les PAC se complètent et peuvent devenir des piliers majeurs de la flexibilité, aux côtés de l'hydroélectricité et des importations, en particulier lorsqu'ils sont déployés conjointement.** Les scénarios modélisés pour 2050 montrent que, lorsque la flexibilité des VE et des PAC est disponible, le système déplace de manière optimale environ 23% de la demande des PAC (3,8 TWh / 16,4 TWh) ainsi que 20% de la demande des VE (1,9 TWh / 9,8 TWh), et environ 5,7 TWh quand les deux sont combinés [78] (figure 3.2). La flexibilité des VE et des PAC suit des profils quotidiens et saisonniers différents, de sorte que leur utilisation conjointe en optimise les avantages. La demande reportée est importante par rapport à celle couverte par les batteries, qui fournissent environ 0,2 TWh, et vient compléter d'autres sources de flexibilité telles que les importations nettes (environ 2,6 TWh) et les centrales hydroélectriques à accumulation par pompage (environ 12,2 TWh) [72]. La flexibilité combinée des VE et des PAC peut également réduire les besoins d'investissement du côté de l'offre, par exemple en diminuant de 75% la capacité de stockage nécessaire au niveau du système en cas d'intégration totale du marché, et jusqu'à 95% lorsque les échanges transfrontaliers d'électricité sont restreints [95].
- **La flexibilité offerte par les VE et les PAC apporte de nombreux avantages au système énergétique,** tels que l'intensification de l'intégration des énergies renouvelables, la réduction

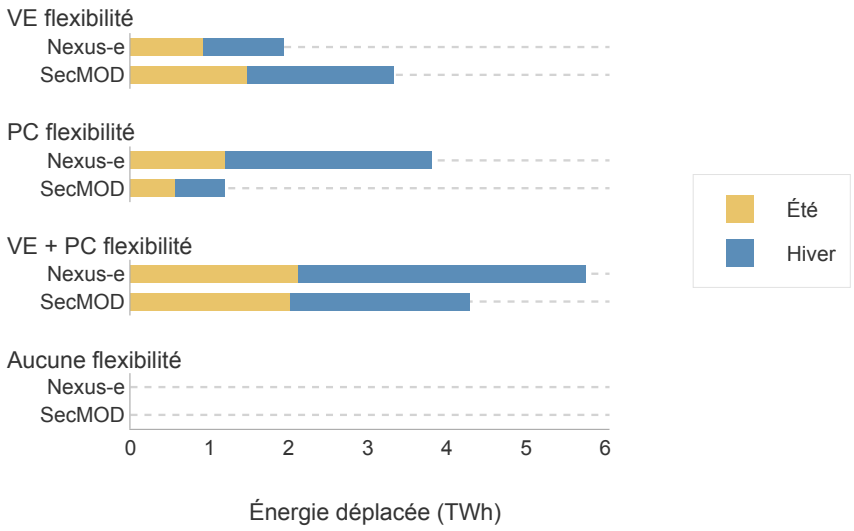


FIGURE 3.2 – Résultats de modélisation issus de deux modèles PATHFNDR illustrant les déplacements d'énergie optimaux (en TWh) en 2050 pour les véhicules électriques (VE) et les pompes à chaleur (PC). Les résultats sous-jacents peuvent être consultés de manière interactive sur sweet-cross.

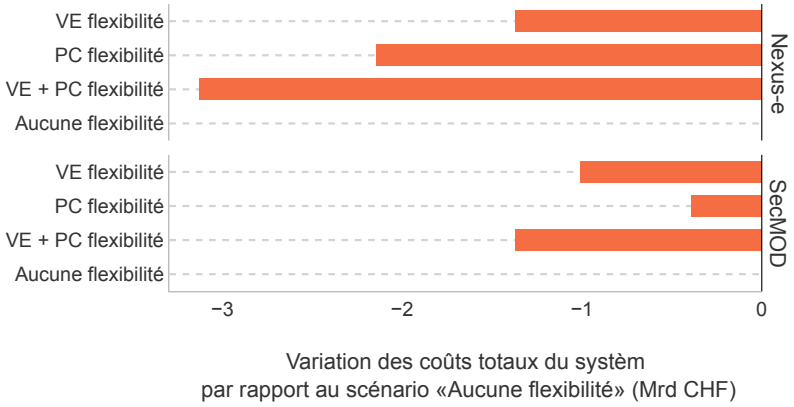


FIGURE 3.3 – Résultats de modélisation issus de deux modèles PATHFNDR illustrant l'évolution des coûts totaux du système (en milliards de CHF) à l'horizon 2050 lorsque les scénarios « flexibilité » et « sans flexibilité » sont utilisés. Les résultats sous-jacents peuvent être consultés de manière interactive sur sweet-cross.

de la dépendance vis-à-vis des importations et la réduction des coûts du système énergétique. L'intégration des énergies renouvelables s'accroît, car nous pouvons décaler le fonctionnement des VE et des PAC vers les périodes où les énergies renouvelables sont disponibles. La mise en place de ces options de flexibilité augmente la pénétration des énergies renouvelables de 3,8% et réduit les restrictions de production du système énergétique de 21% [72]. De plus, la flexibilité offerte par les VE et les PAC réduit les importations nettes, respectivement, de 11 et 12% [72]. La flexibilité des PAC entraîne une réduction plus importante des importations en raison de leur importance prépondérante dans la demande pendant les mois d'hiver, période durant laquelle intervient la majeure partie des importations. Combinées, ces deux options de flexibilité réduisent les importations nettes d'électricité de 22% [72]. Enfin, le déploiement de la flexibilité des VE ou des PAC réduit les coûts du système énergétique de 2,1 ou 1,7%,

respectivement, ou de 4% en cas de déploiement combiné [72] (chiffres absolus en milliards de francs suisses utilisés dans la figure 3.3 tirés de [78]). Ces réductions de coûts sont principalement attribuées à la diminution des importations d'électricité, à l'augmentation des recettes issues des exportations d'électricité, ainsi qu'à la réduction des investissements et des coûts d'exploitation des installations au gaz, des piles à combustible et des batteries. Dans l'ensemble, la flexibilité des VE et des PAC supplante les autres options de flexibilité au sein du système énergétique, ce qui entraîne une baisse des coûts globaux du système.

- **La recharge flexible des VE est une ressource du côté de la demande qui possède un fort potentiel pour favoriser une plus grande pénétration du PV.** Avec une électrification totale du parc de véhicules de particuliers, la recharge intelligente des VE pourrait générer jusqu'à 2,4 GW de capacité de décalage de la demande vers le haut et environ la moitié de cette capacité vers le bas [69]. Cette flexibilité est considérable compte tenu de la demande de pointe en électricité en Suisse, soit quelque 9 GW [91]. D'ici 2050, grâce à des mesures d'incitation appropriées en faveur de la flexibilité, la limitation de la production d'énergies renouvelables pourrait être réduite de plus de 10 à 30%, selon que les VE utilisent le mode recharge intelligente (V1G) ou recharge bidirectionnelle (Vehicle-to-Grid) (V2G) [60] (Figure 3.4). Ces avantages découlent du décalage de la demande de recharge des VE vers la journée, afin de mieux s'aligner sur la production PV [60, 95]. Ainsi, la recharge sur le lieu de travail constitue une opportunité majeure pour décaler la demande et accroître l'intégration du PV [96], car près de 40% des véhicules sont stationnés à proximité de leur lieu de travail ou de leur établissement scolaire pendant les heures de pic solaire en semaine [68, 72]. À l'échelle des ménages, la recharge intelligente des VE peut offrir une flexibilité locale de 1,27 kW en moyenne [41]. Cette flexibilité est comparable à la consommation électrique totale d'un lave-vaisselle moderne ou au fonctionnement simultané de dix grands téléviseurs LED. Cette flexibilité peut paraître modeste, mais elle représente 7,5% d'un raccordement domestique suisse standard de 17 kW et offre une réserve pouvant être modulée pendant plusieurs heures d'affilée. Toutefois, le potentiel de flexibilité effectivement exploité reste subordonné à la capacité des chargeurs, aux structures tarifaires et aux signaux du marché, en particulier lorsque les VE effectuent des opérations V2G [6, 60].

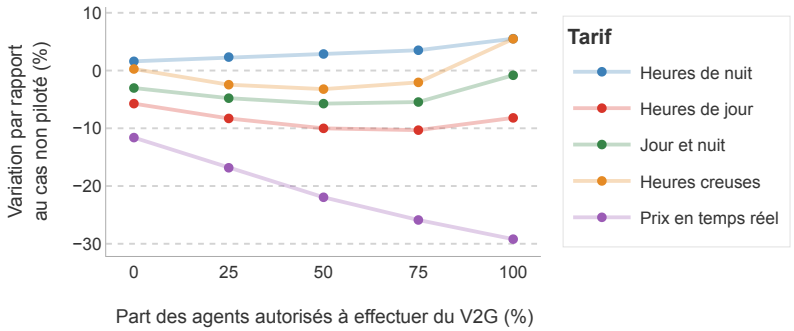


FIGURE 3.4 – Résultats de modélisation montrant l'influence de la structure tarifaire de l'électricité et de l'infrastructure de recharge sur l'écrêtement, par rapport à une recharge non pilotée [60]. Les résultats sous-jacents peuvent être explorés de manière interactive sur sweet-cross.

- **Une exploitation flexible des PAC peut également répondre aux besoins de flexibilité de la Suisse, notamment en hiver.** Le recours au stockage thermique via des réservoirs tampons ou à l'inertie des bâtiments permet de décaler une part importante de la charge de chauffage pendant des durées limitées. Des estimations récentes de type « bottom-up » fondées sur des données de surveillance de bâtiments suisses montrent que la charge de chauffage peut être réduite pendant 2 à 10 heures lorsque la température extérieure est de 0 °C, tout en préservant le confort des occupants (figure 3.5) [56, 72]. Ce potentiel de flexibilité dépend fortement des caractéristiques des bâtiments, de la demande de chaleur, du stockage thermique disponible et des contraintes de confort. La modélisation de la demande de chauffage résidentiel en Suisse à l'aide de bases de données publiques fournit une base importante pour agréger à l'échelle nationale ce potentiel hétérogène au niveau des bâtiments [81]. Si l'on considère l'ensemble de la demande de chaleur résidentielle en Suisse, le fonctionnement flexible des PAC peut offrir une capacité de décalage de la demande vers le haut de 7,5 GW et une capacité de décalage vers le bas de 1,3 GW, soit au total 3,6 TWh/an de flexibilité énergétique à l'échelle nationale [78]. La demande de pointe des PAC survenant en hiver, la mise en œuvre de la flexibilité de ces installations constitue également une stratégie efficace pour contribuer à la gestion du déficit électrique hivernal et faire face à la hausse des prix de l'électricité à cette période de l'année [58]. Afin d'éviter ou de limiter les pics de rebond, cette flexibilité nécessite un contrôle coordonné, par exemple par les gestionnaires de réseau ou les contrôleurs locaux [56].

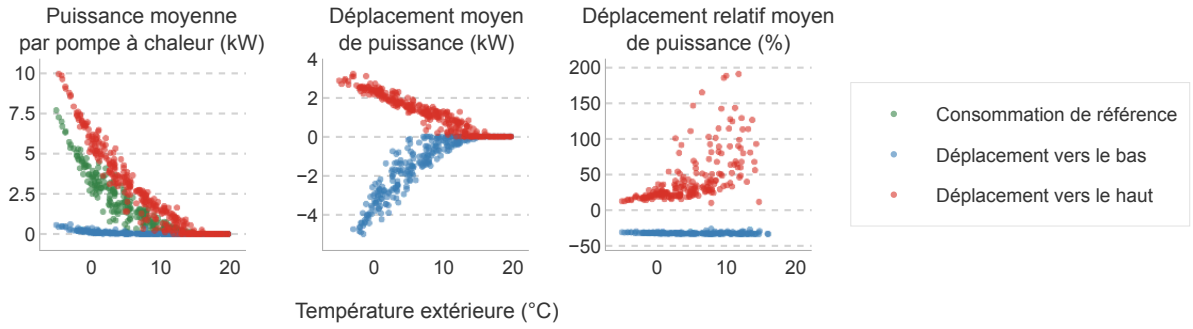


FIGURE 3.5 – Résultats de modélisation illustrant la consommation de base, le décalage vers le bas et le décalage vers le haut de la consommation électrique des pompes à chaleur, sur la base d'ajustements des points de consigne toutes les deux heures pour la commune de Liestal, à partir de 6h00 [56]. Les résultats sous-jacents peuvent être consultés de manière interactive sur sweet-cross.

Lacunes de la recherche :

- Les recherches futures devraient se pencher sur les avantages et les inconvénients relatifs des contributions V2G par rapport au V1G. En effet, la plupart des études sont concentrées sur le V1G, alors que le V2G offre des ressources de flexibilité supplémentaires, quoiqu'en nécessitant des politiques sur mesure ainsi que des structures tarifaires et/ou des mécanismes de marché plus avancés [3, 60].

- Les recherches futures devraient quantifier les possibilités de flexibilité industrielle en Suisse, notamment les pompes à chaleur industrielles, les systèmes de refroidissement, le stockage thermique, l'exploitation flexible des procédés, la conversion d'énergie sur site ainsi que les

interactions avec l'électricité, la chaleur, l'hydrogène et d'autres vecteurs énergétiques. Par rapport aux PAC résidentielles et aux VE, la flexibilité industrielle peut s'avérer plus hétérogène et spécifique à chaque site, mais elle pourrait offrir une flexibilité précieuse à plus grande échelle et sur différents profils temporels.

