

Un approvisionnement résilient:
mettre le système global à jour
pour répondre aux nouvelles
réalités

Mise à jour AE 2050 – Rapport explicatif

Association des entreprises électriques suisses AES
9 janvier 2025

2050

Avenir énergétique

Mise à jour AE 2050 – Rapport explicatif

Le présent rapport explicatif permet de détailler davantage les résultats de la mise à jour de l'étude de l'AES «Avenir énergétique 2050». Il s'agit d'un complément au communiqué de presse et à la présentation des résultats (voir www.avenirenergetique2050.ch) et contient des informations supplémentaires sur les hypothèses et les résultats de la modélisation.

Auteur

Martin Rüdisüli, AES (expert senior Énergie, martin.ruedisueli@strom.ch)

Selecture

Nadine Brauchli, responsable du département Énergie, AES (nadine.brauchli@strom.ch)

Claudia Egli, responsable du département Communication, AES (claudia.egli@strom.ch)

Julien Duc, porte-parole, AES (julien.duc@strom.ch)

La responsabilité du contenu et des conclusions incombe exclusivement à l'auteur du présent rapport ainsi qu'à ses relectrices et relecteurs.

Aarau, 9 janvier 2025

Citation:

AES (2025): Avenir énergétique 2050 – Un approvisionnement résilient: mettre le système global à jour pour répondre aux nouvelles réalités (Mise à jour AE 2050 – Rapport explicatif) Association des entreprises électriques suisses AES, Aarau. URL: www.avenirenergetique2050.ch

Contenu

1	Introduction	4
1.1	Situation initiale	4
1.2	Contexte	4
1.3	Évolution des conditions et des contraintes.....	4
1.4	Mise à jour AE 2050	4
2	Modèle du système énergétique	6
3	Scénarios	8
3.1	Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité («intégrée»).....	9
3.2	Loi pour l'électricité sans accord sur l'électricité («isolée»)	9
4	Résultats et explications.....	11
4.1	Consommation	11
4.1.1	Consommation d'énergie totale	11
4.1.2	Consommation d'électricité	12
4.2	Production	14
4.2.1	Sources d'énergie renouvelable.....	14
4.2.2	Disparités saisonnières dans l'offre et la demande: pénuries en hiver, excédents en été ..	17
4.3	Flexibilité.....	21
4.4	Échanges avec l'UE	24
4.5	Extension du réseau.....	25
4.6	Coûts du système	28
5	Digressions	31
5.1	Scénario «NIMBY» (dont construction de nouvelles centrales nucléaires).....	31
5.2	Consommation: une efficacité moindre.....	34
5.3	Agent énergétique alternatif: hydrogène.....	36
5.4	Conditions météorologiques extrêmes: vague de froid et absence de production solaire et éolienne	40
6	Sources/littérature	44
7	Tableaux.....	45

1 Introduction

1.1 Situation initiale

D'ici 2050, la Suisse entend passer à zéro émission nette de CO₂. Actuellement, l'approvisionnement énergétique du pays se compose en grande partie d'énergies fossiles néfastes pour le climat comme les produits pétroliers (essence, diesel, mazout) et de gaz naturel. Leur part doit diminuer considérablement au cours des 25 années à venir grâce à l'électrification, en particulier de la mobilité, du chauffage et de l'industrie. L'électricité est la clé de la neutralité climatique: afin de satisfaire le besoin croissant en électrification dans ces domaines, il faut transformer radicalement l'approvisionnement énergétique en abandonnant les énergies fossiles pour des agents énergétiques électriques et surtout renouvelables. Cette transformation doit permettre de garantir à tout moment la sécurité d'approvisionnement et se dérouler autant que possible à moindre coût, y compris du point de vue de l'économie nationale.

1.2 Contexte

En décembre 2022, l'Association des entreprises suisses AES a publié, en collaboration avec l'Empa, l'étude scientifique «Avenir énergétique 2050 – l'approvisionnement énergétique de la Suisse jusqu'en 2050» (AE 2050) [1]. Dans le cadre d'une analyse quantitative reposant sur un modèle, celle-ci examine les options possibles jusqu'en 2050 pour la transformation du système énergétique suisse et leurs répercussions, notamment en ce qui concerne la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques du système énergétique global du pays.

En août 2024, l'AES a publié une autre étude, réalisée avec l'EPFZ, sur les réseaux de distribution, qui analyse les besoins de transformation et d'extension de ces derniers dans le contexte de l'AE 2050 sur la base de données réelles du réseau.

1.3 Évolution des conditions et des contraintes

Depuis 2022, diverses données de référence économiques globales ont évolué (croissance démographiqueéconomique) et des changements géopolitiques, régulatoires et sociaux se sont produits (pandémie de coronavirus, invasion de l'Ukraine par la Russie, entrée en vigueur de la loi pour l'électricité, négociations d'un accord sur l'électricité, offensive solaire, etc.).

La flambée des prix de l'énergie (surtout de l'électricité et du gaz), les retombées négatives de la poursuite incontrôlée du changement climatique (canicules, inondations, etc.) et le risque d'une détérioration de la sécurité d'approvisionnement en raison de la forte dépendance aux importations d'agents énergétiques et nucléaires en particulier ont montré toute l'importance d'une transformation rapide et rentable de l'approvisionnement énergétique suisse à l'aide d'une augmentation de la quantité d'énergie provenant de sources renouvelables. La situation a notamment conduit à l'adoption à une large majorité du projet de loi pour un approvisionnement en électricité sûr («Mantelerlass») lors d'une votation populaire en juin 2024.

1.4 Mise à jour AE 2050

La présente mise à jour de l'AE 2050 actualise et développe l'étude avec les chiffres, évolutions, conclusions et prévisions les plus récents. Pour ce faire, elle prend en compte la réglementation actuelle (en particulier les dispositions et les objectifs de la loi pour l'électricité) et les questions

actuelles de politique énergétique (négociations concernant un accord sur l'électricité, contre-projet à l'initiative «stop au blackout», etc.) afin de fournir une base scientifique actualisée pour les orientations futures. Outre la mise à jour de la trajectoire de développement de la production et de l'évolution de la consommation, le développement des réseaux de distribution fera également l'objet de la mise à jour de l'AE 2050. Dans cette optique, les coûts du réseau du futur système énergétique seront eux aussi calculés à l'aide d'un modèle de réseau simplifié.

