

La voie vers un système électrique suisse renouvelable: Perspectives, défis et recommandations

CoSi Focus Report 1
Intégration des énergies renouvelables



Universität Basel, généré par l'IA

Ce rapport a été rédigé par le consortium CoSi, soutenu par l'Office fédéral de l'énergie dans le cadre du programme SWEET.

CoSi Focus Report: Intégration des énergies renouvelables

Résumé succinct

La Suisse est confrontée à une restructuration complète de son système énergétique dans le but d'atteindre la neutralité climatique d'ici 2050. La loi révisée sur l'électricité stipule que la Suisse doit produire 35 térawattheures (TWh) d'électricité par an d'ici 2035 et 45 TWh d'ici 2050 à partir de nouvelles sources renouvelables. L'électrification des transports (véhicules électriques) et du système de chauffage (pompes à chaleur) augmentera encore la demande en électricité.

Les recherches actuelles du programme SWEET montrent que l'intégration des énergies renouvelables est techniquement réalisable et financièrement supportable. L'hydroélectricité reste la principale source d'énergie, tandis que le photovoltaïque sera la deuxième source, complété par l'éolien et la biomasse. À cela s'ajoutent les technologies de stockage et le commerce d'électricité avec l'Europe. Des solutions flexibles et un mix électrique diversifié sont essentiels pour garantir la sécurité de l'approvisionnement dans un système dépendant des conditions météorologiques.

La transformation nécessite des investissements importants, soutenus par des instruments proches du marché tels que la prime de marché glissante. Les mesures de soutien doivent être dynamiques et limitées dans le temps afin de minimiser les distorsions du marché. Les consommateurs jouent un rôle central dans le nouveau système : des modèles tarifaires et de prix flexibles permettent de gérer la demande et de renforcer les modèles de prosommateurs, dans lesquels les ménages ne se contentent pas de consommer de l'électricité, mais en produisent également.

Cette transformation du système énergétique permettra non seulement d'atteindre les objectifs climatiques de la Suisse, mais aussi d'assurer un avenir énergétique écologiquement et économiquement durable pour le pays.

Le rapport s'articule autour de cinq thèmes principaux :

1. L'avenir de l'électricité en Suisse est défini par l'eau et le soleil ([page 4](#))
2. Les effets régionaux peuvent être contrôlés ([page 5](#))
3. La sécurité d'approvisionnement peut également être garantie dans ce système ([page 7](#))
4. Des incitations claires et des signaux de marché restent importants ([page 9](#))
5. Les ménages suisses auront un rôle plus actif à l'avenir ([page 10](#))

Situation de départ

L'approvisionnement énergétique de la Suisse est en pleine mutation. Des jalons importants ont été posés pour cette transformation avec [la stratégie énergétique 2050 du Conseil fédéral](#), [la loi sur le climat et l'innovation](#) acceptée par le peuple en 2023 et [la loi fédérale sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité grâce aux énergies renouvelables](#), adoptée par les urnes le 9 juin 2024. La loi révisée sur l'électricité définit des objectifs pour la production d'électricité à partir de nouvelles énergies renouvelables et de la force hydraulique ainsi que pour la consommation d'énergie. Elle adapte en outre les réglementations relatives à la production, au transport, au stockage et à la consommation d'électricité. C'est un élément important sur la voie d'une Suisse climatiquement neutre d'ici 2050. La production suisse d'électricité ne produit déjà presque pas de CO₂. C'est pourquoi, dans le système énergétique global, il s'agit principalement d'empêcher la production de CO₂ en remplaçant les carburants et les combustibles fossiles pour les transports, l'industrie et l'approvisionnement en chaleur par des énergies renouvelables.

Le secteur de l'électricité jouera donc un rôle central dans la stratégie climatique de la Suisse, car l'électrification joue un rôle majeur dans la réduction des émissions de CO₂ liées à la consommation d'énergie. En particulier dans le domaine de la mobilité (électromobilité) et de l'approvisionnement en chaleur dans les bâtiments (pompes à chaleur). La demande en électricité va donc augmenter à l'avenir. D'autre part, la demande globale d'énergie va nettement diminuer (voir figure 1), car l'électrification est beaucoup plus efficace que l'approvisionnement en énergie fossile.

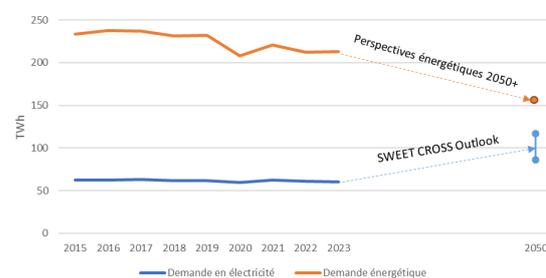


Figure 1: Demande d'électricité et demande énergétique totale de la Suisse, historique ([OFEN, 2024a](#)) et demande énergétique totale attendue en 2050 selon [les perspectives énergétiques 2050+](#) ([OFEN, 2021](#)), la fourchette pour la demande d'électricité 2050 se base sur le [CROSS Scenario Outlook](#).

La nouvelle loi sur l'électricité définit des objectifs de production pour les nouvelles énergies renouvelables (à l'exception de l'hydroélectricité) de 35 TWh en 2035 et de 45 TWh en 2050, tout en augmentant la production de l'hydroélectricité. La figure 2 présente les objectifs en relation avec l'évolution de ces dernières années. Pour l'hydroélectricité, il s'agit avant tout de maintenir la quantité d'électricité produite chaque année, ce qui nécessitera des extensions telles que le rehaussement des barrages ou la construction de nouveaux ouvrages en raison de l'évolution des conditions climatiques. Les autres sources d'énergie renouvelables (soleil, vent, biomasse) devraient être développées d'environ 2,5 TWh par an en moyenne d'ici 2035 pour atteindre l'objectif de production de la loi sur l'électricité. Cette augmentation est considérable, surtout si on la compare au développement des énergies renouvelables au cours des dix dernières années.

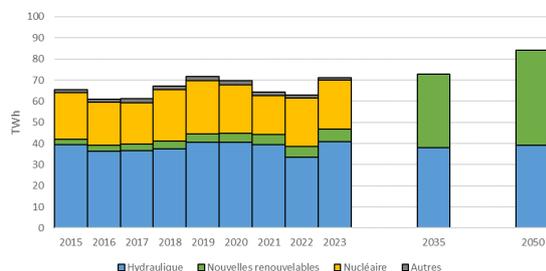


Figure 2: Production historique d'électricité (OFEN, 2024a) et quantités cibles prévues pour l'énergie hydraulique et les nouvelles énergies renouvelables conformément à la loi fédérale sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité à partir d'énergies renouvelables.