- Les recherches futures devraient s'attacher à déterminer comment les besoins en matière de flexibilité peuvent être traduits en critères de conception pour les futurs systèmes énergétiques des bâtiments. Des recherches supplémentaires sont nécessaires pour définir des indicateurs de flexibilité, quantifier les compromis avec le rendement, le confort, les coûts et les contraintes du réseau, et évaluer dans quelle mesure ces critères influencent la conception et l'exploitation des systèmes énergétiques des bâtiments.

Constat 7 : Il faut tenir compte des flexibilités de la demande des utilisateurs finaux et de la production lors de la planification du réseau de distribution pour réduire le besoin de renforcer celui-ci.

Les réseaux de distribution d'électricité n'ont pas été dimensionnés pour faire face aux pics d'injection et de prélèvement d'énergie pouvant résulter de la prolifération massive des installations photovoltaïques sur les toits, des VE et des PAC. L'extension du réseau pour absorber des pics d'une telle ampleur dans le cadre du modèle d'infrastructure traditionnel entraînera des coûts d'investissement élevés et aboutira à un réseau surdimensionné pour toutes les situations à l'exception des pointes. Au lieu de développer le réseau à une telle échelle, il est possible de gérer les énergies renouvelables grâce à la flexibilité des utilisateurs finaux (par ex. la recharge intelligente des VE) ou à une limitation de la production aux heures de pointe. Les services publics devront mettre au point des dispositifs favorisant ce type de gestion respectueuse du réseau. Mais la mise en œuvre concrète dépendra de la maturité de l'opérateur du réseau de distribution concerné, car les quelque 600 opérateurs suisses présentent des différences considérables en termes de taille, de capacités numériques, de ressources de planification et d'expérience en matière de gestion active du réseau.

Messages clés :

- **Des cadres de planification des réseaux de distribution intégrant la flexibilité permettent aux services publics d'exploiter les sources locales de flexibilité.** La planification traditionnelle du réseau repose sur des renforcements matériels, tels que la modernisation des câbles et des transformateurs, afin de répondre aux scénarios les plus défavorables en termes de pointe de demande et de production. Cette approche traditionnelle ne tient pas compte des capacités dynamiques potentielles des ressources énergétiques distribuées et des autres technologies flexibles. En revanche, les cadres de planification intégrant la flexibilité exploitent diverses ressources et technologies flexibles afin de réduire ou de reporter les coûts de renforcement du réseau, tout en aidant les gestionnaires à optimiser les performances de leur réseau et l'efficacité de leurs investissements [21, 79]. Une planification intégrant la flexibilité devrait devenir la nouvelle norme, associée à des mécanismes permettant aux gestionnaires de réseau de compter sur la flexibilité des utilisateurs finaux et d'en tirer parti.
- **Le principal facteur à l'origine de la nécessité de renforcer le réseau est l'augmentation de la production photovoltaïque.** Dans les régions rurales, le rapport entre la puissance

PV installée en 2040 et la demande maximale actuelle peut être supérieur à 10, et il peut atteindre 5 dans les régions urbaines. Ce rapport varie selon les types de régions, mais le besoin d'investissements dans le renforcement du réseau est commun à toutes les régions. Les investissements requis tendent à progresser de manière non linéaire au sein de chaque type de région à mesure que la puissance PV installée augmente [22].

- **Une gestion efficace de l'injection d'électricité photovoltaïque peut réduire considérablement la nécessité de renforcer le réseau, avec un impact minime sur la production annuelle totale d'énergie photovoltaïque.** Des études portant sur les réseaux de distribution dans plus de 50 réseaux basse tension (BT) et moyenne tension (MT) montrent que la réduction médiane des investissements totaux dans le réseau, obtenue en limitant de moins de 3% l'énergie PV disponible, atteint 50% environ dans les régions rurales étudiées en 2040, quelque 40% dans les régions urbaines et environ 60% dans les régions semi-rurales (Figure 3.6) [22]. Une telle gestion peut être mise en œuvre grâce à diverses alternatives, qui se renforcent mutuellement : (i) limiter directement la puissance de sortie de pointe, (ii) décaler la demande énergétique flexible, telle que la recharge des VE et/ou le fonctionnement des PAC, afin de l'aligner sur les périodes de production PV de pointe (Constat 6), ou (iii) intégrer des systèmes de stockage d'énergie par batterie (Battery Energy Storage Systems) (BESS) locaux fonctionnant en parallèle des installations PV et de manière compatible avec le réseau tout en maintenant les objectifs d'autoconsommation.

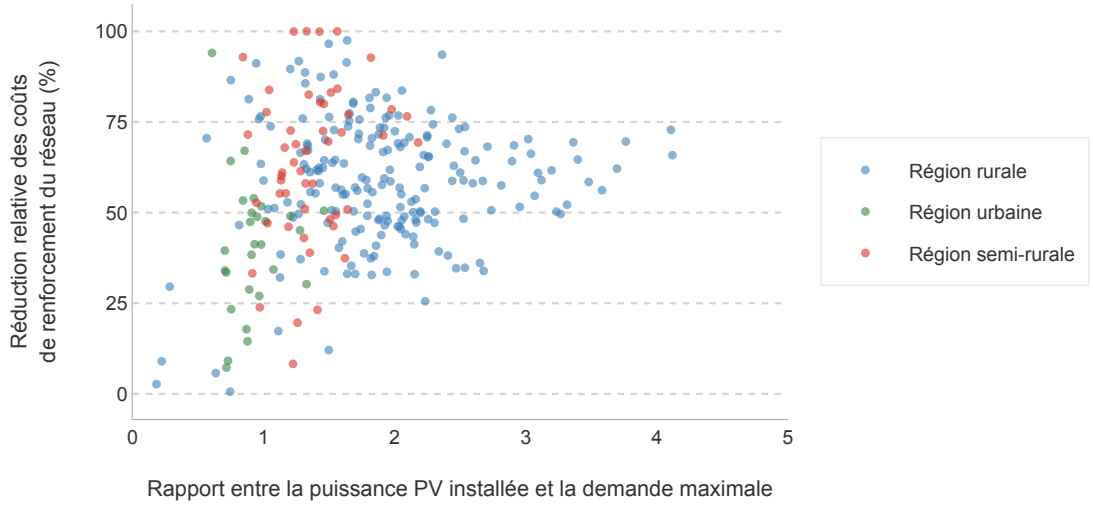


FIGURE 3.6 – Réduction relative des coûts totaux de renforcement du réseau [%] dans les réseaux basse et moyenne tension étudiés en 2040 grâce à l'écrêtement de la production PV (entraînant une perte de moins de 3 % de la production PV annuelle attendue), par type de région et en fonction du rapport entre la capacité PV installée et la demande maximale [22]. Les résultats sous-jacents peuvent être consultés de manière interactive sur sweet-cross.

- **Les avantages de la gestion de l'injection PV et de la flexibilité du côté de la demande offerte par les VE et les PAC varient d'une région à l'autre.** Les réseaux de distribution d'électricité suisses se caractérisent par l'hétérogénéité de la demande et des profils de production d'énergie renouvelable, ce qui rend impossible toute généralisation des avantages potentiels à l'ensemble des types de réseaux. Dans les régions rurales et semi-rurales, où

le rapport entre la puissance PV installée et la demande locale peut atteindre quatre pour un, la gestion de l'injection PV constitue le levier le plus efficace. Dans les régions urbaines, qui présentent des rapports inférieurs à 1 entre la puissance PV installée et la demande, la flexibilité du côté de la demande offre les principaux avantages, avec des réductions de coûts proches de 50%, et parfois supérieurs [22], dans les régions étudiées.

- **Une régulation flexible de la tension revêtira une importance capitale,** car dans certaines régions, en particulier dans les réseaux ruraux où les installations PV sont très répandues, on observe des dépassements de tension aux nœuds et des surcharges thermiques des câbles et des transformateurs. L'un des moyens d'assurer cette régulation consiste à utiliser la fonction de soutien de la tension des convertisseurs. Les convertisseurs PV sont ici les candidats naturels, mais les infrastructures de recharge des VE et les PAC peuvent également être équipées de cette fonction et donc fournir un tel soutien [13].

Lacunes de la recherche :

- Les recherches futures devraient se concentrer sur les moyens concrets de mettre en œuvre une planification des réseaux de distribution intégrant la flexibilité.
- L'un des principaux défis réside dans le fait que l'on ne dispose souvent pas de modèles détaillés des réseaux, en particulier pour les réseaux basse tension.
- Un autre défi consiste à adapter ces méthodes de planification pour les rendre utilisables efficacement à grande échelle, sur un grand nombre de réseaux.
- Un autre défi consiste à traduire les scénarios énergétiques nationaux en hypothèses locales réalistes. Cela implique notamment d'estimer où et quand des technologies telles que le photovoltaïque, les infrastructures de recharge pour véhicules électriques et les pompes à chaleur seront déployées, jusqu'au niveau des bâtiments.
- Il faut également élaborer des profils réalistes de demande et de production futures avec une résolution temporelle inférieure à l'heure pour ces technologies, afin de les rendre fiables pour les services publics. Les méthodes stochastiques peuvent aider à prendre en compte l'incertitude, mais elles peuvent nécessiter un effort de calcul considérable, ce qui risque de limiter leur utilisation à des applications industrielles à grande échelle.

4 Déblocage de la flexibilité

Les chapitres précédents ont formulé des recommandations techniques pour la transition énergétique suisse : le chapitre 2 a identifié l'électrification du chauffage et des transports comme le principal levier de décarbonisation, et le chapitre 3 a précisé le potentiel technique de l'hydroélectricité, des infrastructures de réseau et des installations décentralisées pour gérer la flexibilité. Mais, comme le souligne l'introduction du rapport (chapitre 1), passer d'un potentiel technique à une réalité opérationnelle nécessite davantage que de simples équipements.

Dans le présent chapitre, nous passons du « quoi » au « comment ». Par exemple, si les pompes à chaleur (PAC) et les véhicules électriques (VE) offrent un précieux potentiel de flexibilité, cette flexibilité ne devient effective que si l'environnement de marché émet les bons signaux et surtout si les détenteurs de ces technologies décident de participer. Pour concrétiser cette flexibilité, il faut donc résoudre la tension entre une solution favorable au marché (réagissant aux signaux de prix) et favorable au réseau (protégeant les infrastructures locales), tout en veillant à atténuer le risque financier de la transition et à rendre celle-ci socialement acceptable.

Constat 8 : Les tarifs dynamiques jouent un rôle important pour inciter à un compromis optimal entre une exploitation et des investissements favorables au réseau, d'une part, et favorables au marché, d'autre part.

Un consommateur final raccordé au réseau électrique doit faire face à plusieurs composantes de coût. Parmi celles-ci, les tarifs d'électricité couvrent le coût de production de l'énergie effectivement consommée, tandis que les tarifs de réseau couvrent les infrastructures et le service de distribution nécessaires pour acheminer cette énergie jusqu'au domicile des consommateurs. Traditionnellement, ces tarifs sont forfaitaires ou varient selon des plages horaires prédéfinies au cours de la journée ou de l'année (structure en fonction de l'heure de consommation) [59]. Grâce aux compteurs intelligents, ces tarifs peuvent devenir dynamiques, évoluant toutes les heures, voire par tranches de 15 minutes, afin d'inciter les prosommateurs pratiquant l'autogestion de leur production à s'aligner sur les besoins du réseau et du marché [5, 12, 40, 51, 98, 103], ce qui permet de résoudre les signaux d'activation contradictoires et d'orienter la flexibilité là où elle est le plus nécessaire. Par exemple, les tarifs d'électricité dynamiques peuvent s'appuyer sur les prix de gros de l'électricité, comme l'a récemment prévu la législation suisse et européenne [59]. Compte tenu de l'importance croissante de la flexibilité, les tarifs dynamiques sont essentiels pour libérer le potentiel des prosommateurs. Bien conçus, ils permettent par exemple de réduire les coûts du réseau suisse de 2 à 4,5% lorsqu'ils s'appliquent aux VE [60] ou de diminuer les coûts de renforcement du réseau de plus de 50% au niveau de la distribution [103]. Toutefois, ces tarifs et ces prix doivent être structurés de manière à mettre en place des incitations efficaces en matière de gestion de l'offre et d'investissement et à éviter l'apparition de pics de rebond [60, 103]. En particulier, lorsque les prix de gros sont répercutés sur

les prosommateurs, ils doivent s'accompagner de mesures de couverture des risques afin d'atténuer le risque de prix et d'accroître l'adhésion des clients. De plus, les technologies numériques telles que les mécanismes de tarification automatisés n'apportent des avantages au niveau du réseau que lorsqu'elles sont intégrées de manière cohérente dans des modèles économiques et des solutions destinées aux utilisateurs, et non mises en œuvre de manière isolée [66].

Messages clés :

- **Les tarifs dynamiques devraient s'accompagner d'un contrôle automatique de la charge afin d'optimiser leur acceptation et leur impact.** Les tarifs dynamiques varient généralement toutes les heures, voire toutes les 15 minutes. Ce rythme est beaucoup trop élevé – il est trop chronophage pour les clients de réagir manuellement à ces changements, d'adopter le même rythme et la même fréquence. Des systèmes de contrôle automatique de la charge seront donc nécessaires pour optimiser l'impact ; il a d'ailleurs été démontré qu'ils favorisent l'acceptation des tarifs dynamiques [23, 25].