En mettant à jour l'AE 2050, l'AES entend analyser les répercussions des régulations actuelles et des évolutions politiques sur le système énergétique suisse. Une attention toute particulière est accordée aux aspects de la sécurité d'approvisionnement, la neutralité climatique, la rentabilité et la stabilité du réseau.

La mise à jour pose les questions centrales pour la sécurité d'approvisionnement de l'avenir:

- À quoi ressemblera le système énergétique suisse d'ici 2050 en fonction de la mise en œuvre de la loi pour l'électricité et de la conclusion d'un accord sur l'électricité?
- Comment gérons-nous judicieusement les excédents en été et comment assurons-nous l'approvisionnement en hiver?
- Qu'impliquent l'électrification et la décentralisation de la production d'énergie pour les réseaux électriques?

2 Modèle du système énergétique

L'AE 2050 est calculé avec un modèle de système énergétique intégral à l'aide du logiciel oemof (Open Energy Modelling Framework), un outil d'optimisation sous licence open source servant à modéliser des systèmes énergétiques complexes¹. Sa structure s'inscrit dans la continuité du modèle «ehub-X» développé par l'Empa². Le modèle repose sur une programmation linéaire mixte (en anglais *mixed-integer linear programming*, MILP) afin d'aboutir à des solutions minimisant les coûts systémiques pour le système énergétique global dans le respect de toutes les contraintes.

Le modèle repose sur une demande d'électricité et d'autres agents énergétiques (gaz, hydrogène, pétrole, chaleur, etc.) donnée heure par heure et couverte de la manière la plus rentable possible avec les technologies disponibles. L'utilisation des technologies et des agents énergétiques est limitée selon les scénarios en raison des conditions techniques et politiques, notamment la réalisation de l'objectif zéro émission nette en 2050 ou d'autres dispositions régulatoires (issues p. ex. de la loi pour l'électricité). Afin de mieux refléter l'aspect dynamique de l'hydroélectrique, une pseudoannée hydrologique est comptabilisée (sur la base de l'année calendaire considérée).

On recherche des solutions avec des coûts du système minimaux, c'est-à-dire que la grandeur d'optimisation du modèle est le coût global du système avec les investissements (annualisés, CAPEX overnight) et les coûts fixes et variables d'exploitation et d'entretien (OPEX, dont coûts de l'énergie et du CO₂) du système énergétique.

Les calculs sont effectués comme avec un modèle snapshot «perfect foresight» pour des années de référence indiquées. Le modèle employé ne décrit donc que l'aspect potentiel du système énergétique durant l'année de référence et non la marche à suivre pour parvenir à ce résultat. Pour comparer les futures années de référence avec la situation actuelle, on calcule une année «REF» (aux alentours de 2018). La présente étude s'intéresse en premier lieu à l'année de référence 2050, et les années 2030 et 2040 seront intégrées si nécessaire. Il n'y a pas de calculs pour les années intermédiaires, mais seulement une interpolation linéaire.

Dans le modèle, la sécurité d'approvisionnement est constamment garantie grâce à la clôture obligatoire de tous les bilans énergétiques: en d'autres termes, l'intégralité de la demande (consommation) doit être couverte de manière comptable à chaque heure par l'offre (production) correspondante. Si cela n'est pas possible avec les technologies à disposition, la clôture du bilan est forcée via une opération appelée «slack», qui correspond à un délestage fictif (en anglais *load shedding*) avec des coûts variables très élevés (en anglais *value of lost load*, VoLL) de 10 000 CHF/MWh uniformément.

Outre la représentation aussi complète que possible du système énergétique global de la Suisse, avec tous ses agents énergétiques et ses trajectoires de transformation, une modélisation simplifiée des flux d'électricité dans les quatre pays frontaliers de la Suisse (Autriche, Allemagne, France et Italie) est effectuée (dont production, consommation et échanges transfrontaliers d'électricité).

¹ <https://oemof.org/> et <https://oemof-solph.readthedocs.io/en/stable/readme.html> (consultés le 16.12.24)

² <https://www.empa.ch/web/s313> (consulté le 16.12.24)

De même, le réseau électrique de la Suisse est modélisé de manière simplifiée sous forme de «plaque de cuivre» par niveau de réseau, du réseau de transport (NR 1) au réseau basse tension (NR 7 dont prosommateur).

Pour calculer les investissements (annualisés), on applique, partout sauf à l'extension du réseau, un taux d'intérêt calculé uniformisé (coût moyen pondéré du capital, en anglais WACC) de 5 %, qui correspond approximativement au WACC actuel pour les installations de production (renouvelables)³. Pour l'extension du réseau, on choisit un WACC de 4 %, car cela correspond approximativement au WACC actuel pour le capital immobilisé dans le réseau électrique⁴.

³ Elcom (2021): «Directive 1/2021 de l'ElCom WACC de la production 16.03.2021»
<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/Weisungen/1-2021waccproduktion.pdf.download.pdf/1-2021%20WACC%20de%20la%20production.pdf> (consulté le 16.12.24)

⁴ Elcom (2024): «WACC – taux d'intérêt calculé selon l'art. 13, al. 3, let. b, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApE)»
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/approvisionnement-en-electricite/loi-sur-approvisionnement-en-electricite-lapel/wacc.html> (consulté le 16.12.24)

3 Scénarios

Le 1^{er} janvier 2025, le premier paquet de la loi pour l'électricité approuvée par votation populaire suisse («Mantelerlass») en juin 2024 est entré en vigueur. Le deuxième suivra le 1^{er} janvier 2026. La loi pour l'électricité constitue le fondement d'un développement de grande ampleur des énergies renouvelables dans notre pays et vise à garantir un approvisionnement en électricité sûr, climatiquement neutre et rentable d'ici 2050. Dans cette optique, le développement de la production nationale d'électricité et, d'une manière générale, la transformation nationale de l'approvisionnement en énergie ainsi que les échanges avec nos voisins européens jouent un rôle central. Par conséquent, la réalisation des objectifs de la loi pour l'électricité et la conclusion d'un accord sur l'électricité déterminent les scénarios de la mise à jour de l'AE 2050.