La question se pose donc de savoir comment la Suisse peut atteindre ces objectifs. Quelles sont les mesures nécessaires pour garantir les investissements requis dans les nouvelles énergies renouvelables et pour réaliser leur intégration dans un nouveau système électrique compatible ? Quel est le rôle de l'intégration de la Suisse dans le système électrique européen et quelles sont les conséquences de la transformation de l'approvisionnement en énergie pour les consommateurs d'électricité suisses ? Nous en donnons ici un bref aperçu, basé en grande partie sur les recherches en cours dans le cadre du programme de promotion SWEET de l'Office fédéral de l'énergie.

1. L'avenir de l'électricité suisse est ensoleillé

Il existe un grand nombre d'analyses du système énergétique et électrique suisse basées sur des modèles, qui illustrent différentes voies de développement (voir par exemple les plateformes interactives de Swiss-Energyscope, Nexus-E, et Riskmeter). Afin d'obtenir une meilleure comparabilité, un cadre de scénario harmonisé a été simulé dans le cadre du CROSS avec sept modèles énergétiques différents (CROSS Scenario Outlook, 2024), qui analysent l'évolution future du système électrique suisse dans l'hypothèse d'une sortie du nucléaire et d'une augmentation des énergies renouvelables

pour 2050 (voir également le rapport de la Commission de l'énergie des Académies suisses des sciences sur le thème de l'énergie nucléaire, Neu et al. 2026).

Des tendances claires se dégagent de l'ensemble des modèles:

- La demande d'électricité va augmenter:** D'environ 60 TWh par an actuellement (OFEN, 2023) à une estimation de 75 TWh à 100 TWh en 2050 (CROSS Scenario Outlook, 2024). Pour répondre à cette demande supplémentaire et remplacer les centrales nucléaires à l'arrêt, il faut s'attendre à devoir construire de nouvelles installations de production.
- L'énergie hydraulique reste le numéro 1:** les capacités hydroélectriques sont maintenues et restent donc le pilier principal de la production d'électricité en Suisse. Le potentiel de développement est limité.
- Le photovoltaïque devient le nouveau numéro 2:** l'électricité issue du photovoltaïque (PV) est le deuxième pilier principal du futur système électrique suisse.
- Le mix énergétique devient le numéro 3:** outre l'énergie hydraulique et le photovoltaïque, il faudra d'autres composants complémentaires dans le système : d'autres installations de production comme l'énergie éolienne et différentes centrales thermiques (bois, déchets, biogaz ou hydroélectricité), fournissant souvent de la chaleur. S'y ajoutent les capacités de stockage et le commerce d'électricité avec nos voisins.
- Le commerce d'électricité reste important:** à l'avenir, le commerce d'électricité restera un complément précieux pour la production d'électricité suisse. Le commerce avec nos voisins européens complète la capacité du système électrique suisse à s'adapter rapidement et efficacement aux fluctuations de la demande ou de l'injection.

Malgré ces tendances claires, les résultats des modèles diffèrent en termes de détails et d'ordres de grandeur (voir figure 3). L'ampleur de la production photovoltaïque varie fortement. Le rôle des autres technologies dans le système énergétique est également pondéré différemment, notamment par les différentes hypothèses de coûts retenues. Concernant les investissements nécessaires pour le futur système énergétique, l'incertitude règne quant au cadre financier exact, car l'évolution future des coûts est difficilement prévisible. Les hypothèses concernant les possibilités de développement technique et les quantités maximales d'extension des différentes options sont d'autres facteurs conduisant à des résultats différents. Mais dans l'ensemble, les modèles sont unanimes: **un système électrique suisse dominé par les énergies renouvelables est à la fois techniquement réalisable et financièrement supportable.**

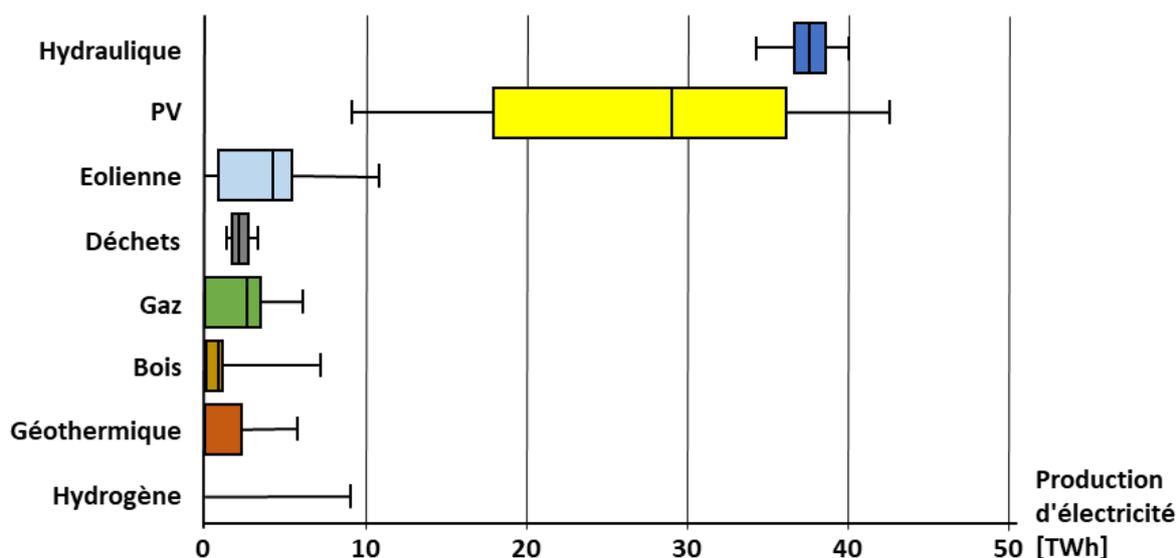


Figure 3: Fourchette de la production d'électricité en 2050 à travers les différents modèles par technologie dans tous les scénarios du CROSS ([CROSS Scenario Outlook, 2024](#)). Les barres colorées indiquent la fourchette dans laquelle se situent les 50% moyens de toutes les valeurs du modèle, la ligne verticale dans la barre représentant la valeur médiane. Les limites en forme de T indiquent l'étendue totale de tous les résultats des modèles. Les variations entre les modèles sont dues, entre autres, aux différentes hypothèses des modèles. Par exemple, les modèles qui indiquent une faible production photovoltaïque (de l'ordre de 10 à 20 TWh) ont une production éolienne (10 TWh) ou une production d'électricité à partir du bois (7-8 TWh) plus élevées.