- **Pour encourager une gestion de la production favorable au marché, la composante énergétique des tarifs dynamiques devrait correspondre au prix de gros.** Le cadre réglementaire actuel exige que les prix dynamiques soient calibrés par rapport à une valeur moyenne fixe pour un profil de référence. Or les signaux en matière de gestion de la production et d'investissement pourraient être rendus plus efficaces en répercutant le prix de gros sur les clients. La répercussion des prix de gros garantit que l'incitation des clients flexibles à décaler ou réduire leurs charges correspond aux économies de coûts réalisées sur le marché de l'électricité. La flexibilité ne sera alors utilisée que de manière à réduire les coûts du réseau [100].

- **Afin d'encourager une gestion favorable au réseau, la composante « réseau » des tarifs dynamiques devrait être forfaitaire pour chaque niveau de réseau, sauf lorsque la zone de réseau concernée est saturée.** Tant que le réseau n'est pas saturé, les redevances de réseau dynamiques devraient être conçues comme des redevances forfaitaires qui ne modifient pas les incitations au report de la charge. Cette stabilité des prix garantit que les incitations au report et à la réduction de la charge correspondent aux signaux de prix de gros non faussés provenant de la composante « énergie » [100].

- **Pour encourager une gestion saine du réseau, la composante « réseau » des tarifs dynamiques, pour chaque niveau du réseau, devrait être différenciée selon les régions et offrir des incitations symétriques pour les injections et les prélèvements.** Dès qu'une région du réseau est saturée par un nombre excessif de charges, la redevance dynamique de réseau applicable aux prélèvements devrait y augmenter proportionnellement à la charge du réseau. De même et contrairement à l'approche réglementaire actuelle, lorsqu'une région du réseau est saturée par un trop grand nombre d'injections, celles-ci devraient être soumises à une redevance de réseau proportionnelle à la charge du réseau [100].

- **Afin de fournir des incitations suffisantes lorsqu'un réseau atteint ses limites de capacité, les tarifs dynamiques du réseau doivent être fixés à un niveau suffisamment élevé lorsque le réseau est surchargé par les prélèvements, et à un niveau suffisamment bas – y compris des prix négatifs – lorsque le réseau est surchargé par les injections.** Lorsque

le réseau atteint sa limite de capacité de prélèvement, une augmentation supplémentaire de la charge peut entraîner des coupures forcées du réseau surchargé. Afin d'offrir aux clients des incitations suffisantes pour éviter de telles situations, les tarifs de réseau dynamiques devraient s'aligner sur la valeur de la charge perdue (Value of Lost Load) (VoLL) lorsque les charges atteignent les limites de capacité de prélèvement. Lorsque le réseau atteint ses limites de capacité d'injection, une augmentation supplémentaire de la charge pourrait également entraîner la déconnexion forcée d'éléments du réseau et de clients, avec un coût associé égal à la VoLL. Toutefois, si les producteurs d'énergie renouvelable sont tenus de payer des redevances négatives croissantes pendant cette période, ils cesseront d'injecter dès que la somme des tarifs de réseau (négatifs) et des redevances d'énergie (potentiellement encore positives) sera égale à zéro. Il est donc peu probable que les tarifs de réseau dynamiques doivent descendre jusqu'à une valeur de $-$VoLL lorsque les réseaux sont surchargés par les injections.

- **Les tarifs de réseau dynamiques, qui atteignent le niveau de la VoLL, et les tarifs énergétiques dynamiques, qui répercutent le prix de gros, nécessitent une couverture adéquate des risques.** Lors d'événements extrêmes, tels que des goulots d'étranglement sur le réseau ou de futures crises énergétiques, le coût réel de l'électricité peut devenir très élevé. Les tarifs de réseau et énergétiques dynamiques qui répercutent ces incitations en atteignant le niveau de la VoLL lors de congestion et/ou en répercutant le prix de gros fournissent les incitations appropriées, mais exposent les clients à des risques excessifs. Au lieu de l'approche actuelle consistant à atténuer le signal de prix en le calibrant sur une moyenne prédéfinie, ou à plafonner les tarifs dynamiques à des niveaux inférieurs à la VoLL, ce qui réduirait le risque au prix d'une distorsion des incitations, une approche plus efficace consisterait à doter les clients de contrats de couverture des risques, qui réduiraient les risques à des niveaux similaires tout en préservant des incitations non faussées en matière de répartition et d'investissement [101].

- **Lorsque le volume des charges flexibles augmente, il peut s'avérer nécessaire de fixer les tarifs dynamiques du réseau a posteriori ou de les associer à des redevances de capacité afin d'éviter les pics de rebond.** Au départ, les tarifs dynamiques seront probablement fixés ex ante, généralement au stade du marché journalier, afin de laisser aux clients pratiquant la gestion de la charge un délai suffisant pour planifier leur répartition. Mais le volume des charges flexibles réagissant aux tarifs ex ante peut alors augmenter au point de générer de nouveaux pics, au cours de l'heure où le prix ex ante est le plus bas, dont l'amplitude dépasse le pic initial, ce qui peut nuire au réseau électrique [60]. Lorsque ce phénomène commence à apparaître, les tarifs dynamiques au kWh pourraient soit être fixés a posteriori [12, 63], soit s'accompagner de redevances de capacité au kWc afin d'inciter les clients à répartir leur consommation sur les heures où les prix au kWh sont bas.

- **Si les fournisseurs d'énergie proposent des tarifs dynamiques, ils doivent mettre aux enchères la flexibilité agrégée lors des enchères day-ahead ou intrajournalières afin d'éviter toute perte.** Lorsqu'un fournisseur d'énergie propose un tarif dynamique aux consommateurs finaux, la demande de ces derniers évolue en conséquence. Pour préserver son groupe d'équilibre, le fournisseur doit anticiper cette évolution et acquérir la demande ainsi déplacée lors des enchères day-ahead ou intrajournalières ; à défaut, le groupe d'équilibre sera déstabilisé, ce qui entraînera des paiements de déséquilibre. C'est pourquoi la Bourse européenne de l'électricité (EPEX SPOT), qui gère les marchés suisses journaliers et intra-

journaliers, a mis en place le format « groupe exclusif d'offres de blocs » (exclusive group of block bids), qui permet aux fournisseurs d'électricité de se procurer de l'électricité pour un portefeuille de charges flexibles agrégées [18, 32]. Ce format permet au fournisseur d'électricité de monétiser la flexibilité de son réseau tout en assurant que cette flexibilité agrégée sera mise à la disposition du réseau suisse, ceci pour la gestion journalière (via une offre journalière) ou intrajournalière (via une offre intrajournalière) [18].

- **Les tarifs dynamiques nécessitent une évolution des formats d'offres dans les enchères day-ahead et intrajournalières.** Comme les consommateurs finaux réagissent aux tarifs dynamiques, les fournisseurs d'énergie doivent acquérir la charge flexible de ces derniers lors des enchères day-ahead et intrajournalières. Les formats d'offres définis par EPEX SPOT pour le marché suisse devraient être adaptés à cet effet. Le « groupe exclusif d'offres de blocs » actuellement proposé est largement suffisant, mais deux améliorations permettraient de négocier la flexibilité de manière plus efficace [18, 32]. Premièrement, il devrait être possible de soumettre une offre groupée comportant des quantités positives et négatives, pour refléter la nature des prosommateurs, qui peuvent à la fois acheter et vendre. Deuxièmement, le nombre d'offres par groupe exclusif devrait être augmenté afin que les fournisseurs d'énergie puissent offrir davantage de flexibilité [18, 32]. Par ailleurs, la Bourse d'électricité devrait conseiller en permanence les fournisseurs d'énergie sur l'utilisation des formats d'offres et faire évoluer leur conception en réponse à l'évolution du paysage des producteurs et des consommateurs d'électricité.

- **Les méthodes d'optimisation statistique peuvent contribuer à renforcer la fiabilité des réseaux électriques lors de situations incertaines grâce à une planification plus robuste.** Les systèmes modernes de distribution et de transport d'électricité doivent rester fiables en dépit de l'incertitude liée à la production d'énergies renouvelables et de l'évolution de la demande en électricité. Des méthodes statistiques qui tiennent compte de ces incertitudes et garantissent le respect des contraintes du réseau avec un haut niveau de confiance peuvent aider les services publics, les gestionnaires de réseaux de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution à planifier de manière plus efficace et plus robuste [38].

- **Des méthodes statistiques peuvent permettre d'agréger les ressources énergétiques décentralisées afin de mobiliser une flexibilité sinon inexploitée et d'assurer un soutien plus efficace au réseau ainsi qu'une meilleure planification du système.** À mesure que les énergies renouvelables se développent, de nombreuses ressources décentralisées et limitées – panneaux solaires, batteries, charges flexibles – peuvent contribuer à l'équilibrage du réseau électrique. Une nouvelle méthode statistique a été mise au point pour agréger ces ressources de manière efficace et formelle et estimer de façon fiable le niveau de flexibilité qu'elles peuvent apporter au système. En intégrant les contraintes du réseau, les coûts et les incertitudes, cette approche permet de fournir la flexibilité au réseau de transport de manière sûre et efficace, transformant ainsi les ressources énergétiques locales en un outil précieux pour le maintien de l'équilibre du réseau [36].

- **Des méthodes statistiques peuvent être utilisées pour coordonner les ressources de flexibilité provenant de différents réseaux de distribution afin de soutenir la distribution.** La coordination de la gestion de plusieurs réseaux de distribution actifs (Active Distribution Networks) (ADN) peut permettre de mobiliser la flexibilité distribuée et de réduire le recours

aux services d'équilibrage. Cette recherche PATHFNDR présente une méthode d'optimisation distribuée permettant à plusieurs réseaux de travailler à la réalisation d'un objectif commun sans divulguer d'informations sensibles sur les ressources énergétiques distribuées ou les modèles de réseau. De telles approches s'avéreront très utiles pour l'exploitation et la planification du réseau. La méthode a été validée avec succès lors d'expériences menées conjointement au Laboratoire des systèmes électriques distribués de l'EPFL et au centre NEST de l'Empa [37].

Lacunes de la recherche :

- Les recherches futures sur l'agrégation des ressources stochastiques tenant compte du réseau devraient se concentrer sur la combinaison des cadres d'agrégation et d'optimisation distribuée, afin d'agréger la flexibilité conjointe sans partager les informations relatives aux réseaux de distribution actifs individuels, tout en prenant en compte plusieurs services auxiliaires (superposés ou disjoints).
- Il faut étendre le cadre d'agrégation afin de prendre en compte les activations probabilistes des services et d'affiner la contrainte de rentabilité en intégrant des indicateurs de risque spécifiques.
- Il a été démontré que des combinaisons de prix de capacité peuvent réduire les pics de rebond tout en préservant les incitations au décalage de la charge, mais la conception optimale de ces combinaisons tarifaires fait encore l'objet de recherches actives.
- De même, bien que les avantages des tarifs de réseau a posteriori aient été démontrés, la conception détaillée de ces tarifs, et en particulier la faisabilité et la stabilité d'un contrôle optimal de la charge en réponse à des prévisions de prix incertaines, nécessitent des recherches supplémentaires.

Constat 9 : Des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables bien conçus devraient favoriser la stabilité des revenus et réduire les risques liés à l'investissement, tout en préservant des incitations adéquates. [1]

Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables qui lient les paiements à la production d'électricité effective – notamment la prime de marché flottante en vigueur en Suisse – peuvent réduire efficacement le risque de prix pour les investisseurs tout en préservant la plupart des incitations à optimiser la production. Néanmoins, comme les paiements restent liés aux volumes de production, ces mécanismes peuvent toujours fausser le comportement des acteurs et la formation des prix sur les marchés à court terme (intrajournaliers et d'équilibrage) et ne permettent pas de couvrir la variabilité globale des recettes. Des mécanismes de soutien indépendants de la production peuvent remédier à ces limites persistantes. Les contrats sur différence financiers (Financial Contracts for Difference) (FCfD) constituent l'un de ces modèles : ils stabilisent les recettes tout en préservant les signaux de prix opérationnels, et illustrent une orientation possible pour l'élaboration des politiques futures [65, 80].

1. Ce constat comprend des messages clés couvrant tant des informations générales tirées de la littérature que des conclusions du consortium PATHFNDR. Les messages basés sur des informations générales sont signalés par un *.

Messages clés :

- **Les dispositifs de soutien liés à la production peuvent affecter le fonctionnement du marché à court terme.** Les mécanismes de soutien qui pondèrent les paiements en fonction de la production effective (tels que la prime de marché flottante en Suisse) influencent les coûts d'opportunité perçus par les producteurs sur les marchés intrajournaliers et d'équilibrage. Même lorsque les prix de référence sont calculés en moyenne sur des périodes plus longues, telles que des trimestres, ce qui rétablit les incitations à exploiter les heures à plus forte valeur ajoutée, les anticipations de versement peuvent conduire à des offres inférieures aux coûts variables pendant les périodes de soutien ou à des incitations à la réduction de la production pendant les périodes de récupération. Ces réactions comportementales peuvent affecter la formation des prix et l'efficacité de la gestion de la production sur les marchés à court terme, en particulier à mesure qu'augmente la part de la production bénéficiant d'un soutien.