La loi pour l'électricité met surtout l'accent sur le développement des énergies renouvelables d'ici 2050: toutes les sources renouvelables (hors hydroélectrique) devront passer d'environ 10 TWh par an aujourd'hui à 35 TWh d'ici 2035 et 45 TWh d'ici 2050 (voir Figure 1). Outre le photovoltaïque (PV) sur les toits, qui représentera la majorité de cette augmentation en raison de son acceptation relativement élevée et de ses faibles coûts, il faudra également prévoir des installations PV sur des infrastructures et des surfaces au sol (dont installations alpines) et développer l'éolien, les gaz d'origine biogène (dont biogaz), la biomasse (dont déchets) et la géothermie.

Voies d'expansion pour les énergies renouvelables

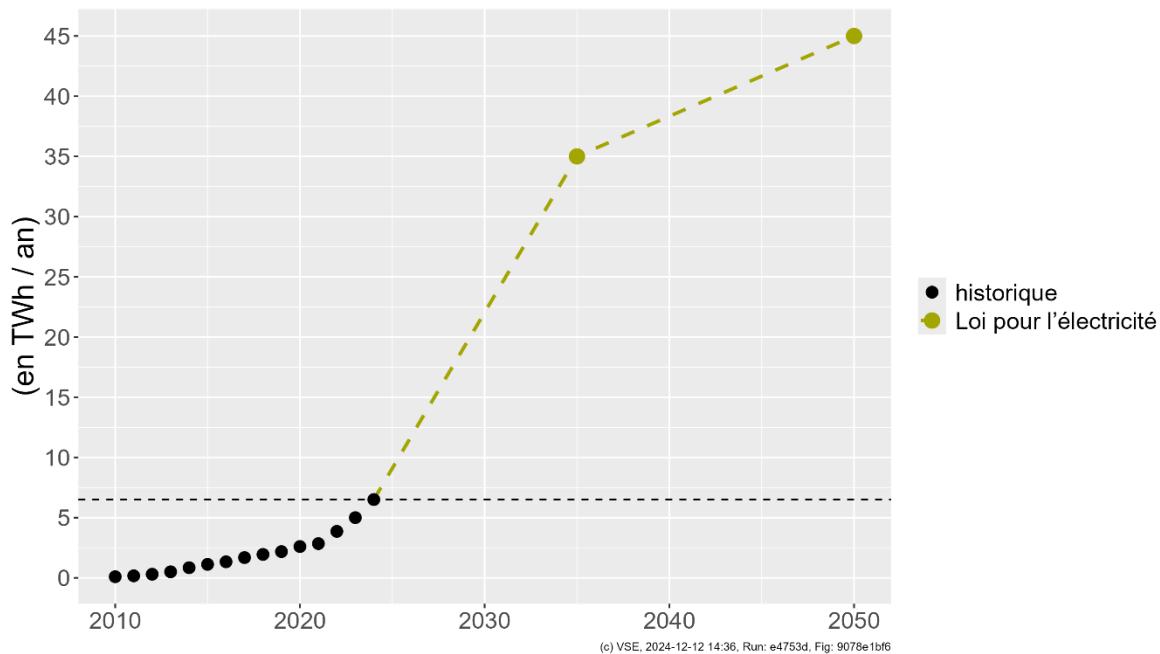


Figure 1: Trajectoires de développement des énergies renouvelables d'après la loi pour l'électricité et ses objectifs de 35 TWh par an d'ici 2035 et de 45 TWh par an d'ici 2050.

Par ailleurs, la loi pour l'électricité impose le développement de l'hydroélectrique conformément à la table ronde consacrée à ce sujet: concrètement, elle retient 16 projets dans le domaine de l'hydroélectricité, qui devront être mis en œuvre d'ici 2040. Au total, ces projets permettent d'ajouter près de 2 TWh à la production d'électricité au cours du semestre d'hiver. La loi pour l'électricité propose également de limiter les importations nettes à 5 TWh durant la même période.

La conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'Union européenne (UE) fait figure d'objectif revendiqué du Conseil fédéral. Les négociations avec cette dernière ayant été clôturées formellement en décembre 2024, les États membres de l'UE et la Suisse doivent à présent approuver les résultats. On ne sait pas encore si la procédure aboutira bien à la conclusion d'un accord.

Par conséquent, la mise en œuvre de la loi pour l'électricité est calculée une fois sur la base du scénario d'un raccordement total de la Suisse au marché de l'énergie européen avec un accord sur l'électricité («intégrée») et une fois sur la base d'un scénario sans accord sur l'électricité («isolée»).

Dans les deux scénarios, les objectifs de développement pour les énergies renouvelables conformément aux dispositions de la loi pour l'électricité s'appliquent et les importations nettes sont limitées à 5 TWh durant le semestre d'hiver.

3.1 Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité («intégrée»)

Dans le scénario «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité», la Suisse fait partie du marché de l'énergie européen aussi bien pour l'électricité que pour l'hydrogène: elle est donc prise en compte dans le négoce international d'électricité dans le cadre de la règle des 70 %, et les importations et exportations sont possibles en fonction de l'offre et de la demande de ces deux sources d'énergie.

Les capacités de transport transfrontalier (NTC) maximales correspondent au réseau de référence du «Ten Year Network Development Plan 2024» (TYNDP) du REGRT-E. Ce réseau de référence englobe les données des NTC dont disposent les gestionnaires de réseau de transport (p. ex. Swissgrid) jusqu'en 2030, en supposant que les NTC restent constantes d'ici 2050. On omet ici les répercussions des services-système (SDL) et les flux d'électricité imprévus (en anglais *loop flows*).