2. Toits ou montagnes : où se situeront les nouvelles énergies renouvelables?

Le développement nécessaire des nouvelles énergies renouvelables nécessite des surfaces correspondantes. La question de la protection du paysage a donc été un point de discussion important lors du vote de la loi sur l'électricité. L'extension ne se fera que si les investisseurs peuvent, d'une part, obtenir un rendement et, d'autre part, être en mesure d'installer leur installation quelque part. Ce dernier point dépend surtout de l'acceptation des technologies.

Le photovoltaïque sur les toits ou les façades est généralement connu et accepté, car il utilise l'infrastructure existante. Par conséquent, ces investissements font partie des options les moins risquées. Toutefois, ces installations ont généralement une production d'électricité nettement plus élevée en été qu'en hiver. Or, la demande d'électricité est plus élevée en hiver qu'en été et tend à augmenter en hiver en raison du couplage avec le secteur de la chaleur (notamment les pompes à chaleur). C'est pourquoi d'autres options potentiellement moins bien acceptées par la société ou présentant un risque d'investissement plus élevé doivent être prises en considération. Parmi ces options, on trouve par exemple **l'énergie éolienne et le photovoltaïque alpin**, qui génèrent tous deux une part plus importante de la production d'électricité durant le semestre d'hiver, **la biomasse (p. ex. les centrales à bois) et les installations de traitement des déchets**, qui peuvent en outre souvent fournir de la chaleur supplémentaire en tant qu'installations de couplage chaleur-force. A cela s'ajoutent **les batteries et autres technologies de stockage**.

Outre ces technologies, les importations constituent une option d'approvisionnement importante en hiver. La question de savoir laquelle de ces options doit être utilisée, dans quelle mesure et à quel endroit, reste ouverte. Cependant, le système d'approvisionnement global nécessite un mélange d'énergie hydraulique, de photovoltaïque et d'au moins une partie des autres options mentionnées ci-dessus.

Dans le cadre d'une analyse du consortium SWEET EDGE, différentes options ont été analysées (voir figure 4, [Trutnevyte et al., 2024](#)) afin de mettre en évidence les différences régionales qui peuvent en résulter. Les trois scénarios se basent sur différentes hypothèses concernant la construction, la technologie, la localisation et les coûts :

1. **Scénario «Focalisation sur la productivité»:** stratégie d'investissement axée sur les sites les plus productifs pour le PV (toitures et surfaces libres) et l'éolien, c'est-à-dire le PV en particulier dans les cantons du sud, ainsi que l'éolien pour l'électricité supplémentaire en hiver.
2. **Scénario «Focalisation sur la diversité technologique»:** large mélange de technologies - outre le PV, on mise aussi bien sur l'éolien que sur les installations de couplage chaleur-force et, dans une moindre mesure, sur les centrales à gaz.
3. **Scénario «Focalisation sur le PV et les batteries»:** approvisionnement de toute la Suisse par des installations PV locales en toiture avec batteries, complétées par d'autres installations telles que l'éolien, la biomasse et les centrales à gaz.

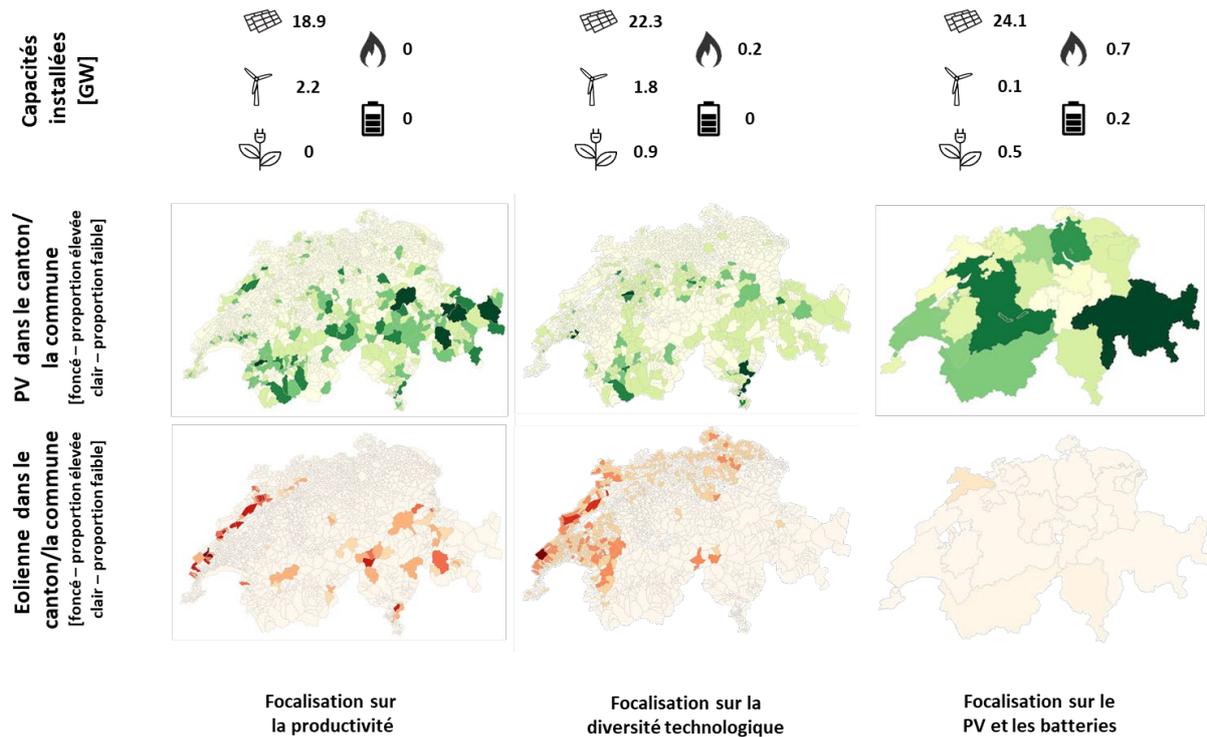


Figure 4 : Capacités installées et répartition au sein de la Suisse pour les trois scénarios de référence (Trutnevyte et al., 2024).

PV Eolien Biomasse Gaz Batteries

Dans les trois scénarios, le commerce de l'électricité continue de jouer un rôle important, d'une part pour exporter les excédents et d'autre part pour pouvoir compléter l'approvisionnement local par des importations.

Les différents scénarios ont également un impact sur la répartition régionale de la valeur ajoutée. L'étude EDGE prévoit des investissements de l'ordre de 1,4 à 1,7 milliard de CHF par an pour réaliser l'objectif de développement de 35 TWh d'ici 2035. L'endroit où ces investissements seront réalisés dépendra des priorités fixées par les conditions-cadres politiques. **La valeur ajoutée liée à la construction et à l'entretien des installations énergétiques peut donc être répartie de manière très différente entre les cantons suisses** (Nathani & Thalmann, 2024). La production de modules PV et d'éoliennes elle-même ne génère pas de valeur ajoutée significative en Suisse, car elle est importée. Mais l'installation et la maintenance dépendent de l'expertise régionale et ont un impact correspondant sur les marchés du travail régionaux.