- **Les mécanismes liés à la production ne couvrent que le risque de prix et laissent les investisseurs exposés au risque de variabilité de la production lié aux conditions météorologiques.** Les modèles existants réduisent l'exposition aux fluctuations des prix de l'électricité, mais laissent les producteurs exposés à l'incertitude quant aux volumes variables de la production liés aux conditions météorologiques. Dans certains cas, le lien avec la production affaiblit la couverture naturelle du marché entre les prix et la disponibilité, de sorte que la volatilité des recettes reste importante malgré la stabilisation des prix.

- **Les FCfD illustrent comment des modèles indépendants de la production peuvent remédier à ces limites**[⋆]. Les FCfD dissocient les versements de la production réelle en basant les paiements sur des profils de production de référence plutôt que sur la production effective. Cette approche fondée sur des références supprime les incitations à ajuster le comportement de répartition en réponse aux paiements de soutien, tout en stabilisant les revenus face aux risques liés aux prix et aux volumes. En combinant une couverture à long terme avec le maintien d'une exposition au marché, les FCfD illustrent une approche possible pour remédier aux lacunes persistantes des mécanismes de soutien liés à la production, sans pour autant imposer une voie politique unique. Ces modèles impliquent également des compromis. Lier le versement à un référentiel expose les investisseurs à un risque de base dès lors que ce référentiel s'écarte de la production effective d'une centrale, et la définition, la vérification et la mise à jour des référentiels ajoutent une complexité administrative.

Lacunes de la recherche :

- Les recherches futures devraient quantifier les impacts à court terme sur le marché des régimes de soutien liés à la production dans le contexte du système suisse.

- Les recherches futures devraient comparer les résultats en matière de bien-être, d'investissement et de risque entre différents modèles de soutien.

- Les recherches futures devraient évaluer la conception des indices de référence et les implications en termes de risque de base des mécanismes indépendants de la production.

⋆. Message couvrant des informations générales.

- Les recherches futures devraient analyser comment les réformes des régimes de soutien aux énergies renouvelables affectent les incitations et les modèles économiques des différents acteurs du marché. Cela implique notamment d'identifier les sources potentielles de résistance aux mécanismes indépendants de la production tels que les FCfD et de réfléchir aux changements réglementaires susceptibles de contribuer à aligner les incitations individuelles et commerciales sur les avantages à l'échelle du système.

Constat 10 : La flexibilité offerte par les véhicules électriques et les pompes à chaleur ne peut se généraliser que si les propriétaires acceptent un fonctionnement automatisé qui préserve leur confort et leur offre une compensation. [1]

Les VE et les PAC possèdent un important potentiel technique en matière de flexibilité (voir Constat 6), mais ce potentiel ne peut être concrétisé qu'avec la participation des clients (en particulier les propriétaires d'appareils). Cela implique que ces derniers autorisent un fonctionnement automatisé et flexible de leurs appareils grâce à des solutions simples et conviviales permettant de moduler la recharge et le chauffage tout en préservant le confort et la commodité d'utilisation. Pour développer la flexibilité des VE et des PAC à grande échelle, il est crucial de mettre en place des mécanismes de soutien aux propriétaires (par ex. politiques ou tarifaires, avec des actions coordonnées des parties prenantes), et de recourir à des agrégateurs qui réduisent la complexité et aident les clients à tirer profit du décalage de la demande.

Il convient de noter que les données factuelles relatives à l'acceptation proviennent à la fois des travaux de PATHFNDR/SWEET et d'études internationales. Ces dernières sont utiles pour identifier des mécanismes généraux, mais leur transposabilité en Suisse doit être interprétée avec prudence. Tout au long de la présente déclaration, nous signalerons les conclusions ne provenant pas du PATHFNDR par un*.

Messages clés :

- **La flexibilité que nous tirons des VE et des PAC ne profite au système que si un grand nombre de propriétaires de VE et de PAC participent.** Les données montrent que la recharge des VE peut être décalée tout en conservant les habitudes de mobilité actuelles, à condition que les stratégies de recharge respectent les besoins de mobilité des conducteurs et leurs plages de disponibilité [60, 68]. De même, le fonctionnement des PAC peut être décalé tout en préservant le confort thermique dans les bâtiments, si les systèmes de régulation maintiennent les températures intérieures dans des plages de confort définies et que l'inertie thermique des bâtiments est utilisée comme stockage de chaleur à court terme [56]. La participation ne se limite pas non plus aux ménages : la recharge intelligente sur les lieux de travail peut accroître la flexibilité et l'alignement des VE, faisant ainsi des employeurs et des exploitants de sites des acteurs clés [96]. Bien que des enquêtes indiquent une volonté déclarée relativement élevée d'accepter des montants compris entre 48 et 542 CHF par an (pour les VE) et entre

1. Ce constat comprend des messages clés couvrant tant des informations générales tirées de la littérature que des conclusions du consortium PATHFNDR. Les messages basés sur des informations générales sont signalés par un *.

1150 et plus de 4000 CHF par an (pour les PAC), il n'est pas certain que les programmes de recrutement puissent à la fois offrir de telles compensations et être déployés à une échelle suffisante. Cela souligne l'importance d'une conception de programme simple et préservant le confort [48]*.

- **La participation augmente lorsque la flexibilité est automatisée et n'affecte pas le confort.** Les clients ne sont prêts à faire preuve de flexibilité que si leur confort est préservé, ce qui rend la planification automatisée cruciale. Les données sur l'adoption des innovations en matière de couplage sectoriel montrent que même les technologies les plus respectueuses de l'environnement ne parviennent pas à se généraliser si elles ne sont pas perçues comme des alternatives attrayantes aux solutions conventionnelles, ce qui souligne le rôle central de l'évaluation par les utilisateurs au même titre que les performances techniques [67]. Des enquêtes montrent également qu'environ 70% des consommateurs suisses n'offrent de flexibilité que si leur confort reste intact, tandis qu'environ 30% sont prêts à sacrifier un peu de confort pour réaliser des économies [72, 99]. L'automatisation fonctionne mieux lorsque les clients peuvent définir des limites de fonctionnement claires, faciles à contourner (par ex. un niveau de charge minimum pour les VE à l'heure de départ ou des plages de température intérieure pour le chauffage) [70]*. De nombreux clients préfèrent aussi le contrôle direct de la charge des appareils individuels plutôt que des limites sur la consommation électrique totale du foyer. Pour les fournisseurs d'énergie, les contrats de contrôle direct de la charge et les paramètres de fonctionnement (par ex. activer le préchauffage et allonger les plages horaires de régulation) influencent fortement le niveau de flexibilité réellement fourni et aident à atténuer les effets de rebond [58]. Une automatisation qui préserve le confort nécessite donc des règles de fonctionnement claires et des limites de confort bien définies.

- **Les clients s'inscrivent plus volontiers lorsque les programmes sont transparents, fiables et faciles à comprendre.** L'adhésion augmente quand les clients disposent d'informations claires et peuvent contrôler le fonctionnement automatisé, notamment en matière de consentement éclairé et de protection des données [59]. Ce constat est aussi lié à un soutien plus large de la population suisse : les politiques axées sur la demande, comme la recharge flexible des VE ou le fonctionnement flexible des PAC, tendent à être mieux acceptées que les politiques axées sur l'offre, comme le marché de l'électricité ou la construction d'installations DACCS permettant l'utilisation de centrales de secours à combustibles fossiles [45, 47]. Le soutien du public dépend aussi de la façon dont les impacts sont communiqués : il augmente quand les impacts sociétaux et environnementaux sont perçus comme bénéfiques (figure 4.1), et diminue quand ils sont perçus négativement [46, 47].

- **Même si la flexibilité est automatisée, les clients préfèrent des structures tarifaires simples ayant un impact prévisible sur leur facture.** L'automatisation peut réduire l'aversion à la volatilité des prix [25]*, mais la plupart des clients préfèrent des contrats simples à prix fixe [16, 25, 84, 99]. La participation pourrait donc être favorisée en proposant aux clients un tarif fixe réduit en échange de leur accord pour un contrôle automatisé par un fournisseur d'énergie soumis à des prix dynamiques [100]. On pourrait aussi augmenter la participation en proposant aux clients qui souhaitent gérer eux-mêmes leur consommation un « contrat profilé », qui les protège contre les risques liés aux prix dynamiques tout en conservant les incitations à décaler leur consommation (figure 4.2) [52, 101]. Cependant, la principale mesure pour maximiser la

*. Basé sur une source extérieure au PATHFNDR.

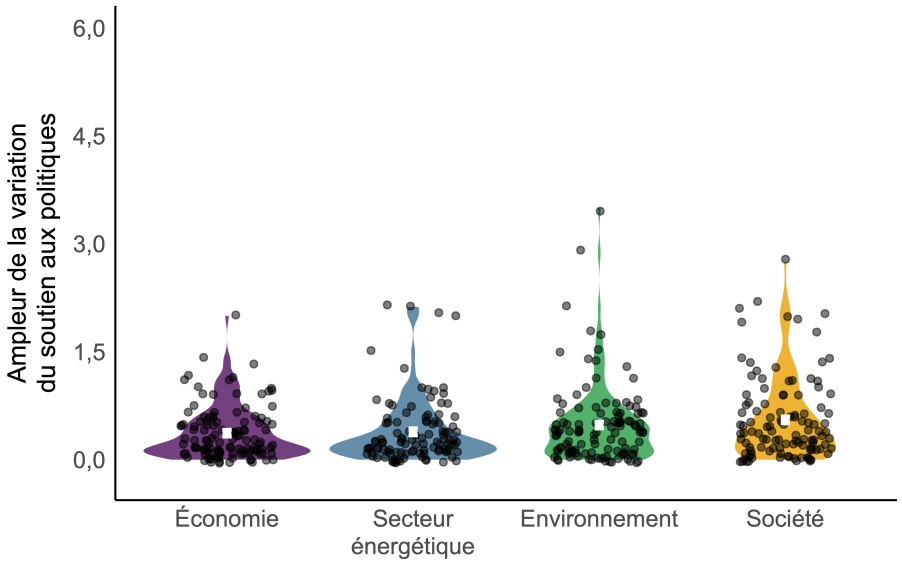


FIGURE 4.1 – Variation du soutien aux politiques après que les participant·e·s ont reçu des informations sur les impacts économiques, sur le secteur énergétique, environnementaux ou sociétaux. Les informations sur les impacts sociétaux et environnementaux ont le plus modifié le soutien [44].

Contrat	Couverture du prix	Pilotage efficace	Investissement efficace
Prix spot	✗	✓	✓
Prix fixe	✓	✗	✗
Fixe + pilotage dynamique de la charge	✓	✓	✗
Spot + contrat de profil	✓	✓	✓

FIGURE 4.2 – Incitations selon le type de contrat. Comparaison des modèles de contrats en matière de protection des consommateurs face aux prix, d'incitations à une exploitation efficace et d'incitations à des investissements efficaces.

participation consisterait à utiliser un système de recrutement par « opt-out », dont il est établi qu'il permettait d'atteindre des taux de recrutement d'environ 90%, bien supérieurs aux 20 à 50% obtenus usuellement par les stratégies de recrutement par « opt-in » [70]*.

- **La flexibilité ne peut être développée à grande échelle que si les appareils sont conçus pour cela par défaut.** Les chargeurs de VE et les PAC ont besoin de systèmes de contrôle et de communication standardisés et interopérables pour permettre leur automatisation quel que soit le fournisseur ou le contexte [59]. À mesure que la réglementation passe du soutien à une électrification « simple » à l'encouragement d'une électrification « flexible », il faut

réduire les obstacles liés à l'accès, au coût et à la participation au marché [59, 72]. Pour les VE, cela implique une réglementation et une conception tarifaire (par ex. des tarifs en fonction de l'heure de consommation, dynamiques et hybrides) qui favorisent l'automatisation et des modèles économiques viables [3, 60]. Pour les PAC, cela nécessite des changements de politique qui aident les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) à jouer le rôle d'agrégateurs et de fournisseurs de solutions de chauffage flexibles pour plusieurs bâtiments [62]. La Suisse n'est pas encore tout à fait prête pour cette flexibilité : la mise en œuvre des nouvelles réglementations sur le « droit à la recharge » doit s'aligner sur les normes de recharge intelligente, et les nouvelles mesures visant à éviter la double facturation V2G pour l'utilisation du réseau doivent s'accompagner d'autres changements pour réduire les barrières financières freinant la participation [3, 59, 72]. Une plus grande disponibilité de tarifs adaptés, un accès clair au marché pour les agrégateurs (un rôle qui n'est pas encore défini dans la législation suisse sur l'électricité) et une couverture plus large du contrôle direct de la charge peuvent aider à développer la flexibilité des VE et des PAC [3, 59, 72]. Des mesures d'incitation locales peuvent encourager davantage la participation et permettre de déployer des solutions de prosommateurs telles que le « nanoverbund » (nanoréseau de chaleur) [7, 62].