Concernant l'hydrogène, on part du principe que la Suisse sera totalement raccordée à l'«European Hydrogen Backbone» (EHB) à partir des années 2040.

3.2 Loi pour l'électricité sans accord sur l'électricité («isolée»)

Dans le scénario «Loi pour l'électricité sans accord sur l'électricité», la Suisse est majoritairement exclue des marchés de l'énergie européens et ses capacités d'importation et d'exportation sont donc nettement réduites.

Comme le montrent le Tableau 1 et la Figure 2, les capacités de transport transfrontalier (NTC) sont parfois fortement limitées de façon unilatérale pour l'électricité (voir Frontier Economics 2021).

Pour l'hydrogène, aucun raccordement (total) à l'EHB n'est supposé.

Tableau 1: Capacités de transport transfrontalier (NTC) disponibles sans accord sur l'électricité («isolée») selon le scénario «Aucune coopération» (source: Frontier Economics, TU Graz, 2021). Remarque: moyenne pondérée dans le temps

Valeurs en [MW]	AT-CH (Importation)	DE-CH (Importation)	FR-CH (Importation)	IT-CH (Importation)	CH-AT (Exportation)	CH-DE (Exportation)	CH-FR (Exportation)	CH-IT (Exportation)
Périodes creuses hiver	199	1203	847	307	915	976	698	10
Pics hiver	155	1264	647	178	848	926	892	1
Périodes creuses été	303	1481	824	139	892	767	807	9
Pics été	269	1435	677	78	809	776	698	7
Moyenne	237	1345	773	189	876	864	768	8

Capacité maximale disponible (NTC) par frontière

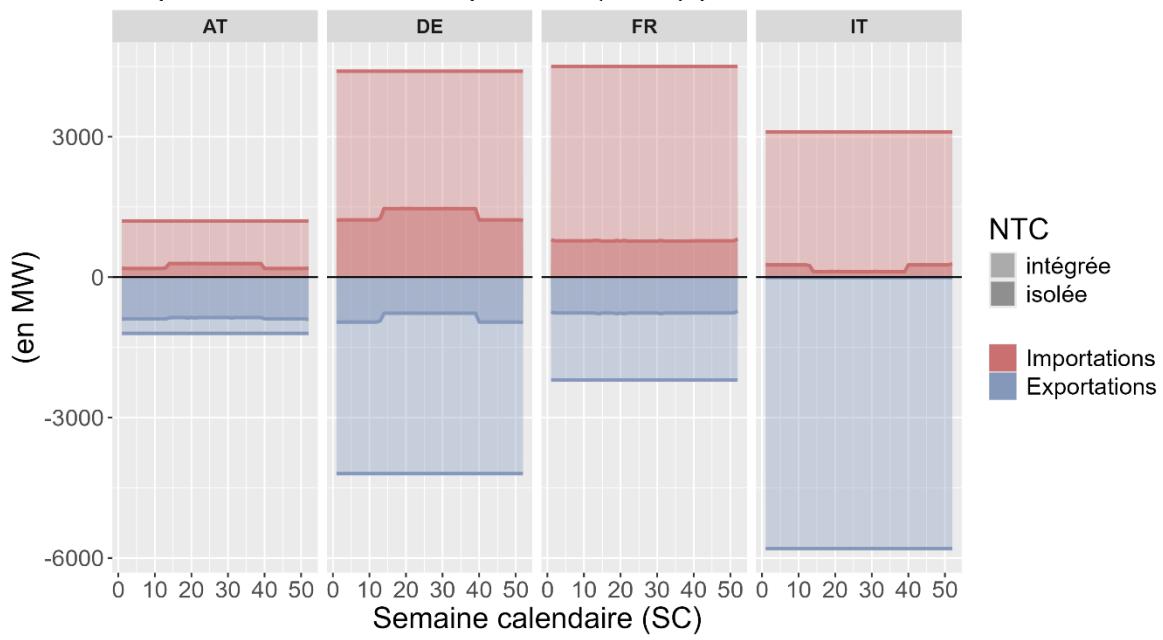


Figure 2: Réduction des capacités de transport transfrontalier (NTC) avec («intégrée») et sans («isolée») accord sur l'électricité.

4 Résultats et explications

4.1 Consommation

4.1.1 Consommation d'énergie totale

Grâce à la décarbonation et aux mesures d'efficacité (p. ex. électrification, rénovation des bâtiments), la consommation brute ou finale d'énergie en Suisse diminuera considérablement d'ici 2050 (voir Figure 3). La consommation brute d'énergie correspond à la consommation primaire, et la consommation finale se compose de l'énergie utilisée par les consommateurs finaux (ménages, industrie, transport, etc.). Par contre, la consommation d'électricité augmente considérablement en raison de l'électrification du système énergétique (voir section suivante).