La transformation du système énergétique implique également que les centrales nucléaires restantes soient mises hors service et démantelées. De même, les capacités existantes, en particulier l'énergie hydraulique, devront être entretenues et, le cas échéant, développées. Tous ces emplois peuvent être répartis de manière très inégale entre les cantons, comme le montre la figure 5 pour les trois scénarios de base. L'étude sous-jacente illustre le nombre d'emplois

dans les secteurs respectifs, en partant des structures industrielles actuelles. Les emplois du nucléaire et de l'hydroélectricité sont définis par les sites actuels et, dans le cas du nucléaire, par la main-d'œuvre nécessaire à son démantèlement. En revanche, la construction d'installations photovoltaïques laisse une grande marge de manœuvre quant à l'emplacement de la création de valeur locale qui y est liée.

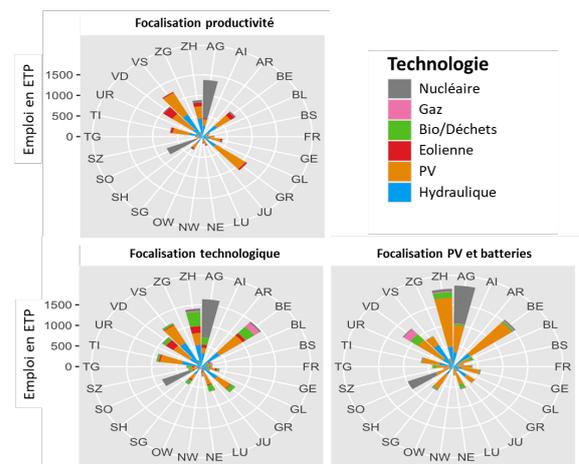


Figure 5 : Emplois en 2035 selon la technologie (Nathani & Thalmann, 2024)

3. Sécurité d'approvisionnement dans un système d'électricité renouvelable

Si la production d'électricité à partir de sources renouvelables joue le rôle principal dans le système énergétique, la question de la sécurité énergétique se pose à nouveau. Aujourd'hui, il s'agit avant tout de savoir d'où proviennent les carburants et combustibles fossiles et nucléaires et à quel prix. Dans le système énergétique de demain, la météo deviendra en revanche un sujet important. De nombreuses énergies renouvelables dépendent des conditions météorologiques, ce qui fait de la sécurité d'approvisionnement future un défi plus physique que géopolitique. **La sécurité de l'approvisionnement dépendra de la diversité et de la flexibilité de notre mix énergétique dans le système électrique.**

L'hydroélectricité et le photovoltaïque, qui détermineront notre futur système électrique, produisent une grande partie de l'électricité en été. Les besoins en électricité sont plus élevés en hiver et devraient continuer à augmenter en raison de la demande supplémentaire liée à l'électrification du secteur thermique. Par conséquent, des technologies telles que l'énergie éolienne, la biomasse, les déchets ou les combustibles synthétiques, ainsi que le stockage, peuvent également jouer un rôle important dans le mix énergétique futur. Outre la production locale d'électricité, le commerce d'électricité reste un pilier important de notre système électrique. Les importations et les exportations d'électricité continueront à jouer un rôle central dans l'approvisionnement en électricité de la Suisse.

Les futures importations nettes d'électricité (la différence entre toutes les importations et les exportations au cours de l'année) dépendent du futur mix de systèmes. Par conséquent, les études actuelles font état d'une large fourchette d'importations nettes attendues : entre 0 TWh et 16 TWh en 2050 (Schwarz et al., 2023; Panos et al., 2023; Perspectives énergétiques 2050+ (BFE, 2021); Marti et al., 2022). A titre de comparaison, la Suisse a importé au maximum 5,6 TWh nets au cours de la dernière décennie et a même enregistré un excédent d'exportations allant jusqu'à 6,4 TWh la moitié de l'année (figure 6). En revanche, les importations d'énergies fossiles sont beaucoup plus importantes : en 2022, environ 100 TWh pour le pétrole et environ 30 TWh pour le gaz naturel (OFEN, 2023). Contrairement à ce que ces chiffres laissent supposer, c'est surtout la dépendance aux importations d'électricité qui fait débat dans l'opinion publique. Les mesures de politique énergétique qui entraînent une augmentation des importations d'électricité sont généralement moins bien acceptées (Trutnevyte et al., 2024).

Le **commerce de l'électricité** n'est rien d'autre que le commerce de biens. Les marchandises sont importées lorsque leur production est moins chère à l'étranger. Certaines sources d'énergie sont moins chères dans certains pays ou sont disponibles en plus grande quantité pour des raisons géographiques ou météorologiques. Il est donc avantageux de faire des

échanges. Dans le secteur de l'électricité, les échanges ont lieu non seulement de temps en temps, mais aussi toutes les heures et parfois même plus souvent, car les conditions du système changent constamment en raison d'une production et d'une demande d'électricité variables (voir également la figure 7). Dans le système interconnecté européen, l'électricité franchit donc les frontières à tout moment et les fournisseurs suisses sont constamment intégrés dans l'échange d'électricité européen. Cette intégration dans le réseau électrique européen réduit la probabilité de pannes de courant dans les pays concernés, car en cas de problème sur une ligne, par exemple, de nombreuses lignes alternatives sont disponibles.



Figure 6: Bilan annuel des échanges transfrontaliers d'électricité en Suisse 2014-2023 : Importations moins exportations en TWh (source: [OFEN, 2024a](#))

En principe, de nombreux scénarios énergétiques partent du principe qu'en 2050, la Suisse importera plus d'électricité qu'elle n'en exportera en hiver, quel que soit le bilan du commerce d'électricité sur l'année complète. Tant que la Suisse est suffisamment intégrée dans le système d'interconnexion européen, les études de l'OFEN sur la sécurité d'approvisionnement ('System Adequacy', Weigt et al., 2022, voir aussi [les études de l'Elcom sur la sécurité d'approvisionnement](#)) montrent que l'approvisionnement en électricité de la Suisse est assuré en hiver, même en cas de situation météorologique ou de système énergétique critique.

La résistance et la stabilité du système électrique suisse reposent avant tout sur la part élevée de l'énergie hydraulique et la flexibilité qui en découle. Les installations hydroélectriques d'accumulation (aussi bien saisonnières que par pompage) permettent d'importer de l'énergie chaque fois qu'elle est disponible sur le réseau européen (p. ex. en raison d'excédents de production d'électricité renouvelable ou d'une faible demande), même si ce n'est que pour une courte durée. Chaque fois que l'étranger ne peut pas fournir, les fournisseurs d'électricité ont recours aux réserves d'eau dans les barrages. Grâce à cette flexibilité, les fournisseurs d'électricité suisses peuvent fournir suffisamment d'électricité même en période de très forte demande.