- **La coordination des rôles et la conception des produits favorisent la fiabilité de la flexibilité.** Comme les GRD, les fournisseurs, les agrégateurs et les prosommateurs peuvent intervenir sur les mêmes appareils, il faut une bonne coordination et des règles de priorité claires pour éviter des signaux contradictoires et des contraintes locales sur le réseau. Pour éviter les problèmes d'équilibrage, le contrôle des charges flexibles devrait revenir à l'entité exposée aux prix du marché spot et aux redevances dynamiques du réseau ; sinon, un contrôle indépendant par les agrégateurs peut créer des déséquilibres pour l'entité chargée de l'approvisionnement en électricité [100]. L'incertitude quant au niveau réel de flexibilité que pourront offrir les VE et les PAC reste un défi majeur pour les services publics. Une participation fiable, associée à de bonnes prévisions et à une vérification efficace, est donc essentielle pour que la flexibilité puisse être planifiée et utilisée comme un service fiable, soutenu par des modèles économiques viables [72]. La conception des produits a aussi son importance : les produits de flexibilité devraient récompenser la réduction de la demande jusqu'à un niveau prédéfini, ou utiliser une rémunération liée à la rareté (par ex. des tarifs dynamiques ou nodaux), plutôt que de payer pour une réduction garantie à partir d'un certain volume, afin que les charges n'augmentent pas la consommation avant les périodes de rareté [17]. La conception des produits et l'anticipation des politiques futures peuvent aider les entreprises à répondre aux besoins des clients et à proposer des options « prêtes pour la flexibilité » par défaut [67].

Lacunes de la recherche :

- Les recherches futures devraient étudier la conception appropriée des mécanismes de couverture des risques pour les clients finaux, afin de trouver le juste équilibre entre maximiser l'adhésion des clients et garantir des incitations non faussées en matière de gestion de la demande et d'investissement.

- Les recherches futures devraient inclure de nouveaux tests visant à comprendre comment concevoir les programmes de manière à maximiser le nombre d'adhésions et à garantir une flexibilité fiable (par ex. « opt-in » ou « opt-out », communication, confiance, équité des prix).

- Les recherches futures devraient se concentrer sur la manière de mesurer et de vérifier la flexibilité réellement fournie à un consommateur final, pour que les opérateurs puissent apprendre à planifier cette flexibilité et à la proposer comme un service fiable.
- Les recherches futures devraient permettre de constituer une base de données suisses plus solide sur l'acceptation de la réponse à la demande des VE et des PAC. Les données existantes combinent les travaux du PATHFNDR et du projet SWEET avec des études internationales. Les recherches à venir devraient examiner comment les propriétaires suisses de VE et de PAC réagissent, dans la pratique, à différentes structures tarifaires, différents systèmes d'automatisation, différents modèles de rémunération et différentes stratégies de communication.
- Les recherches futures devraient explorer l'idée de paiements de capacité pour la production photovoltaïque solaire (PV), dans le cadre desquels le fournisseur d'électricité paie un prix fixe par kW de puissance PV installée et peut, en contrepartie, contrôler cette production.

5 Recommandations aux parties prenantes

Les conclusions présentées dans le présent rapport montrent que la transition énergétique de la Suisse nécessite deux transitions étroitement liées : l'électrification directe des secteurs d'utilisation finale et l'intégration de la flexibilité afin d'équilibrer un réseau électrique dominé par des énergies renouvelables variables. À mesure que le système énergétique intègre le couplage sectoriel (c'est-à-dire qu'il relie l'électricité, le chauffage, les transports et les carburants), le besoin de flexibilité s'accroît, et sa mise en œuvre nécessite une action coordonnée entre de nombreux acteurs. Aucune partie prenante ne peut y parvenir à elle seule.

Les recommandations présentées ici sont groupées par catégorie de parties prenantes : le législateur fédéral et l'administration fédérale définissent le cadre juridique et stratégique ; l'autorité de régulation et de surveillance du marché veille au respect des règles du marché ; les cantons et les communes gèrent l'octroi des autorisations et l'aménagement du territoire ; les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution adaptent la planification et l'exploitation du réseau ; les agrégateurs, les fournisseurs et les prestataires technologiques transposent les règles en produits et en dispositifs ; enfin, les consommateurs et les prosommateurs mettent la flexibilité en pratique. Chaque recommandation est accompagnée d'un exposé des motifs.

Gouvernement fédéral

Le gouvernement fédéral définit les orientations à long terme de la transition énergétique. Sa mission principale consiste à fixer des priorités claires aux investisseurs et aux autorités locales, à garantir l'intégration internationale et à mettre en place une législation définissant l'exploitation flexible et électrifiée comme la norme. Deux rôles sont assumés : le Parlement et le Conseil fédéral statuent sur la législation et les accords internationaux, et les agences fédérales concernées – l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et l'Office fédéral de l'environnement (OFEV) – élaborent et mettent en œuvre la législation correspondante.

Parlement et Conseil fédéral

- Atteindre le zéro net à l'horizon 2050, conformément à l'objectif fixé par la loi sur le climat et l'innovation, en faisant de l'électrification des secteurs du chauffage et des transports une priorité nationale. Donner la priorité à l'électrification directe des bâtiments (en coordination avec les cantons [1]), des transports routiers et de la chaleur industrielle à basse température, en s'appuyant sur des mesures de soutien, car ces options ont été identifiées comme les plus rentables pour réduire les émissions et diminuer les besoins en combustibles importés. [Constats 1 et 2]

- Renforcer les dispositions relatives au « droit de recharge » et les aligner sur les normes de recharge intelligente, puis les étendre au-delà des véhicules électriques afin que les locataires ne puissent pas se voir refuser l'accès à des installations de flexibilité. Supprimer les obstacles financiers résiduels au fonctionnement du système véhicule-réseau (V2G). [Constat 10]

- Harmoniser les règles relatives au bail à loyer et à l'autoconsommation afin que les investissements en matière de flexibilité dans les immeubles locatifs et collectifs soient avantageux pour les deux parties. Les propriétaires devraient pouvoir récupérer le coût des investissements liés à la recharge des véhicules électriques, aux pompes à chaleur et aux infrastructures photovoltaïques favorisant la flexibilité, tandis que les locataires conserveraient une partie des économies d'énergie ainsi réalisées et garderaient le contrôle et la possibilité de passer aisément en mode manuel. [Constats 6 et 10]

- Consolider et approfondir l'intégration de la Suisse dans les marchés et les infrastructures électriques d'Europe, notamment en ratifiant un accord sur l'électricité avec l'Union européenne. Les échanges transfrontaliers constituent, avec l'hydroélectricité flexible, l'une des deux principales sources de flexibilité du réseau suisse. [Constats 3 et 4]

- Conclure des accords internationaux garantissant l'accès à des infrastructures adaptées pour l'hydrogène et les carburants synthétiques importés, ainsi que pour le transport, le stockage et l'élimination du CO_2. Les carburants synthétiques et l'hydrogène sont indispensables à la décarbonisation du transport aérien et de certaines applications industrielles. L'importation de ces carburants devrait s'avérer plus rentable que leur production nationale. [Constats 3 et 5]

1. La Confédération intervient par le biais des outils politiques dont elle dispose (politiques des transports, financement national et tarification du CO_2), tandis que les cantons agissent au niveau des exigences en matière de construction.

- Définir le cadre national régissant les tarifs dynamiques dans la loi et/ou l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité. La composante tarifaire liée à l'énergie devrait suivre l'évolution des prix de gros, tandis que la composante tarifaire liée au réseau resterait fixe et ne varierait que lors de congestion de la zone de réseau locale. Lorsqu'une zone est saturée, cette redevance de réseau devrait varier selon les régions et offrir des incitations symétriques pour les prélèvements et les injections. [Constat 8]

- Prévoir, dans la loi et/ou l'ordonnance sur l'énergie, que la rémunération du rachat de l'électricité photovoltaïque suive les prix de gros. Les paiements tombent alors à des niveaux faibles, voire négatifs, pendant les périodes où les prix sont nuls ou négatifs. Le risque lié aux revenus pour les investisseurs devrait être réduit séparément, par le biais de mécanismes de soutien. [Constats 8 et 9]

- Définir, dans la loi et/ou l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, des règles minimales de protection des consommateurs concernant les tarifs dynamiques afin d'améliorer l'acceptation de la flexibilité automatisée. Ces règles devraient inclure la transparence des factures, les couvertures de prix, un consentement clair, la possibilité de reprendre facilement la main sur le pilotage automatisé et des mesures garantissant la prévisibilité des factures. [Constats 8 et 10]

- En s'appuyant sur les règles relatives à la flexibilité en vigueur depuis 2026 dans la loi et l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, élargir les règles concernant l'identité des détenteurs de flexibilité et leur ordre de priorité. Un actif de flexibilité donné ne doit être contrôlé que par une partie à la fois, afin qu'il ne puisse être ni vendu ni engagé deux fois. Dans les situations critiques du réseau, le gestionnaire de réseau doit conserver un accès prioritaire. [Constats 8 et 10]

- Définir le rôle des agrégateurs dans la loi sur l'approvisionnement en électricité. Y prévoir également des conditions d'accès au marché équitables et clairement définies pour les agrégateurs et les autres tiers, afin de permettre la monétisation de la flexibilité offerte par les véhicules électriques et les pompes à chaleur. [Constat 10]

- Prévoir, dans les règles de raccordement au réseau (ordonnance relative à l'approvisionnement en électricité et règles techniques de raccordement applicables), que les gestionnaires de réseaux de distribution puissent exiger un soutien de tension des onduleurs photovoltaïques. Dans la mesure du possible, exiger le même service de soutien des systèmes de recharge des véhicules électriques et des pompes à chaleur. Ce soutien de tension contribue à la gestion de la tension dans les réseaux de distribution. [Constat 7]

Administration fédérale (OFEN, OFEV)

- Comparer systématiquement les voies et les technologies de décarbonisation avant de s'engager en leur faveur, afin que le soutien public ne soit pas cantonné à des options incapables d'atteindre zéro émission nette. [Constat 2]

- Proposer au Parlement et au Conseil fédéral des programmes et des appels à projets de recherche visant à soutenir l'objectif de réduction des émissions à l'échelle et au rythme nécessaires pour atteindre les objectifs de zéro émission nette. [Constat 2]

- Soutenir les projets pilotes et préparer le cadre réglementaire pour les mécanismes de soutien aux investissements dans les énergies renouvelables, tels que les contrats sur différence financiers. L'objectif consiste ainsi à réduire le risque pour les investisseurs tout en préservant l'intégrité des signaux de prix à court terme. [Constat 9]
- Exiger que les infrastructures de recharge des véhicules électriques et les pompes à chaleur soient, par défaut, compatibles avec les technologies intelligentes, interopérables et capables de s'adapter à des modifications, notamment par le biais de normes contraignantes en matière de produits et de conception, afin que la flexibilité automatisée puisse se développer sans nécessiter de travaux de modernisation coûteux. [Constat 10]
- Proposer des mesures incitatives nationales pour accélérer l'adoption de véhicules électriques et de pompes à chaleur compatibles avec la flexibilité. Par exemple, subordonner les aides à l'achat ou à l'installation à la condition que les appareils soient interopérables et puissent être contrôlés automatiquement pour s'adapter aux tarifs. La rémunération du fonctionnement flexible incombe aux acteurs du marché ; il convient donc d'adapter le cadre réglementaire pour permettre aux gestionnaires de réseaux de distribution, aux fournisseurs et aux agrégateurs de rémunérer les prosommateurs à ce titre. [Constats 6 et 10]

Autorité de régulation (ElCom)

La plupart des règles tarifaires et de marché sont définies par le Parlement et le Conseil fédéral dans la législation fédérale et les ordonnances – loi sur l'approvisionnement en électricité, ordonnance sur l'approvisionnement en électricité et loi sur l'énergie. La Commission fédérale de l'électricité (ElCom) ne fixe pas ces règles ; son rôle consiste à assurer la surveillance, le contrôle et la vérification. Sa mission principale est de veiller au respect des règles tarifaires et de marché, afin que la flexibilité soit récompensée et que la réponse automatisée et l'accès des tiers ne soient pas entravés, et de signaler au Parlement et au Conseil fédéral les modifications à apporter au cadre juridique pour atteindre ces objectifs.

- Veiller au respect des règles nationales relatives aux tarifs dynamiques dès leur entrée en vigueur et en assurer l'application. [Constat 8]
- Vérifier les structures tarifaires des gestionnaires de réseau. [Constat 8]
- Une fois que le législateur a défini des règles minimales de protection des consommateurs en matière de tarifs dynamiques, veiller à leur respect et en assurer l'application afin d'améliorer l'acceptation de la flexibilité automatisée. [Constats 8 et 10]
- Vérifier que les règles relatives à l'utilisation de la flexibilité (loi et ordonnance sur l'approvisionnement en électricité) sont appliquées, y compris l'utilisation garantie par le gestionnaire de réseau. Surveiller toute nouvelle règle de priorité dès son entrée en vigueur. [Constats 8 et 10]
- Une fois le rôle des agrégateurs défini par la loi, veiller à ce que ceux-ci bénéficient d'un accès équitable au marché comme au réseau et trancher les litiges liés à cet accès, afin que la flexibilité offerte par les véhicules électriques et les pompes à chaleur puisse être monétisée de manière fiable. [Constat 10]

Cantons et communes

Les cantons et les communes constituent le niveau le plus proche des bâtiments, de la mobilité et des réseaux locaux. Leur mission centrale consiste à faire en sorte que la flexibilité devienne la norme dans leurs autorisations, leurs plans d'aménagement et leurs constructions, afin d'éviter que les infrastructures locales doivent être réadaptées ultérieurement.