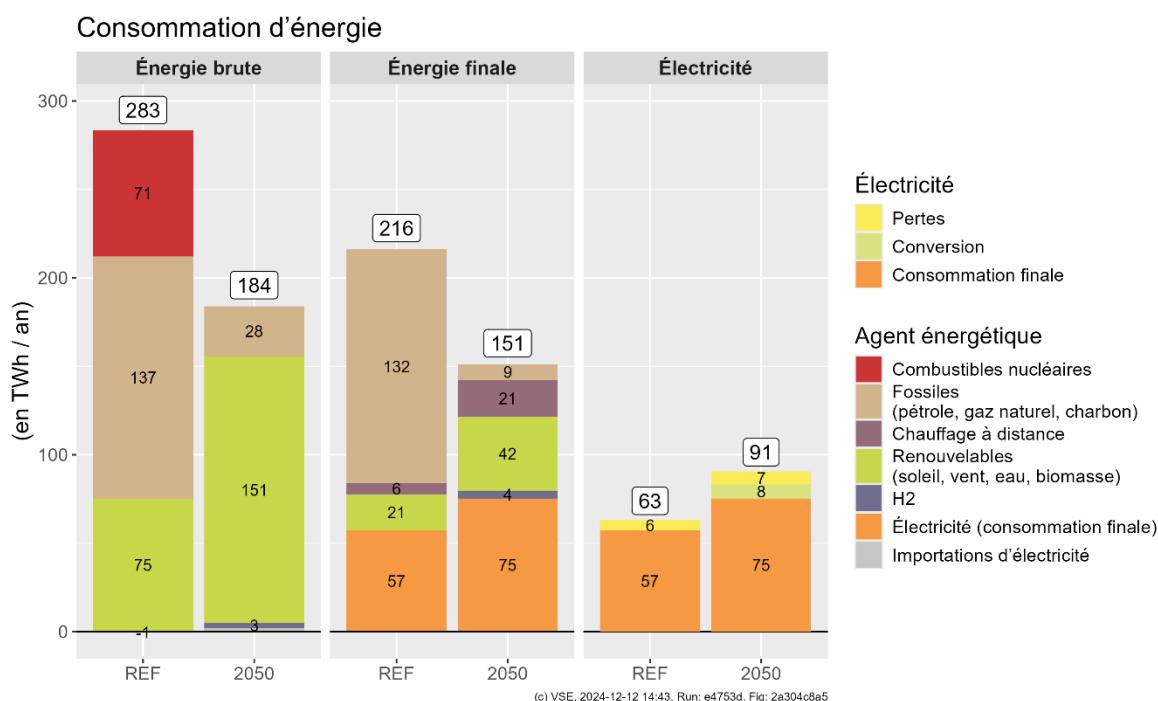


Figure 3: Évolution de la consommation d'énergie totale en Suisse d'aujourd'hui (REF) à 2050, répartie par agent énergétique et par nature (énergie brute/primaire, énergie finale et courant).

En remplaçant les agents énergétiques fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) et nucléaires importés par des sources d'énergie renouvelable nationale, la dépendance vis-à-vis des importations passe d'environ 75 % aujourd'hui à moins de 20 % et le taux d'approvisionnement propre de la Suisse augmente donc nettement.

La consommation d'énergie est en principe déterminée sur la base des dispositions des Perspectives énergétiques 2050 (PE2050+) [2] et du scénario ZÉRO base par secteur (ménages, services, industrie, agriculture et transport) et par utilisation prévue (chauffage, eau chaude, chaleur de processus, éclairage, climatisation, aération et technique du bâtiment, techniques de l'information et de la communication, divertissement, motorisations, processus, mobilité et autres) ainsi qu'avec les données de référence actualisées de la croissance démographique (A-00-2020) de l'OFS (2020) et de la croissance du PIB (PIB-A) du SECO (2022).

4.1.2 Consommation d'électricité

Sur la Figure 3, on voit que la consommation d'électricité (consommation nationale⁵) augmentera d'environ 50 % d'ici 2050, passant de quelque 60 TWh aujourd'hui à près de 90 TWh. Cette augmentation résulte également de la mise en œuvre des mesures d'efficacité supposées conformément au scénario ZÉRO base des PE2050+. Figure 4 montre la répartition en détail de la hausse de la consommation d'électricité, surtout poussée par l'électrification de la mobilité, de la chaleur (et du refroidissement) et de la numérisation (p. ex. centres de calcul). De même, à l'avenir, une quantité d'électricité supplémentaire sera nécessaire pour la conversion de l'énergie (électrolyse, CSC, grandes pompes à chaleur pour le chauffage à distance).

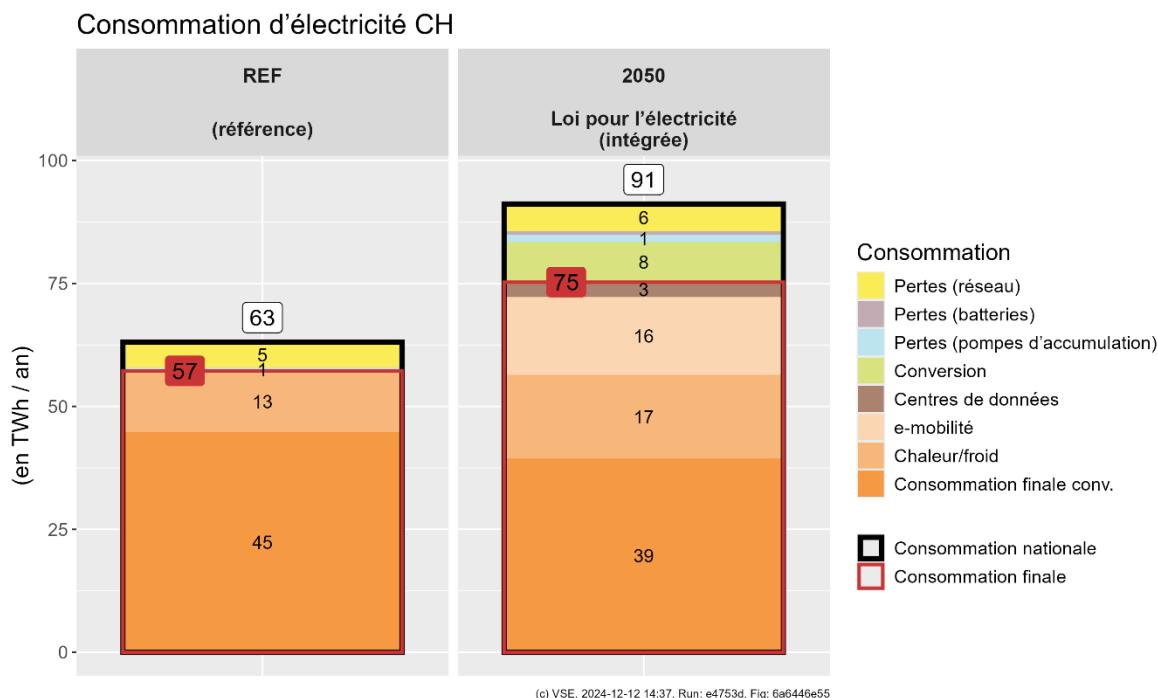


Figure 4: Évolution de la consommation d'électricité totale en Suisse d'aujourd'hui (REF) à 2050, répartie par segment de consommation (p. ex. e-mobilité) et type de consommation (nationale et finale).