La figure 7 le montre à titre d'exemple pour la période de décembre 2022 à mars 2023, durant laquelle la Suisse a importé beaucoup d'électricité d'Europe. Chaque fois que la demande en Suisse est élevée (ligne noire), la production est également très importante (barres bleues) et a même tendance à être supérieure à la demande locale. En d'autres termes, la Suisse exporte de l'électricité vers l'Europe pour profiter des prix élevés de l'électricité pendant les heures de pointe. En revanche, la Suisse (barres grises) importe de l'électricité d'Europe en période de faible demande ou de prix bas (p. ex. en cas d'offre éolienne importante) afin de remplir, outre la demande locale, les bassins de pompage-turbinage (ligne jaune), afin qu'ils soient remplis pour la prochaine période de prix élevés.

Ce mécanisme de base continuera d'exister dans le futur système électrique. Le démantèlement des centrales nucléaires et le développement des énergies renouvelables modifieront certes la dynamique horaire, mais pas les structures d'incitation de l'économie de marché qui la sous-tendent.

Les centrales de pompage-turbinage et la généralisation des batteries apporteront une flexibilité supplémentaire à court terme. La production d'électricité indigène supplémentaire en hiver (p. ex. à partir du vent, du photovoltaïque alpin, de la biomasse, mais aussi d'installations PV ordinaires en toiture) augmente également la flexibilité globale de l'hydroélectricité, car elle ménage les lacs de stockage et crée une marge de manœuvre supplémentaire. Il

est ainsi possible de faire face à des situations extrêmes. Il est essentiel que les importations soient généralement possibles tout au long de l'hiver. Pour cela, la Suisse doit être bien intégrée dans le système commercial européen et il doit y avoir suffisamment de capacités de transport disponibles pour les flux commerciaux transfrontaliers. Le moment exact de la journée où il est possible d'importer de l'électricité est relativement peu important pour la Suisse.

Les conclusions des différentes études montrent qu'outre la mise en place d'un mix de production flexible et diversifié en Suisse, *une intégration dans le système d'interconnexion européen* est d'une grande importance pour la sécurité d'approvisionnement. L'accord sur l'électricité envisagé avec l'UE est donc une étape importante sur la voie du futur système électrique. Si les possibilités d'importation devaient être limitées, cela devrait être compensé par une production nationale supplémentaire. Dans le cadre de ses activités de recherche, le consortium SWEET EDGE étudie, dans le cadre d'une comparaison de modèles, les conséquences d'éventuelles limitations des importations sur l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Les résultats sont disponibles sur le site Internet d'EDGE ([Van Liedekerke et al., 2025](#)). En décembre 2024, le Conseil fédéral a également pris acte de la conclusion matérielle des négociations sur l'accord sur l'électricité (voir la [page d'information](#) de l'OFEN).

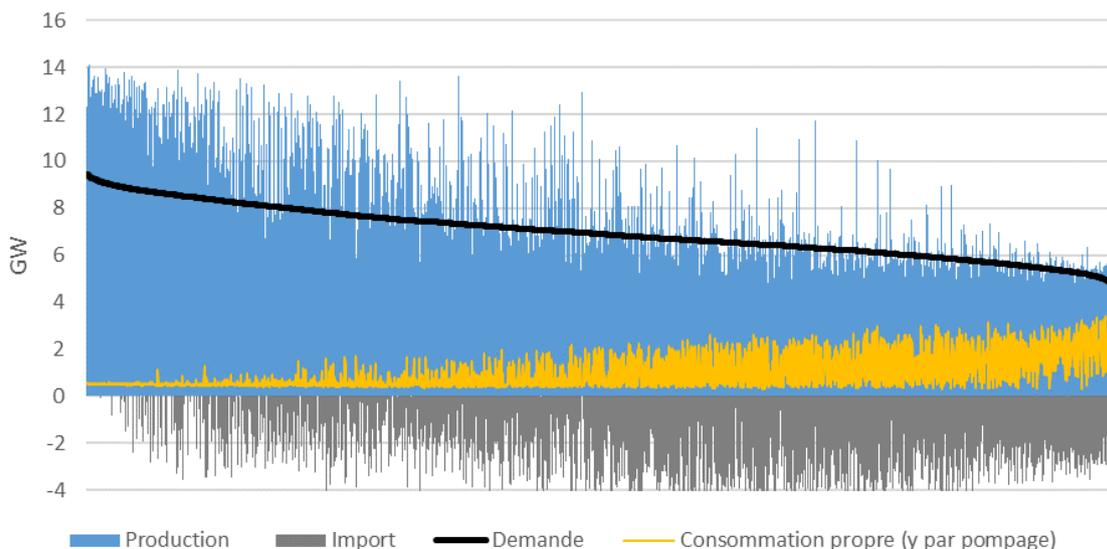


Figure 7: Relation entre la demande d'électricité, la production d'électricité et les importations durant l'hiver 2022/23 (source: [Swissgrid, 2024](#)). Valeurs horaires classées de la demande horaire d'électricité la plus élevée à la plus faible en Suisse. La concomitance de l'excédent de production et des importations en cas de charge élevée résulte principalement de la compression du graphique, qui ne reflète pas suffisamment la résolution horaire des données pour certaines heures de faible production.

4. Conception du marché et mesures de soutien

Les objectifs d'extension de la nouvelle loi sur l'électricité et la transformation nécessaire de notre système énergétique dans le cadre de la stratégie énergétique 2050 nécessitent des *investissements* importants avec des coûts initiaux élevés. Ces investissements comprennent le remplacement des centrales nucléaires à l'arrêt par des énergies renouvelables, l'électrification des transports et du chauffage, l'augmentation de la production d'électricité pour répondre à la demande croissante, l'adaptation du réseau électrique et des investissements dans des batteries et autres capacités de stockage. Par le passé, le système électrique suisse était centralisé, avec de grandes installations énergétiques telles que les centrales hydroélectriques et nucléaires et les bailleurs de fonds institutionnels correspondants. La stratégie énergétique 2050 a changé la nature des investissements nécessaires en mettant l'accent sur la production décentralisée d'énergie à partir de sources renouvelables. L'évolution vers les énergies renouvelables ouvre également l'accès au marché de l'électricité à de nouveaux investisseurs, y compris les ménages.