- Intégrer la préparation à la flexibilité dans les procédures d'octroi de permis et les règlements de construction. Les bâtiments neufs et rénovés devraient être préparés pour la recharge intelligente des véhicules électriques et le fonctionnement flexible des pompes à chaleur, sans nécessiter de coûteux travaux de modernisation. Les normes d'interopérabilité des appareils eux-mêmes sont définies au niveau fédéral. [Constats 6 et 10]
- Intégrer explicitement la préparation à la flexibilité dans les procédures d'octroi de permis et les règlements de construction pour les immeubles locatifs et collectifs. Les parkings, le chauffage et les compteurs partagés devraient être préparés pour la recharge intelligente des véhicules électriques et le fonctionnement flexible des pompes à chaleur, ce qui éviterait de lourds travaux ultérieurs de modernisation dans les bâtiments occupés. [Constats 6 et 10]
- Concevoir des mesures d'incitation cantonales en faveur de systèmes de recharge de véhicules électriques et de pompes à chaleur prêts pour la flexibilité et interopérables, sans se limiter à la seule adoption de la technologie. Les dispositifs installés pourront ainsi participer effectivement à la flexibilité automatisée. [Constat 10]
- Promouvoir la recharge sur le lieu de travail et toute autre recharge en cours de journée par le biais de la planification communale et cantonale. Par exemple, encourager le déploiement de bornes de recharge publiques à proximité des installations photovoltaïques, là où les véhicules se garent pendant les heures de pic d'ensoleillement. Cela permet de décaler la demande émanant des véhicules électriques vers la forte production solaire de midi et d'accroître la flexibilité locale. Ces mesures d'aménagement sont particulièrement efficaces lorsqu'elles sont associées à des modèles de marché et de tarification qui ne relèvent pas de la compétence des cantons et des communes. [Constat 6]
- Soutenir les solutions locales de flexibilité impliquant des prosommateurs et plusieurs bâtiments, telles que les concepts coordonnés de quartier ou « nanoverbund ». Cela permet de réduire les obstacles à la participation et de coordonner la flexibilité locale. [Constat 10]

Gestionnaire du réseau de transport d'électricité (Swissgrid)

Au niveau national, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, Swissgrid, assure la stabilité de l'exploitation du réseau, réalise les extensions nécessaires et coordonne l'équilibrage. L'une de ses missions principales consiste à permettre d'utiliser les ressources flexibles au niveau du réseau tout en assurant la coordination avec le niveau de la distribution.

- Mettre en place des processus de coordination opérationnelle avec les gestionnaires de réseaux de distribution ainsi qu'avec les fournisseurs et les agrégateurs, le cas échéant. Les charges

flexibles peuvent alors fournir des services au niveau du réseau entier sans créer de contraintes locales, de signaux de répartition contradictoires ou de déséquilibres. [Constats 8 et 10]

- Publier des informations transparentes sur les besoins de flexibilité du réseau, notamment en ce qui concerne la localisation, le calendrier et les volumes requis. Les communiquer aux gestionnaires de réseaux de distribution et aux acteurs du marché. Cela permet d'orienter les investissements dans les ressources flexibles ainsi que leur exploitation. [Constat 8]

Gestionnaires de réseaux de distribution

Les gestionnaires de réseaux de distribution planifient et exploitent les réseaux locaux auxquels sont raccordés la plupart des installations photovoltaïques, des véhicules électriques et des pompes à chaleur. Leur mission centrale, dans le cadre de leur mandat de planification réglementé, consiste à passer d'une approche consistant à renforcer le réseau par défaut à une démarche privilégiant l'utilisation de la flexibilité offerte par la demande et la production des utilisateurs finaux.

- Mettre en œuvre une planification du réseau tenant compte de la flexibilité afin de maîtriser la gestion de réseaux confrontés à une demande en électricité croissante et à une production renouvelable décentralisée. Recourir à la flexibilité locale et à la gestion des injections en réseau avant d'envisager un renforcement conventionnel, lorsque cela s'avère rentable. [Constat 7]
- Différencier les stratégies de flexibilité et les mesures d'incitation en fonction du type de région. Pour les réseaux desservant les zones rurales et semi-rurales, prioriser la gestion des injections photovoltaïques. Dans les réseaux urbains, privilégier la flexibilité du côté de la demande grâce aux véhicules électriques et aux pompes à chaleur. [Constat 7]
- Recourir à des mesures de flexibilité locales telles que la recharge intelligente des véhicules électriques et le fonctionnement flexible des pompes à chaleur. Cela permet d'aligner la demande sur les périodes de production photovoltaïque de pointe et de réduire la congestion locale. [Constats 6 et 7]
- Récompenser les injections flexibles par des conditions de raccordement et de rémunération reflétant les coûts. Par exemple, proposer aux propriétaires d'installations photovoltaïques de meilleures conditions de raccordement en échange de leur acceptation de limites temporaires sur l'injection en période de pointe, pendant les heures de congestion. Cette approche réduit les besoins de renforcement du réseau. [Constat 7]
- Utiliser la fonction de soutien de tension des onduleurs photovoltaïques en l'intégrant dans les exigences techniques de raccordement. Cela contribue, pour un coût supplémentaire minime, à mieux gérer la tension dans les réseaux de distribution à forte pénétration photovoltaïque. [Constat 7]

Agrégateur et fournisseur d'énergie

Les agrégateurs et les fournisseurs d'énergie transforment les règles du marché en produits que les clients utilisent. Les agrégateurs n'ont pas encore de rôle défini dans la loi sur l'approvisionnement

en électricité ; pour l'instant, ils opèrent sur une base contractuelle. Leur mission centrale consiste à structurer l'offre de flexibilité de manière à rendre la participation simple, peu risquée et avantageuse pour le client, tout en bénéficiant au réseau.

- Intégrer la flexibilité dans le produit de base, afin qu'une exploitation adaptée au marché et au réseau ne soit pas source de conflit. Confier le contrôle d'un dispositif flexible à l'acteur soumis à la fois aux prix de gros et aux redevances dynamiques du réseau, afin que ses incitations coïncident. [Constats 8 et 10]
- Rémunérer les clients et les prosommateurs pour la flexibilité qu'ils fournissent, par le biais de tarifs réduits, d'une protection contre le risque de facturation ou encore de paiements directs. Ainsi, la flexibilité est récompensée par le marché plutôt que par des subventions publiques. [Constats 8 et 10]
- Proposer des contrats à tarif fixe simples aux clients qui autorisent le contrôle direct de la recharge de véhicules électriques ou du fonctionnement des pompes à chaleur. La flexibilité peut alors être activée de manière fiable, avec un effort minimal de la part du client. [Constats 8 et 10]
- Proposer des solutions flexibles basées sur l'automatisation, avec lesquelles les clients peuvent définir des limites d'utilisation simples et passer aisément outre le contrôle automatisé. Par exemple, permettre de fixer des objectifs minimaux de niveau de charge pour les véhicules électriques ou des plages de confort pour le chauffage. [Constat 10]
- Combiner les offres de flexibilité automatisées avec une protection contre les risques de facturation telle qu'un plafond du prix au kWh ou du montant total de la facture, ou une couverture à prix fixe pour une part prédéfinie de la consommation. Les clients bénéficient ainsi de prix prévisibles et les incitations à la flexibilité sont préservées. [Constats 8 et 10]
- Proposer la flexibilité disponible lors des enchères day-ahead et intrajournalières en utilisant des formats d'offres sur mesure, tels que le « groupe exclusif d'offres de blocs » (exclusive group of block bids). Collaborer avec la Bourse européenne de l'électricité pour développer davantage ces formats. Cela permet de tirer pleinement parti de la valeur de la flexibilité. [Constat 8]
- Concevoir des solutions flexibles qui récompensent le maintien de la demande en dessous d'un niveau défini ou la réponse à des signaux liés à la pénurie. Éviter de rémunérer une réduction garantie pour un certain volume, ce qui peut encourager une consommation plus élevée avant les périodes d'activation. [Constat 10]
- Développer immédiatement la recharge intelligente des véhicules électriques et proposer une recharge bidirectionnelle lorsque les conditions techniques, réglementaires et commerciales le permettent. Cela permet de monétiser le potentiel de stockage des véhicules électriques, de réduire la demande de pointe et de créer de la valeur pour les clients grâce à la flexibilité des batteries des véhicules électriques. [Constats 6 et 10]
- Communiquer sur les tarifs et la flexibilité en termes simples et axés sur les avantages (confort, faible risque, stabilité des coûts à long terme). Éviter de s'appuyer uniquement sur des détails techniques. [Constat 10]

- Proposer l'inscription par défaut avec opt-out et faciliter la procédure de désinscription. Préserver le consentement éclairé et la protection des données. [Constat 10]

Fournisseurs de technologies et fabricants

Les fournisseurs de technologies et les fabricants déterminent les capacités réelles des équipements installés. Leur mission centrale consiste à intégrer la flexibilité en standard dans les véhicules électriques, les pompes à chaleur, les chargeurs et les onduleurs, sans nécessiter de mises à niveau ultérieures.

- Proposer par défaut des appareils adaptés à la flexibilité, comprenant des réglages simples pour l'utilisateur, une possibilité de dérogation aisée et une commande interopérable. Les véhicules électriques et les pompes à chaleur peuvent alors réagir automatiquement aux tarifs et aux signaux de commande, sans compromettre le confort. [Constat 10]
- Concevoir les appareils et les commandes de sorte que les utilisateurs puissent définir des limites claires en matière de confort et de fonctionnement (par ex. des objectifs de recharge à l'heure de départ ou des plages de confort pour le chauffage). Les utilisateurs devraient également pouvoir aisément passer outre le fonctionnement automatisé. [Constat 10]
- Créer des interfaces normalisées permettant aux appareils et aux systèmes de gestion de l'énergie de recevoir et d'appliquer automatiquement les tarifs dynamiques, les prix au comptant et les signaux de commande. Cela permet aux charges flexibles de réagir de manière fiable à grande échelle. [Constat 10]
- Concevoir des appareils conformes aux normes émergentes en matière de flexibilité avant même que celles-ci ne deviennent obligatoires, afin que les produits soient déjà conformes lorsque les exigences de compatibilité avec les technologies intelligentes et d'interopérabilité deviendront contraignantes. [Constat 10]
- Dans la mesure du possible, équiper les infrastructures de recharge des véhicules électriques et les systèmes de pompes à chaleur d'une fonction de soutien de la tension, dont les onduleurs photovoltaïques sont déjà équipés en série. Ces ressources contribuent alors à la gestion de la tension dans les réseaux de distribution. [Constat 7]

Consommateurs et prosommateurs

La flexibilité est finalement concrétisée chez les consommateurs et les prosommateurs, notamment les propriétaires immobiliers, les propriétaires d'installations photovoltaïques et les utilisateurs de véhicules électriques et de pompes à chaleur. Leur mission centrale consiste à choisir des équipements adaptés à la flexibilité et à permettre un fonctionnement automatisé préservant le confort, afin que leurs installations puissent soutenir le réseau et réduire leurs propres coûts à long terme.

- Lors de la construction, de la rénovation ou du remplacement d'équipements, opter dès maintenant pour des bornes de recharge pour véhicules électriques, des pompes à chaleur et

des systèmes photovoltaïques compatibles avec les technologies intelligentes, interopérables et automatisables. Cela évitera des travaux de mise à niveau coûteux par la suite. [Constats 6 et 10]

- Souscrire à des tarifs dynamiques et à des programmes de flexibilité automatisés, et autoriser le contrôle automatisé dans des limites de confort clairement définies. La flexibilité peut alors être activée sans effort au quotidien. [Constats 8 et 10]
- Faire usage des options de dérogation et de réglage du confort proposées. Le fonctionnement automatisé reste ainsi adapté aux besoins personnels, tout en offrant une certaine flexibilité. [Constat 10]

Bibliographie

[1] Behnam Akbari, Jared Garrison, Elena Raycheva, and Giovanni Sansavini. Flexibility provision in the Swiss integrated power, hydrogen, and methane infrastructure. *Energy Conversion and Management*, 319 :118911, 2024. ISSN 0196-8904. doi : 10.1016/j.enconman.2024.118911. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890424008525.

[2] Leo Allgoewer, Viola Becattini, Anthony Patt, Paul Grandjean, Jan Frederik Wiegner, Matteo Gazzani, and Christian Moretti. Cost-effective locations for producing fuels and chemicals from carbon dioxide and low-carbon hydrogen in the future. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 63(31) :13660–13676, 2024. doi : 10.1021/acs.iecr.4c01287. URL 10.1021/acs.iecr.4c01287.

[3] Daniel Andersen and Siobhan Powell. Policy and pricing tools to incentivize distributed electric vehicle-to-grid charging control. *Energy Policy*, 198 :114496, 2025.

[4] Florian Joseph Baader, Stefano Moret, Wolfram Wiesemann, Iain Staffell, and André Bardow. Streamlining energy transition scenarios to key policy decisions. arXiv preprint arXiv :2311.06625, 2023.

[5] V. Behrunani, F. Bellizio, P. Heer, and J. Lygeros. Design of distribution tariffs for energy hub networks to reduce carbon emissions. In *2024 European Control Conference (ECC)*. IEEE, 2024. URL https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=10591316.

[6] Federica Bellizio, Yi Guo, and Philipp Heer. Sector-coupled vehicle-to-everything operation of EV fleets for demand-side flexibility provision. *Energy*, 337 :138508, 2025. doi : 10.1016/j.energy.2025.138508.