Dans la présente étude, la consommation d'électricité par personne diminue moins fortement que ce que prévoit la loi pour l'électricité (-5 % d'ici 2050 par rapport à la valeur de 2000). Cette étude envisage les mêmes gains d'efficacité (en pourcentage) dans les différents secteurs (p. ex. industrie) et pour les différentes utilisations prévues (p. ex. éclairage), mais elle table aussi sur une plus forte croissance du PIB selon le SECO (2022) et sur des estimations de la consommation plus récentes, par exemple par rapport aux centres de calcul.

Alors que la consommation conventionnelle d'électricité (éclairage, motorisations et processus, divertissement, climatisation, aération, technique du bâtiment, transport non routier, chaleur de processus (cuisine, etc.), centres de calcul, transport routier) est inscrite dans le modèle de manière exogène, la consommation d'électricité pour la chaleur (chauffage, eau chaude, chaleur industrielle),

⁵ La consommation domestique se compose de la somme de la consommation d'électricité des secteurs de consommation finale (ménages, services, industrie, agriculture et transport) et de celle du secteur de la conversion (dont électrolyse de l'hydrogène, grandes pompes à chaleur pour le chauffage à distance, CSC) ainsi que des pertes de lignes et d'installations de stockage (consommation nette d'installations de pompage-turbinage et de batteries) → consommation brute = consommation nationale + consommation d'électricité brute des installations de stockage (p. ex. pompage-turbinage).

le refroidissement, la conversion et les pertes de réseau est déterminée par le modèle de manière endogène.

4.1.2.1 Chaleur

Figure 5 montre comment les agents énergétiques fossiles (pétrole, gaz naturel et charbon) seront remplacés à l'avenir par des sources renouvelables (dont chaleur ambiante et chauffage à distance) pour produire de la chaleur (chauffage, eau chaude, chaleur industrielle). L'électrification en lien avec le chauffage et l'eau chaude entraîne alors une hausse minime des besoins en électricité, car des pompes à chaleur efficaces viendront aussi remplacer les chauffages et chaudières à résistance électrique actuels inefficaces (consommation actuelle: env. 3,5 et 2 TWh/an) en plus des systèmes de chauffage à énergie fossile. L'électricité – de même que l'hydrogène – sera également de plus en plus utilisée pour produire de la chaleur industrielle (à haute température, surtout lorsque les prix de l'électricité sont bas).

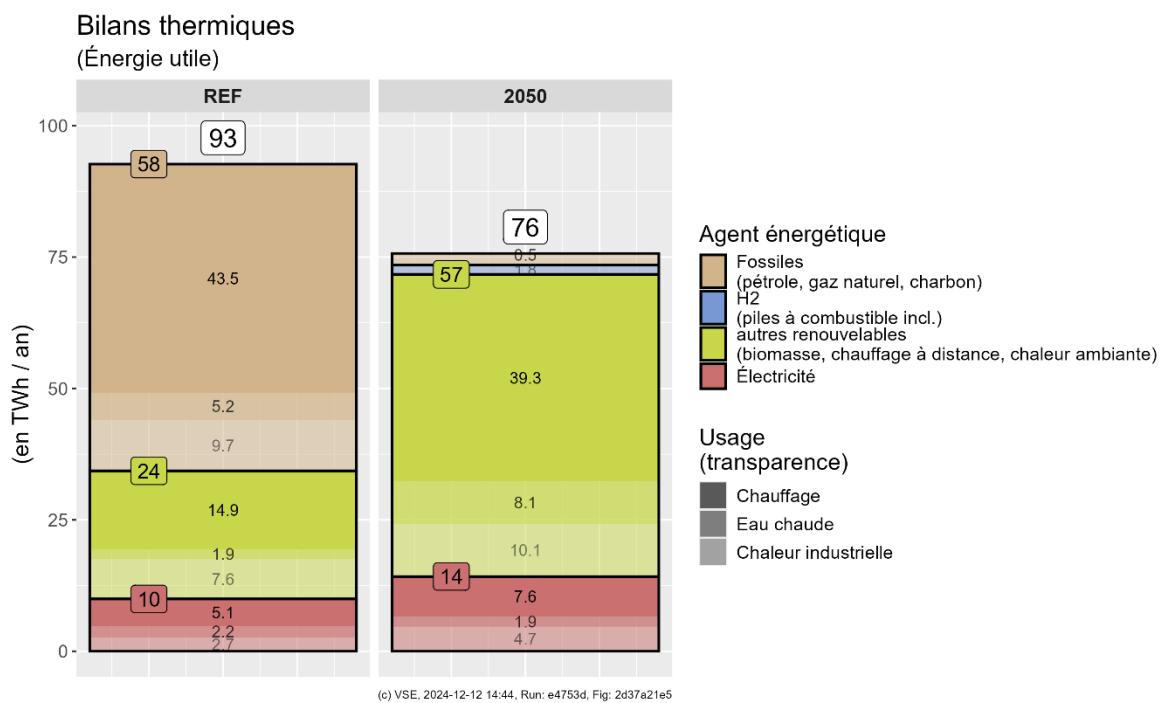


Figure 5: Évolution de la consommation d'énergie dédiée à la chaleur en Suisse d'aujourd'hui (REF) à 2050, répartie par agent énergétique et par utilisation prévue (chauffage, eau chaude et chaleur industrielle).

Les besoins en chauffage⁶ sont calculés sur la base des données sur la température⁷ pondérées en fonction de la population et donc des degrés-jour de chauffage correspondants (en anglais HDD). Pour la base horaire, on utilise des profils correspondants tirés du site Internet open source demand.ninja⁸. Les besoins annuels en chauffage sont encore préalablement corrigés en fonction de l'influence du changement climatique qui progresse. Pour cela, on a recours au scénario RCP 2.6 des scénarios climatiques CH2018 (MétéoSuisse, 2018), qui anticipe une réduction quasi totale des

⁶ On applique les mêmes bases et la même méthode pour calculer le besoin en refroidissement par heure: les pompes à chaleur et le conditionnement électrique de l'air peuvent permettre d'y répondre.