Afin de garantir un développement suffisant des installations renouvelables et des structures de flexibilité complémentaires, il convient de mettre en place *le cadre réglementaire et d'économie de marché nécessaire*. Il s'agit de créer les bonnes incitations pour un grand nombre d'acteurs différents afin qu'ils investissent de manière à créer un système énergétique efficace, rentable et sûr (voir à ce [CREST Whitepaper sur la conception du marché de l'électricité](#), et [Krysiak und Weigt, 2023](#)).

Pour parvenir à ce système, la plupart des pays misent sur différents instruments de promotion. Jusqu'à présent, la Suisse a surtout adopté des règles d'encouragement qui créent des incitations financières pour les investisseurs, principalement par le biais de rétributions de l'injection et de primes forfaitaires pour les investissements. De plus, la promotion des énergies renouvelables est répartie entre la Confédération, les cantons et les communes. Par exemple, les dispositions et les subventions pour le photovoltaïque sont réparties sur les trois niveaux : Subventions à l'investissement au niveau fédéral ([OFEN, 2024b](#)) et cantonal pour différents types d'installations, aménagement du territoire au niveau cantonal (lois sur l'aménagement du territoire) et mesures très diverses au niveau communal ([Schmidt et al. 2023](#), voir également le paragraphe suivant). De nombreux investisseurs s'intéressent toutefois davantage à la somme qu'ils reçoivent de leur fournisseur d'énergie local pour l'électricité injectée dans le réseau. Ces tarifs de rachat sont fixés par les fournisseurs d'énergie et varient fortement, allant actuellement de moins de 4 centimes/kWh à 25 centimes/kWh ([VESE, 2024](#)).

La loi fédérale sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité issue d'énergies renouvelables modifie les régimes d'encouragement actuels en les liant davantage aux incitations de l'économie de marché et en

uniformisant la rétribution de l'injection dans le réseau dans toute la Suisse. Avec la nouvelle *prime de marché mobile*, l'électricité injectée est rémunérée à un taux fixe pendant une période déterminée. Si le prix de l'électricité tombe en dessous du prix fixe, la différence est compensée par la rémunération. Si les prix du marché sont plus élevés, les producteurs d'électricité remboursent progressivement les paiements reçus. Ce concept est également utilisé en dehors de la Suisse et est généralement connu sous le nom de Contract for Differences (CfD). Il laisse en grande partie au marché le soin de décider de la rentabilité des installations, tout en garantissant que le développement des énergies renouvelables ne soit pas stoppé par des risques de prix ou en cas de forte baisse des prix.

Un développement de cette approche (Financial CfDs, [Schlecht et al., 2024](#)) pourrait en outre permettre non seulement de générer un flux de recettes fiable, comme la prime de marché prévue par la loi sur l'électricité, mais aussi de créer des incitations pour le placement et le développement efficaces des installations et de réduire les possibilités de manipulation du marché.

Avec la structure plus décentralisée des énergies renouvelables, les petites et moyennes entreprises ainsi que les propriétaires de maisons ont également la possibilité d'investir dans la production d'électricité, complétant ainsi les investissements des entreprises de service public, des fonds de pension et d'autres grands investisseurs. Tous les investisseurs ont en commun de rechercher une rentabilité minimale de l'investissement ; pour les petits investisseurs, celle-ci est en grande partie définie par la structure de l'entreprise et les économies réalisées sur l'achat d'électricité, pour les grands investisseurs par les prix du marché de l'électricité.

Le *risque d'investissement* influence considérablement les décisions d'investissement. Une évaluation plus faible des risques facilite souvent le financement externe et peut réduire les coûts de financement externes lorsque les banques proposent des taux d'intérêt plus bas. Les petites installations solaires sur les toits présentent actuellement les taux d'intérêt les plus bas, alors que l'énergie éolienne ou l'hydrogène ont des coûts d'intérêt nettement plus élevés ([Dukan & Steffen, 2024](#), [Trutnevyte et al., 2024](#)). A long terme, la prévention des risques est donc un paramètre important pour la conception du marché de l'électricité (voir également [CREST Whitepaper sur la conception du marché de l'électricité](#)).

Si des instruments de soutien sont utilisés, ils doivent encourager les investissements qui ne profitent pas uniquement à l'investisseur, mais qui sont également utiles pour l'ensemble du système énergétique. Afin de permettre des investissements compatibles avec le système (et favorables au système), le gouvernement devrait donc mener *une politique de soutien limitée dans le temps, qui préserve des signaux de marché* clairs. Par exemple, la variabilité horaire des marchés

de l'électricité devrait être prise en compte et les distorsions de marché devraient être évitées tout en réduisant le risque d'investissement. ***A long terme, le système énergétique devrait être en mesure de fonctionner sans subventions.*** Il convient donc de miser sur une politique de soutien dynamique plutôt que sur des objectifs fixes pour les énergies renouvelables, car seule une conception dynamique de la politique peut réagir de manière optimale à un paysage énergétique en constante évolution.

5. Conséquences pour les ménages suisses

L'intégration des énergies renouvelables dans notre système électrique n'a pas seulement un impact sur l'offre, elle entraînera également des changements du côté de la demande. ***Les consommateurs d'électricité pourront à l'avenir jouer un rôle plus actif*** en fournissant une partie de la flexibilité et du stockage.

Cela est nécessaire pour compenser les dynamiques temporelles et la dépendance aux conditions météorologiques de la production d'électricité de nombreuses énergies renouvelables. Ainsi, la demande d'électricité peut être davantage déplacée vers des périodes où la production renouvelable est excédentaire et où les prix de gros sur le marché de l'électricité sont plus bas, grâce à une gestion « intelligente ». Afin d'exploiter la flexibilité du côté de la demande, par exemple par le biais d'installations photovoltaïques couplées à des batteries, de pompes à chaleur et de voitures électriques, il convient de mettre en place des incitations correspondantes pour les clients. Cela peut se faire en proposant des tarifs adaptés aux clients. D'un point de vue économique, il est judicieux d'exploiter les avantages de la flexibilité du côté de la demande ([Srinivasan et al., 2023](#)), et pas seulement pour les gros clients.

Aujourd'hui déjà, les tarifs élevés et bas offrent dans de nombreux cas une certaine incitation à orienter le comportement de consommation. En outre, certains fournisseurs proposent des tarifs plus avantageux pour l'électricité produite par les pompes à chaleur s'ils sont autorisés à éteindre la pompe à chaleur aux heures de pointe. Il existe même des gestionnaires de réseau de distribution suisses qui proposent à leurs clients des tarifs flexibles dont le prix varie toutes les 15 minutes en fonction de la charge du réseau électrique ([Cuony, 2023](#)). En général, les propriétaires de maisons et d'appartements devraient être avantagés par rapport aux locataires. Ils peuvent investir plus facilement dans des solutions « intelligentes » et devenir plus facilement des « prosommateurs », c'est-à-dire des personnes qui non seulement achètent de l'électricité, mais produisent également leur propre électricité renouvelable.