[7] B. Bernadino, Hanmin Cai, Binod Koirala, Philipp Schütz, and Philipp Heer. Decentralized energy communities with heat prosumers : Economic and ecological performance. In preparation, 2025.

[8] K. Boulouchos, U. Neu, A. Baranzini, O. Kröcher, N. Mathys, J. Noilly, J.-L. Scartezzini, R. Schmitz, R. Schwarzenbach, M. Stauffacher, and E. Trutnevyte. Swiss energy system 2050 : Pathways to net zero CO_2 and security of supply – basic report. Technical report, Swiss Academies of Arts and Sciences, 2022.

[9] Nicoletta Brazzola, Christian Moretti, Katrin Sievert, Anthony Patt, and Johan Lilliestam. Utilizing CO_2 as a strategy to scale up direct air capture may face fewer short-term barriers than directly storing CO_2. *Environmental Research Letters*, 19(5) :054037, 2024. doi : 10.1088/1748-9326/ad3b1f.

[10] Carleton Sustainable Energy Research Centre. Dead-end pathways. https://carleton.ca/cserc/dead-end-pathways/, 2025. Accessed : 2026-07-15.

[11] Andres Decormis, Gabriele Humbert, Leonard Göke, Binod Prasad Koirala, and Hanmin Cai. Economic potential of waste heat recovery from hydrogen technologies in energy communities. *Applied Energy*, 412 :127727, 2026. doi : 10.1016/j.apenergy.2026.127727.

[12] Lere Deguenon, Daniel Yamegueu, Bing Yan, Sani Moussa Kadri, and Christian Winzer. Impact of dynamic grid tariffs on grid-connected storage dispatch and revenues. *Journal of Energy Storage*, 120 :116472, 2025. ISSN 2352-152X. doi : 10.1016/j.est.2025.116472. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X25011855.

[13] Turhan Demiray and Thomas Ingold. Energiezukunft 2050 : Auswirkungen auf die Verteilnetze. Final report, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), Aarau, Switzerland, 2024.

[14] Der Bundesrat. Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft : Bericht des Bundesrates. Technical report, Schweizerische Eidgenossenschaft, June 2025. In Erfüllung des Postulates 23.3006 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) vom 24. Januar 2023.

[15] Vincent Dufour-Décieux, Katrin Sievert, Bjarne Steffen, André Bardow, and Tobias S. Schmidt. (how to) avoid the inflationary labeling of emissions as “hard to abate”. *Joule*, 9(7) :102039, 2025. ISSN 2542-4351. doi : 10.1016/j.joule.2025.102039. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243512500220X.

[16] Elisabeth Dütschke and Alexandra-Gwyn Paetz. Dynamic electricity pricing—which programs do consumers prefer ? *Energy Policy*, 59 :226–234, 2013.

[17] Karl-Martin Ehrhart, Anselm Eicke, Lion Hirth, Fabian Ocker, Marion Ott, Ingmar Schlecht, and Runxi Wang. Analysis of a capacity-based redispatch mechanism. *Energy Economics*, 149 : 108751, 2025. doi : 10.1016/j.eneco.2025.108751.

[18] Gabriel Ellemund, Thomas Hübner, Quentin Lété, Stefano Bracco, Matteo Fresia, and Gabriela Hug. Bidding aggregated flexibility in European electricity auctions. *IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation*, 2026. Early access.

[19] ENTSO-E. Transparency platform. https://transparency.entsoe.eu/, 2026.

[20] European Automobile Manufacturers’ Association (ACEA). Vehicles on european roads. Technical report, European Automobile Manufacturers’ Association (ACEA), Brussels, January 2026. URL https://www.acea.auto/publication/vehicles-on-european-roads-2026/. Average car age Switzerland : 10.5 years (2024 data), p. 11.

[21] C. Yaman Evrenosoglu, Alexandre Fuchs, and Turhan Demiray. Flexibilität : Warum, für wen und wie ? Flexibilität zwischen Netzebenen. *Bulletin Electrosuisse*, (10), 2022.

[22] C. Yaman Evrenosoglu, Turhan Demiray, Philippe Buchecker, A. Nazaré, D. Incesu, and R. Tessier. Distribution grid planning in Switzerland considering local flexibilities. In *28th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2025)*, Geneva, Switzerland, 2025.

[23] Ahmad Faruqui, Sanem Sergici, and Cody Warner. Arcturus 2.0 : A meta-analysis of time-varying rates for electricity. *The Electricity Journal*, 30(10) :64–72, 2017. doi : 10.1016/j.tej.2017.11.003. URL 10.1016/j.tej.2017.11.003.

[24] Federal Office for the Environment (FOEN). Key figures on greenhouse gas emissions in Switzerland. https://www.bafu.admin.ch/dam/en/sd-web/S0ENVZ3HpuzF/kenngroessen_thg_emissionen_schweiz.pdf, 2024. PDF ; accessed : 2026-02-17.

[25] Michael J. Fell, David Shipworth, Gesche M. Huebner, and Clifford A. Elwell. Public acceptability of domestic demand-side response in Great Britain : The role of automation and direct load control. *Energy Research & Social Science*, 9 :72–84, 2015. doi : 10.1016/j.erss.2015.08.023.

[26] Massimo Fiorentini, Philipp Heer, and Luca Baldini. Design optimization of a district heating and cooling system with a borehole seasonal thermal energy storage. *Energy*, 262 :125464, 2023.

[27] Christoph Funke, Martin Densing, Romain Sacchi, Evangelos Panos, Giovanni Sansavini, and Russell McKenna. Delving into the black box : Stochastic ex-post multi-criteria evaluation of net-zero scenarios with an application to Switzerland. In *2025 21st International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–6, 2025. doi : 10.1109/EEM64765.2025.11050135.

[28] Paolo Gabrielli, Jared Garrison, Simon Hässig, Elena Raycheva, and Giovanni Sansavini. The role of hydrogen storage in an electricity system with large hydropower resources. *Energy Conversion and Management*, 302 :118130, 2024. ISSN 0196-8904. doi : 10.1016/j.enconman.2024.118130. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890424000712.

[29] Alissa Ganter, Paolo Gabrielli, Hanne Goericke, and Giovanni Sansavini. Minimum-regret hydrogen and carbon supply chains to decarbonize European industrial hydrogen demands. *Environmental Science & Technology*, 59(28) :14372–14387, 2025. doi : 10.1021/acs.est.4c13659.

[30] Alissa Ganter, Tyler H. Ruggles, Paolo Gabrielli, Giovanni Sansavini, and Ken Caldeira. Utilizing curtailed wind and solar power to scale up electrolytic hydrogen production in Europe. *Environmental Science & Technology*, 59(7) :3495–3507, 2025. doi : 10.1021/acs.est.4c10168.

[31] SJ Gerssen-Gondelach, D Saygin, B Wicke, MK Patel, and APC Faaij. Competing uses of biomass : Assessment and comparison of the performance of bio-based heat, power, fuels and materials. *Renewable and sustainable energy reviews*, 40 :964–998, 2014.

[32] Thomas Hübner and Gabriela Hug. Package bids in combinatorial electricity auctions : Selection, welfare losses, and alternatives. *Operations Research*, 74(1) :56–71, 2026. doi : 10.1287/opre.2024.0777.

[33] Gabriele Humbert, Matthias Brandes, Loris Pellaz, Christian Peter, and Philipp Heer. Impact of peak power fees on the design and operation of energy systems. *Journal of Physics : Conference Series*, 3140(5) :052018, 2025. doi : 10.1088/1742-6596/3140/5/052018. CISBAT 2025.

[34] Gabriele Humbert, Loris Pellaz, Matthias Brandes, Giovanni Sansavini, and Philipp Heer. Optimal design of hydrogen-sourced fuel cells under peak power tariffs : The role of demand

profiles and system conditions. Manuscript submitted to International Journal of Hydrogen Energy, 2026.

[35] M. Jacobs, R. Gupta, and M. Paolone. Week-ahead dispatching of active distribution networks using hybrid energy storage systems. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 39 :101500, 2024.

[36] Matthieu Jacobs and Mario Paolone. Probabilistic flexibility aggregation of DERs for ancillary services provision. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2026. doi : 10.1109/TPWRS.2026.3671108. Early access.

[37] Matthieu Jacobs, Hanmin Cai, and Mario Paolone. Experimental validation of distributed dispatching of multiple active distribution networks using the ADMM. In *2025 IEEE Kiel PowerTech*, pages 1–7, Kiel, Germany, 2025. doi : 10.1109/PowerTech59965.2025.11180618.

[38] Matthieu Jacobs, Pål Forr Austnes, and Mario Paolone. Stochastic optimal power flow with joint chance constraints using generalised polynomial chaos. *Electric Power Systems Research*, 262 :113659, 2027. Presented at the 2026 Power Systems Computation Conference (PSCC).

[39] Martin Jakob, Davide Berti, and Giacomo Catenazzi. Energetische Erneuerungsraten im Gebäudebereich in der Periode von 2010 bis 2020 – Synthesebericht zu Gebäudehülle und Heizungsanlagen für Wohngebäude und Nicht-Wohngebäude. Technical report, Bundesamt für Energie (BFE), Bern, Switzerland, 2024.

[40] Katharina Kaiser, Markus Kreft, Matteo Guscetti, Gustavo Valverde, Ludger Leenders, Marina González Vayá, Thorsten Staake, and Gabriela Hug. Final report : OrtsNetz. Technical report, Swiss Federal Office of Energy (SFOE), Energy Research and Cleantech, 2025. https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=73403&Load=true.

[41] B. Koirala, R. Mutschler, A. Bartolini, A. Bollinger, and K. Orehounig. Flexibility assessment of e-mobility in multi-energy districts. In *CIRED Porto Workshop 2022 : E-mobility and power distribution systems*, volume 2022, pages 824–828, 2022. doi : 10.1049/icp.2022.0827.

[42] Binod Koirala, Ana Bendiek-Laranjo, Marianne Biéron, Yichung C. Chen, Gabriele Humbert, Jens Juri Hunhevicz, Robin Mutschler, Michel Dominik Obrist, Elliot Romano, Natasa Vulic, Mashael Yazdanie, and Georgios Mavromatidis. Ten questions concerning the design of urban energy systems. *Building and Environment*, 283 :113348, 2025. doi : 10.1016/j.buildenv.2025.113348.

[43] Binod Prasad Koirala, Hanmin Cai, J. de Koning, Philipp Heer, and Kristina Orehounig. Flexibility assessment of power-hydrogen-power (P2H2P) system in multi-energy districts. *Journal of Physics : Conference Series*, 2600(7) :072007, 2023. CISBAT 2023.

[44] M. Krainz, Evelina Trutnevyte, and Tobias Brosch. Transparently communicating energy policy impacts : Effects on emotions and support for hydrogen policies. Under review.

[45] M. Krainz, E. Trutnevyte, and T. Brosch. Results – informed citizen panel on flexibility policies. SWEET PATHFNDR, Project deliverable 7.2.1, 2024.

[46] M. Krainz, E. Trutnevyte, and T. Brosch. Results – informed citizen panel on sector-coupling policies. SWEET PATHFNDR, Project deliverable 7.2.2, 2025.

[47] Morris Krainz, Valeria Sorgato, Izïa Vallaeys Mora, Evelina Trutnevyte, and Tobias Brosch. Predictors of informed energy policy support across Europe. *Nature Energy*, 11(7) :1055–1066, 2026. doi : 10.1038/s41560-026-02050-5.

[48] Merla Kubli, Moritz Loock, and Rolf Wüstenhagen. The flexible prosumer : Measuring the willingness to co-create distributed flexibility. *Energy Policy*, 114 :540–548, 2018. doi : 10.1016/j.enpol.2017.12.044.

[49] Jörg Leicher, Anne Giese, and Christoph Wieland. Electrification or hydrogen ? the challenge of decarbonizing industrial (high-temperature) process heat. *J*, 7(4) :439–456, 2024.

[50] Francesco Lombardi, Koen van Greevenbroek, Aleksander Grochowicz, Michael Lau, Fabian Neumann, Neha Patankar, and Oskar Vågerö. Near-optimal energy planning strategies with modeling to generate alternatives to flexibly explore practically desirable options. *Joule*, 9 : 102144, 2025. doi : 10.1016/j.joule.2025.102144.

[51] Michael Lustenberger, Federica Bellizio, Hanmin Cai, Philipp Heer, and Charalampos Ziras. Introducing price feedback of local flexibility markets into distribution network planning. *Electric Power Systems Research*, 236 :110686, 2024. ISSN 0378-7796. doi : 10.1016/j.epsr.2024.110686. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779624005728.

[52] X. Luther, Tim Tröndle, and Christian Winzer. Designing realistic hedged dynamic electricity tariffs for utilities and households. Master's thesis, in preparation, 2025.

[53] Adriana Marcucci, Florian Baader, Jared Garrison, Gianfranco Guidati, Niklas Nolzen, Evangelos Panos, Francesco Sanvito, Arijit Upadhyay, Zongfei Wang, Gabriel Wiest, Binod Koirala, Robin Mutschler, Jan-Philipp Sasse, Christian Schaffner, Matthias Sulzer, and Evelina Trutnevyte. CROSS Scenario Outlook : Comparison of Modeling Results from the CROSS Scenarios V2022-09. Technical report, SWEET-CoSi, September 2024.