⁷ Données de réanalyse météorologiques basées sur des observations par satellite

⁸ Iain Staffell, Stefan Pfenninger et Nathan Johnson (2023). A global model of hourly space heating and cooling demand at multiple spatial scales. Nature Energy.

émissions de gaz à effet de serre et s'aligne donc sur l'Accord de Paris sur le climat (COP21), qui entend limiter le réchauffement mondial à 2 °C par rapport à l'ère préindustrielle.

4.1.2.2 Mobilité

Les besoins primaires en énergie de la mobilité (dont transport ferroviaire) diminuent considérablement grâce à l'électrification du transport routier, et l'électricité couvrira à l'avenir la majeure partie des besoins en énergie (voir Figure 6). Avec une augmentation de la consommation d'électricité d'environ 3 TWh/an aujourd'hui à près de 20 TWh/an, le secteur de la mobilité sera le plus touché par ce phénomène. L'hydrogène ne joue un certain rôle que dans le transport poids lourds (y compris le secteur non routier, p. ex. transport maritime et machines de construction). Le transport aérien et maritime international n'entre pas dans le cadre de l'étude.

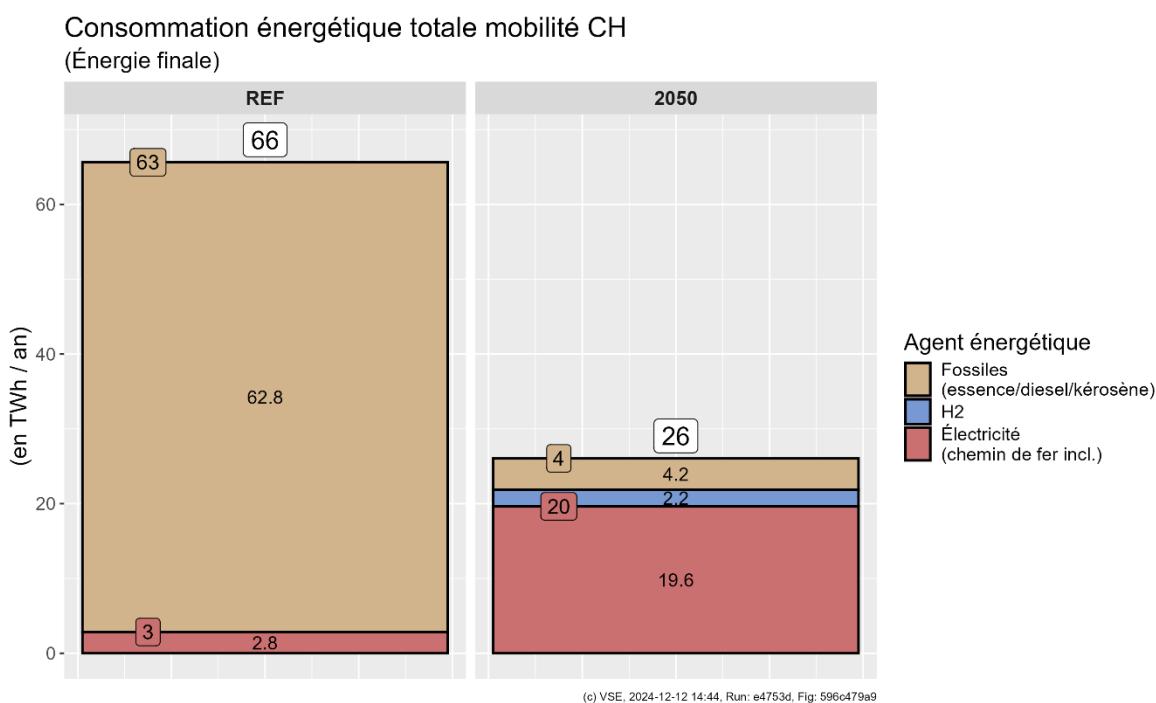


Figure 6: Évolution de la consommation d'énergie dédiée à la mobilité en Suisse d'aujourd'hui (REF) à 2050, répartie par agent énergétique.

Les besoins énergétiques de la mobilité routière sont fortement corrélés au trafic qui en est la base et ont été définis de manière exogène à partir des chiffres publiés dans l'AE 2050. Les véhicules-kilomètres proviennent des «Perspectives d'évolution du transport 2050» (scénario de base) de l'Office fédéral du développement territorial (ARE, 2022).

4.2 Production

4.2.1 Sources d'énergie renouvelable

4.2.1.1 Hydroélectrique

La loi pour l'électricité prévoit un développement de l'hydroélectrique conformément à la table ronde d'ici 2040. Cette dernière regroupe 16 projets (dont Chlus) qui permettent ensemble d'augmenter de 2 TWh la production d'électricité en hiver grâce à des rehaussements de barrages (p. ex. celui du Grimsel) et de nouvelles installations (p. ex. à Trift). Figure 7 montre, au fil d'une année, comment les lacs de retenue des centrales hydroélectriques à accumulation stockeront des volumes d'eau

supplémentaires en été pour que ceux-ci soient mis à disposition à l'automne sous forme d'énergie supplémentaire pour le semestre d'hiver, ce qui contribuera à un approvisionnement en électricité sûr, surtout au printemps.

Outre le report supplémentaire de l'énergie (électricité) d'été en hiver, l'aboutissement des 16 projets de la table ronde apportera une production hydroélectrique supplémentaire de 0,9 TWh et une puissance installée supplémentaire d'environ 0,2 GW.

Contrairement à la loi pour l'électricité, qui se fonde sur l'hypothèse d'une hausse générale de la production hydroélectrique (nette) jusqu'à 39,2 TWh par an contre environ 35 TWh aujourd'hui, la présente étude ne suppose aucun développement supplémentaire de l'hydroélectrique hormis ce que prévoit la table ronde, et ce en raison de potentiels durcissements des dispositions en matière de débit résiduel et/ou d'une acceptation globalement faible de nouveaux projets en matière d'hydroélectrique par la société (surtout dans les Alpes).