Les prosommateurs et les consommateurs flexibles devraient bénéficier d'incitations de la part des fournisseurs intéressés par leur flexibilité. Afin de mieux exploiter ce potentiel, le cadre réglementaire doit être davantage adapté (par ex. en ce qui concerne le rôle

des batteries stationnaires et des batteries de véhicules).

Les locataires, en revanche, ont une marge de manœuvre plus limitée. Une transition énergétique bien pensée implique donc, outre des modèles tarifaires qui incitent surtout les locataires et les propriétaires, des prescriptions appropriées en matière de construction et de bâtiments ainsi que des incitations pour les bailleurs à préparer leurs biens immobiliers à la transition énergétique. Il sera probablement toujours possible pour les ménages de décider de ne pas prendre de mesures de flexibilité en aval ; en d'autres termes, il y aura toujours des tarifs sans éléments de flexibilité. Toutefois, des incitations sous la forme de tarifs d'électricité plus bas seront intégrées dans les contrats, ce qui permettra au fournisseur d'électricité d'utiliser la flexibilité des ménages. Parallèlement, la protection des consommateurs finaux contre les fluctuations de prix à court et à long terme grâce à des tarifs stables devrait rester une question importante.

La structure actuelle des subventions en Suisse, parfois très fragmentée, entraîne également des différences entre les ménages ([Schmidt et al., 2023](#)). Ainsi, les réglementations relatives à la promotion du photovoltaïque entraînent de grandes différences en termes de rentabilité économique des installations et d'incitations pour les différents groupes : les ménages plus grands, à revenus plus élevés et ruraux bénéficient d'incitations plus importantes et peuvent installer des systèmes photovoltaïques plus rentables, tandis que les ménages à revenus plus faibles doivent économiser le plus longtemps pour pouvoir s'offrir une installation photovoltaïque ([Soubelet et al., 2024](#)). Une harmonisation du paysage énergétique fortement fragmenté de la Suisse, couplée à des normes minimales plus ambitieuses, pourrait donc être un élément permettant d'atteindre les objectifs de la loi révisée sur l'électricité ([Schmidt et al., 2023](#)).

En principe, ***l'intégration de la demande par des solutions « intelligentes »*** est un élément important de la transition énergétique et du futur design du marché de l'électricité. C'est pourquoi des recherches intensives sont menées dans ce domaine, par exemple sur de nouvelles formes de coopération, des modèles commerciaux et des structures d'incitation. La mise en œuvre technique est également importante. Sans les éléments de contrôle correspondants, la flexibilité de la demande ne peut pas être utilisée. Conformément à l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl), au moins 80% de tous les équipements de mesure devront être convertis en compteurs intelligents d'ici 2028.

Outre les adaptations du design tarifaire, la question des ***coûts de l'énergie*** est un point de discussion important en ce qui concerne la stratégie énergétique 2050. L'intégration des énergies renouvelables dans notre système électrique n'est qu'un des nombreux aspects qui ont un impact sur l'évolution des coûts - et ce n'est même pas le plus important. La décision en faveur des énergies renouvelables a beaucoup à voir

avec l'objectif « zéro net » lié au climat. Le remplacement des combustibles fossiles réduit en outre les coûts externes dans les domaines de la santé et de l'environnement, qui sont causés par l'utilisation des énergies fossiles. En bref, la transformation du système électrique s'inscrit dans le cadre plus large de la transition énergétique. Celle-ci s'inscrit à son tour dans le cadre d'une transition économique et sociale encore plus large vers la neutralité climatique.

Une partie de la future facture d'électricité sera due à l'électrification du chauffage (p. ex. pompes à chaleur) et des transports (p. ex. voitures électriques). La consommation d'électricité aura donc tendance à augmenter et, par conséquent, les dépenses en électricité remplaceront à l'avenir, pour de nombreux petits clients, une partie importante des dépenses actuelles en carburants et combustibles fossiles.

Il n'est toutefois pas possible de prédire l'évolution exacte des coûts pour les consommateurs d'électricité suisses. Bien qu'il faille investir beaucoup au cours des prochaines décennies, certains facteurs plaident en faveur d'une baisse des coûts énergétiques. Ainsi, les systèmes et les entraînements fonctionnant à l'électricité sont techniquement plus efficaces que les processus de combustion fossiles. Les énergies renouvelables et de nombreuses technologies de flexibilité présentent également **un potentiel de réduction des coûts** considérable grâce au progrès technique, aux effets d'apprentissage et aux économies de coûts dans la production de masse. Ainsi, au cours de cette évolution, on pourrait tout à fait s'attendre à une baisse des coûts de production d'électricité. Si l'on ajoute à cela l'incertitude quant à l'évolution future des prix des combustibles, on obtient un large éventail de trajectoires de coûts possibles.

Conclusions et recommandations d'action

La conversion de notre production d'électricité aux énergies renouvelables est un élément clé de la stratégie énergétique 2050 et est essentielle pour réussir à décarboniser l'ensemble de notre consommation d'énergie. Les objectifs de développement définis par la nouvelle loi sur l'électricité indiquent une direction claire. Même si les connaissances scientifiques sur lesquelles se base ce rapport diffèrent dans les détails, il en ressort des conclusions et des tendances fondamentales pour une intégration réussie des énergies renouvelables dans le système électrique suisse.

Les résultats des études de modélisation de l'approvisionnement en électricité du futur montrent:

1. Une production d'électricité principalement renouvelable en Suisse est techniquement réalisable et financièrement supportable. **L'énergie hydraulique et les installations solaires** se tailleront la part du lion, mais devront être **complétées par d'autres technologies et options** (notamment l'éolien, la biomasse et le négoce d'électricité). C'est pourquoi, afin de promouvoir les investissements dans les énergies renouvelables, la future

politique énergétique devrait se concentrer sur la mise en place de la structure de flexibilité énergétique nécessaire pour compléter la production d'électricité renouvelable.