[54] Patricia Mayer, Mario Heer, David Yang Shu, Nik Zielonka, Ludger Leenders, Florian Joseph Baader, and André Bardow. Flexibility from industrial demand-side management in net-zero sector-coupled national energy systems. *Frontiers in Energy Research*, 12 :1443506, 2024. doi : 10.3389/fenrg.2024.1443506.

[55] Patricia Mayer, Florian Joseph Baader, David Yang Shu, Ludger Leenders, Christian Zibunas, Stefano Moret, and André Bardow. Transition pathways to electrified chemical production within sector-coupled national energy systems. *Energy & Environmental Science*, 18(16) :7967–7979, 2025.

[56] Curtis Meister, Sarah Schneeberger, and Philipp Schütz. Bottom-up heat pump flexibility estimation for Swiss buildings considering monitored building data. *Applied Energy*, 414 : 127856, 2026. doi : 10.1016/j.apenergy.2026.127856.

[57] Adrien Mellot, Christian Moretti, Tim Tröndle, and Anthony Patt. Mitigating future winter electricity deficits : A case study from Switzerland. *Energy Conversion and Management*, 309 :118426, 2024. ISSN 0196-8904. doi : 10.1016/j.enconman.2024.118426. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890424003674.

[58] Adrien Mellot, Jan Linder, Jared Garrison, Christian Winzer, Giovanni Sansavini, Curtis Meister, Philipp Schütz, and Christian Moretti. Exploratory analysis of direct load control policies for heat pumps in the future Swiss electricity system. In *2025 21st International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, 2025.

[59] Adrien Mellot, Christian Moretti, Alejandro Nuñez-Jimenez, Jan Linder, Niccolò Moro, Siobhan Powell, Jochen Markard, Christian Winzer, and Anthony Patt. Electrification, flexibility or both ? emerging trends in European energy policy. *Energy Policy*, 206 :114725, 2025.

[60] Adrien Mellot, Christian Moretti, Niccolò Moro, Jared Garrison, and Siobhan Powell. Flexibility incentives for electric vehicles determine whether vehicle-to-grid helps or harms decarbonised power systems at scale. Research Square preprint, Version 1, June 2026.

[61] Adrien Mellot, Christian Moretti, Annina Wiher, and Anthony Patt. Electrification reduces environmental externality costs in national net zero scenarios. In preparation, 2026.

[62] Lucas Miehé. Ökosystem-Ansatz für flexiblere Energiesysteme. *Bulletin Electrosuisse*, 116(3), 2025.

[63] Nicolás Morell-Dameto, José Pablo Chaves-Ávila, Tomás Gómez San Román, Pablo Dueñas-Martínez, and Tim Schittekatte. Network tariff design with flexible customers : Ex-post pricing and a local network capacity market for customer response coordination. *Energy Policy*, 184 : 113907, 2024. doi : 10.1016/j.enpol.2023.113907.

[64] Urs Neu, Jochen Markard, Regina Betz, Konstantinos Boulouchos, Andreas Pautz, and Isabelle Stadelmann. Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz. Grundlagenbericht. Technical report, Akademien der Wissenschaften Schweiz, July 2025.

[65] David Newbery. Efficient renewable electricity support : Designing an incentive-compatible support scheme. *The Energy Journal*, 44(3) :1–22, 2023. doi : 10.5547/01956574.44.3.dnew. URL 10.5547/01956574.44.3.dnew.

[66] Pejvak Oghazi, Maximilian Palmié, Rana Mostaghel, and Lucas Miehé. Digital business models and their implications for sustainability : A typology, industry examples, and paths for future research. *Technological Forecasting and Social Change*, 226 :124568, 2026. doi : 10.1016/j.techfore.2026.124568.

[67] Maximilian Palmié, Lucas Miehé, Johanna Mair, and Joakim Wincent. Valuation entrepreneurship through product-design and blame-avoidance strategies : How Tesla managed to change the public perception of sustainable innovations. *Journal of Product Innovation Management*, 41(3) :644–676, 2024.

[68] María Parajeles Herrera, Marius Schwarz, and Gabriela Hug. Spatio-temporal modeling of large-scale BEV fleets' charging energy needs and flexibility. In *2024 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, pages 1–6. IEEE, 2024.

[69] María Parajeles Herrera and Gabriela Hug. Modeling charging demand and quantifying flexibility bounds for large-scale BEV fleets. In *2025 IEEE Kiel PowerTech*, pages 1–6, 2025. doi : 10.1109/PowerTech59965.2025.11180551.

[70] Bryony Parrish, Rob Gross, and Phil Heptonstall. On demand : Can demand response live up to expectations in managing electricity systems ? *Energy Research & Social Science*, 51 :107–118, 2019. ISSN 2214-6296. doi : 10.1016/j.erss.2018.11.018. URL 10.1016/j.erss.2018.11.018.

[71] PATHFNDR Consortium. Synthesis report : Flexibility and sector coupling in energy systems : definitions and metrics. Synthesis report, ETH Zurich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, UNIGE, EPFL, and TU Delft, 2023. URL https://www.research-collection.ethz.ch/server/api/core/bitstreams/4b1d336b-03ae-4c27-9c1d-4e9ba146b671/content.

[72] PATHFNDR Consortium. Synthesis report : Flexibility provision from electromobility and buildings. Synthesis report, ETH Zurich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, UNIGE, EPFL, and TU Delft, 2025. URL https://www.research-collection.ethz.ch/entities/publication/30b4ece3-06f7-45b1-85e6-b89a26b5ceae.

[73] Elena Raycheva, Behnam Akbari, Jared Garrison, Gabriela Hug, Christian Schaffner, and Giovanni Sansavini. The value of power-to-gas-to-power in Switzerland's electricity system planning. *Energy*, 330 :136451, 2025. doi : 10.1016/j.energy.2025.136451.

[74] A. Rinaldi, M. Soini, K. Streicher, M. Patel, and D. Parra. Decarbonising heat with optimal PV and storage investments : A detailed sector coupling modelling framework with flexible heat pump operation. *Applied Energy*, 282 :116110, 2021. doi : 10.1016/j.apenergy.2020.116110.

[75] Daniel Rosenbloom, James Meadowcroft, Jochen Markard, Joshua S. Landry, and Mohamad Kabbara. Dead-end pathways : conceptualizing, assessing, avoiding. *PLOS Climate*, 4(8) : e0000693, 2025. doi : 10.1371/journal.pclm.0000693.

[76] Martin Rüdisüli, Sinan L. Teske, and Urs Elber. Impacts of an increased substitution of fossil energy carriers with electricity-based technologies on the Swiss electricity system. *Energies*, 12(12) :2399, 2019. doi : 10.3390/en12122399.

[77] F. Sanvito and J. Garrison. The role of flexibility and sector coupling in the Swiss energy system. SWEET PATHFNDR, 2024. Project report.

[78] F. Sanvito, P. Mayer, J. Garrison, and S. Pfenninger-Lee. Flexibility and sector-coupling impacts on the Swiss power system using a soft-linked Euro-Calliope, SecMOD and Nexus-e framework. SWEET PATHFNDR, Project deliverable 1.1.1, 2026.

[79] Nikolaos Savvopoulos, Adamantios Marinakis, C. Yaman Evrenosoglu, and Turhan Demiray. D2.3.2a : Flexibility-aware planning of distribution network reinforcements. Technical report, PATHFNDR, 2024.

[80] I. Schlecht, C. Maurer, and L. Hirth. Financial contracts for differences : The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. *Energy Policy*, 186 :113981, 2024. doi : 10.1016/j.enpol.2024.113981.

[81] Sarah Schneeberger, Curtis Meister, and Philipp Schütz. Estimating the heating energy demand of residential buildings in Switzerland using only public data. *Energy and Buildings*, 347 :116371, 2025. doi : 10.1016/j.enbuild.2025.116371.

[82] Arvind Srinivasan and Giovanni Sansavini. Optimization-based tool to assess and enhance the reliability and resilience of multi-energy systems. Technical report, ETH Zurich, 2025. Project deliverable 2.5.1.

[83] Arvind Srinivasan, Paolo Gabrielli, and Giovanni Sansavini. Trade-offs of affordability, sustainability and security in the optimal design of multi-energy systems. *Applied Energy*, 383 :125299, 2025. doi : 10.1016/j.apenergy.2025.125299.

[84] Karen Stenner, Elisha Frederiks, Elizabeth V. Hobman, and Sarah Meikle. Australian consumers' likely response to cost-reflective electricity pricing. Technical report, CSIRO, 2015. URL 10.4225/08/584af1df6317e.

[85] Swiss Confederation. Federal Act of 29 September 2023 on a Secure Electricity Supply with Renewable Energies (Amendment to the Energy Act and the Electricity Supply Act). AS 2024 679, 2024. Approved by popular vote on 9 June 2024, entered into force 1 January 2025.

[86] Swiss Federal Council. Federal Act on Climate Protection Targets, Innovation and Strengthening Energy Security (Climate and Innovation Act, CIA). https://www.fedlex.admin.ch/eli/oc/2024/747/en, 2023. Approved by popular vote on 18 June 2023, entered into force 1 January 2025.

[87] Swiss Federal Office of Energy (SFOE). Energy Act (EnA) of 30 September 2016 (as of 1 January 2018). Federal Act on the Energy Strategy 2050, SR 730.0, 2017. Approved by popular vote on 21 May 2017.

[88] Swiss Federal Office of Energy (SFOE). Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2024. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html, 2024.

[89] Swiss Federal Office of Energy (SFOE). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024. Technical report, Swiss Federal Office of Energy (SFOE), Bern, Switzerland, 2025.

[90] Swiss Federal Statistical Office (FSO). Buildings in the energy sector. https://www.bfs.admin.ch/bfs/en/home/statistics/construction-housing/buildings/energy-sector.html, n.d. Accessed : 2026-02-18.

[91] Swissgrid. EnergieÜbersicht CH 2024. https://www.swissgrid.ch/content/dam/dataimport/energy-statistic/EnergieUebersichtCH-2024.xlsx, 2024. Excel file ; accessed : 2026-02-17.

[92] Arijit Upadhyay, Tim Tröndle, Alissa Ganter, Ivalin Petkov, Paolo Gabrielli, and Giovanni Sansavini. The role of energy storage towards net-zero emissions in the European electricity system. *Energy Conversion and Management*, 338 :119887, 2025. doi : 10.1016/j.enconman.2025.119887.

[93] Roxanne Vandenberghe, Gabriele Humbert, Hanmin Cai, Binod Prasad Koirala, Giovanni Sansavini, and Philipp Heer. Optimal sizing and operation of hydrogen generation sites accounting for waste heat recovery. *Applied Energy*, 380 :125004, 2025. doi : 10.1016/j.apenergy.2024.125004.

[94] Jacopo Vivian, Philipp Heer, and Massimo Fiorentini. Optimal sizing and operation of seasonal ice thermal storage systems. *Energy and Buildings*, 300 :113633, 2023.

[95] Zongfei Wang and Evelina Trutnevyte. Demand-side flexibility of electric vehicles and heat pumps in the Swiss electricity system with high shares of renewable generation. *Energy*, 338 :138903, 2025. ISSN 0360-5442. doi : 10.1016/j.energy.2025.138903. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544225045451.

[96] Zongfei Wang, Jan-Philipp Sasse, and Evelina Trutnevyte. Home or workplace charging ? spatio-temporal flexibility of electric vehicles within Swiss electricity system. *Energy*, 320 : 135452, 2025. ISSN 0360-5442. doi : 10.1016/j.energy.2025.135452.

[97] Gabriel Wiest, Niklas Nolzen, Florian Baader, André Bardow, and Stefano Moret. Low-regret strategies for energy systems planning in a highly uncertain future. *Cell Reports Sustainability*, 3(2), 2026.

[98] Christian Winzer and Patrick Hensler-Ludwig. Design and impact of grid tariffs. *Energies*, 17 (6) :1364, 2024. ISSN 1996-1073. doi : 10.3390/en17061364. URL https://www.mdpi.com/1996-1073/17/6/1364.

[99] Christian Winzer and Hongliang Zhang. Cost focus versus comfort focus : Evidence from a discrete choice experiment with Swiss residential electricity customers. *The Energy Journal*, 45(2) :209–235, 2024. doi : 10.5547/01956574.45.2.cwin. URL 10.5547/01956574.45.2.cwin.

[100] Christian Winzer, Patrick Ludwig, Sabine Auer, and Anna Hlawatsch. NETFLEX : Effiziente Netzentgelte für flexible Konsumenten. Technical report, Swiss Federal Office of Energy (SFOE), 2023. https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=70108&Load=true.

[101] Christian Winzer, Héctor Ramírez-Molina, Lion Hirth, and Ingmar Schlecht. Profile contracts for electricity retail customers. *Energy Policy*, 195 :114358, 2024. ISSN 0301-4215. doi : 10.1016/j.enpol.2024.114358. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524003781.

[102] Jörg Worlitschek, Malin Siegwart, Luca Brauchli, Lóránt Sztranyovszky, Emma Schmitt, and Gianfranco Guidati. WinTES – Winterstrombedarf und saisonale thermische Speicher. Final report SI/502704-01, Bundesamt für Energie (BFE), Bern, Switzerland, May 2026. https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=74849&Load=true.

[103] Dillon Zadoks, Alfredo Oneto, Carlo Tajoli, Yi Guo, Philipp Heer, Giovanni Sansavini, and Gabriela Hug. Prosumer synchronisation risk : Impacts of time-varying tariffs on distribution network expansion. arXiv preprint arXiv :2609.02174, 2026.