2. Le commerce de l'électricité continuera à jouer un rôle important dans l'approvisionnement de la Suisse. **L'accord sur l'électricité envisagé avec l'UE** est donc également une composante importante pour une intégration réussie des énergies renouvelables en Suisse.
3. Le développement de la production locale d'électricité génère des **potentiels de développement régionaux** qui peuvent être influencés par différentes stratégies de développement. Une simple focalisation sur les chiffres nationaux est donc insuffisante et devrait être complétée par une perspective régionale qui tienne compte des effets sur les différentes régions de Suisse et des relations entre ces régions.
4. À long terme, le système électrique devrait être financé par des structures d'économie de marché. **Les mesures d'encouragement devraient donc être limitées dans le temps** et n'être efficaces que pendant la restructuration du système. Si l'on recourt à des instruments de promotion, une orientation plus marquée de la rémunération sur les prix de l'économie de marché, telle qu'elle est actuellement envisagée avec la prime de marché mobile, est plus efficace que les rémunérations fixes et les subventions à l'investissement utilisées jusqu'à présent. Un **suivi continu** et un développement ciblé des mesures d'encouragement sont **importants pour tenir compte de l'évolution dynamique du système électrique**.
5. Enfin, le passage aux énergies renouvelables confèrera également à **la demande un rôle plus central dans le système électrique**. Ainsi, l'électrification de la chaleur et de la mobilité ne va pas seulement augmenter la pertinence du secteur de l'électricité, mais aussi créer de nouvelles options de flexibilité. Pour exploiter ce potentiel, il est nécessaire de mettre en place des solutions tarifaires intelligentes qui incitent les clients finaux à utiliser les options de flexibilité de manière systématique.

Références:

- Association des producteurs d'énergie indépendants (VESE) 2024: Rétributions de reprise pour l'énergie solaire injectée. [LINK](#)
- CREST 2018: Strommarktdesign: In welche Richtung soll es gehen? SCCER CREST White Paper #05/2018, [LINK](#)
- CROSS, 2024. CROSS Scenario Results 2024. [LINK](#).
- Cuony, P., 2023: Vergütung der Flexibilität bei Groupe E. Präsentation Strommarkttreffen SAEE. 11.04.2023 [LINK](#)
- Dukan, M. und Steffen, B., 2024: Cost of capital for renewables and enabling technologies: Measuring the multidimensional heterogeneity in Switzerland. Strommarkttreffen, 16.1.2024. [LINK](#)
- Krysiak, F.; Weigt, H., 2023: Électricité: comment organiser le marché? La Vie économique, 20. Juni. [LINK](#)
- Marti, T., Sulzer, M., Rüdüsüli, M., & et al. (2022). Energieversorgung der Schweiz bis 2050. Zusammenfassung von Ergebnissen und Grundlagen. Energiezukunft 2050. VSE. [LINK](#)
- Nathani, C. Thalman, P., 2024: Publication on employment impacts based on EDGE bottom-up scenarios. [LINK](#)
- Neu U, Markard J, Betz R, Boulouchos K, Pautz A, Stadelmann I (2025) Perspectives de l'énergie nucléaire en Suisse. Rapport de synthèse. Swiss Academies Reports 20 (6) [LINK](#)
- Office fédéral de l'énergie [OFEN], 2021: Energieperspektiven 2050+. Technischer Bericht Gesamtdokumentation der Arbeiten. [LINK](#)
- Office fédéral de l'énergie [OFEN], 2023: Statistique Globale Suisse de l'Energie 2022. [LINK](#)
- Office fédéral de l'énergie [OFEN], 2024a: Bilan suisse de l'électricité - valeurs annuelles [LINK](#)
- Office fédéral de l'énergie [OFEN], 2024b: Rétribution de l'injection. [LINK](#)
- Panos, E., Kannan, R.; Hirschberg, S.; Kober, T., 2023: An assessment of energy system transformation pathways to achieve net-zero carbon dioxide emissions in Switzerland. In: Communications Earth & Environment, 4 (157). [LINK](#)
- Schlecht, I., Maurer, C., & Hirth, L., 2024: Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. Energy Policy, 186, 113981. [LINK](#)
- Schmidt, T., Stadelmann-Steffen, I., Dukan, M., Giger, D., Schmid, N., Schneuwly, V., 2023: Quantifying the degree of fragmentation of policies targeting household solar PV in Switzerland. SWEET EDGE White Paper. [LINK](#)
- Schwarz, M., Renggli, S., Gjorgiev, B., Garrison, J., 2023: Swiss electricity supply after the "Mantelerlass" – quo vadis? A perspective on Nuclear Power. [LINK](#)
- Soubelet, A., Torné, A., Thalman, P., & Trutnevte, E. (2024). Distributional justice, effectiveness, and costs of current and alternative solar PV incentive schemes in Switzerland. Environmental Research Letters, 19(6), 064075. [LINK](#)
- Srinivasan, A., Wu, R., Heer, P., Sansavini, G., 2023: Impact of forecast uncertainty and electricity markets on the flexibility provision and economic performance of highly-decarbonized multi-energy systems. In: Applied Energy, vol. 338. [LINK](#)
- Swissgrid, 2024: Energy statistic Switzerland, [LINK](#)
- Trutnevte, E., Sasse, J. P., Heinisch, V., Dukan, M., Gabrielli, P., Garrison, J., ... & Stadelmann-Steffen, I., 2024: Renewable energy outlook for Switzerland. [LINK](#)
- Van Liedekerke, A., Gjorgiev, B., Savelsberg, J., Eberhart, S., Schmidt, T., Steffen, B., ... & Stadelmann-Steffen, I., 2025: Renewable Energy Outlook II for Switzerland. [LINK](#)
- Weigt, H., Demiray, T., Maurer, Ch., Fuchs, A., Darudi, A., 2022: Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2022. [LINK](#)

SWEET CoSi

SWEET – «**SW**iss Energy research for the **E**nergy **T**ransition» – est un programme d’encouragement de l’Office fédéral de l’énergie (OFEN). Il vise à promouvoir les innovations nécessaires à la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 et à la réalisation des objectifs climatiques de la Suisse.

Le consortium SWEET **CoSi** se concentre sur l'interaction entre la société et le système énergétique. Pour ce faire, il associe différents domaines de recherche sociétaux (sciences économiques, sociales et humaines) à la modélisation énergétique en ingénierie et établit un échange direct avec les parties prenantes concernées. Il s'agit de tester ensemble différents scénarios et de développer des modèles pouvant conduire à des visions d'avenir souhaitables pour la société.

Ce rapport a été rédigé par le consortium CoSi, soutenu par l'Office fédéral de l'énergie dans le cadre du programme SWEET. Les auteurs sont seuls responsables des conclusions et des résultats présentés dans cette publication.

Contact

sweet-cosi.ch

info@sweet-cosi.ch

SWEET CoSi

Peter Merian-Weg 6

4052 Basel

Auteurs

Hannes Weigt (Universität Basel)

Evelina Trutnevyte (Université de Genève)

Christian Schaffner et Rebecca Lordan-Perret (ESC, ETH Zurich)

Philippe Thalmann (EPFL)

Frank Vöhringer et Wolfgang Knoke (Econability)

Date de publication

Juillet, 2025

Rédaction des textes

Martin Läubli, Philippe Thalmann, Hannes Weigt

Mise en page et design

Mareike Pfennig, Hannes Weigt