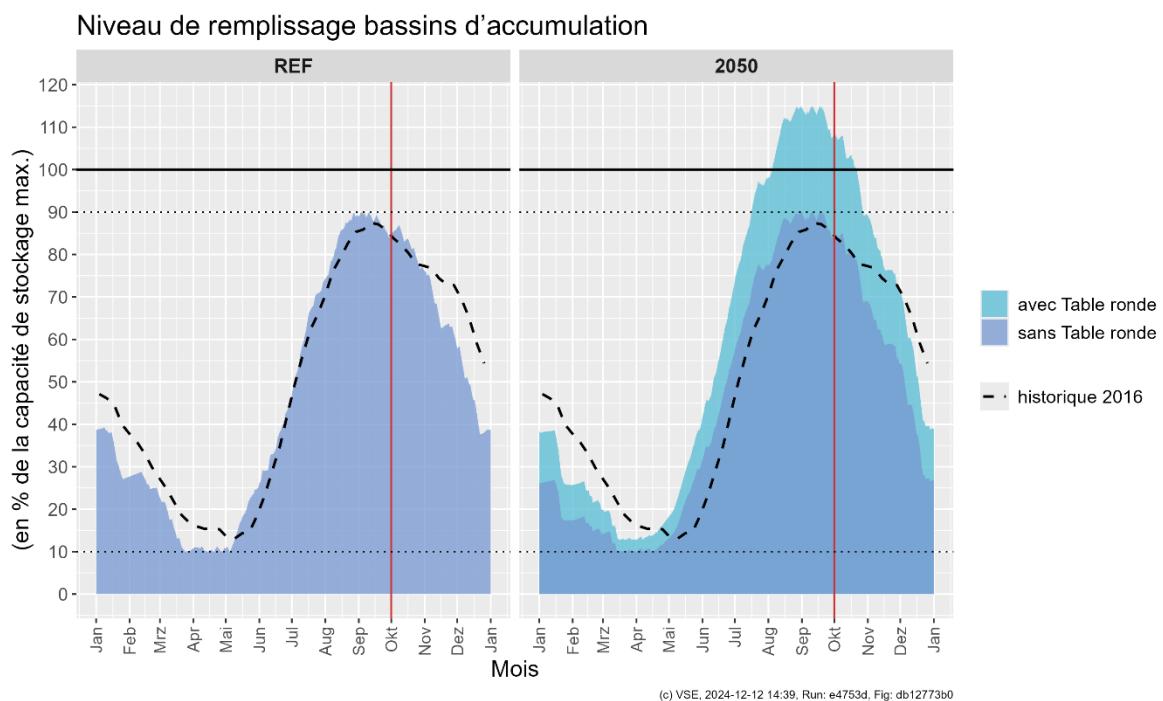


Figure 7: Niveau de remplissage des lacs de retenue aujourd’hui (REF) et en 2050, avec et sans les 16 projets de la table ronde.

4.2.1.2 Photovoltaïque (PV)

Outre l'hydroélectrique, le photovoltaïque (PV) sera, au sens où l'entend la loi pour l'électricité, le deuxième principal pilier du système énergétique suisse sur le plan des énergies renouvelables. La plupart des installations PV seront alors installées sur les toits d'habitations privées et de bâtiments commerciaux. Les avantages des installations PV sur les toits par rapport à d'autres emplacements et d'autres sources renouvelables (p. ex. éolien) sont leur acceptation relativement large au sein de la société, le prix de revient faible (REF: 120 CHF/MWh → 2050: 55 CHF/MWh) et leur grand potentiel de 30-50 TWh/an⁹. Les grandes disparités au niveau du potentiel s'expliquent principalement par le nombre de surfaces exploitables et par la disposition des propriétaires immobiliers à sauter le pas.

⁹ Source: Swissolar (2020): «Detailanalyse des Solarpotenzials auf Dächern und Fassaden» https://www.swissolar.ch/02_markt-politik/detailanalyse-solarpotenzial-schweiz.pdf

Ainsi, la présente étude fixe le potentiel maximal des installations PV sur les toits à 40 TWh/an. Le profil PV horaire utilisé comme base est calqué sur la Pan-European-Climate-Database (PECD) pour l'année 2016 et contient 1200 heures de pleine charge équivalentes, c'est-à-dire que les installations PV sont principalement posées sur des toits «bien» à «très bien» adaptés¹⁰. Les façades ne font pas l'objet de la présente étude malgré leur grand potentiel théorique (env. 17 TWh/an¹¹), mais les installations PV sur des surfaces au sol (dont infrastructures et surfaces au sol alpines) sont bien prises en compte. Pour les surfaces au sol dans les zones résidentielles et les infrastructures, on se base sur un prix de revient de 33 CHF/MWh pour 2050: le PV sur les surfaces au sol sera donc très abordable; cependant, les installations PV entreront souvent en concurrence avec d'autres options d'utilisation des terrains, ce qui limiterait leur potentiel maximal à 2,5 TWh/an. À l'inverse, les sites alpins présenteront un prix de revient nettement plus élevé de 170 CHF/an en 2050, et leur potentiel maximal hypothétique d'ici 2050 se montera à 2,2 TWh/an.

4.2.1.3 Éolien

L'énergie éolienne fait aussi partie des possibilités dans le cadre des objectifs de la loi pour l'électricité afin d'atteindre un total de 45 TWh/an produit par des énergies renouvelables d'ici 2050 et présenterait, elle aussi, un grand potentiel grâce à ses 29,5 TWh/an¹² dont 19 durant le semestre d'hiver et à son prix de revient, lui aussi faible, de 55 CHF/MWh en 2050. Cependant, en premier lieu au vu de sa faible acceptation au sein de la société, on considère actuellement que l'éolien n'apportera pas une contribution significative à l'approvisionnement énergétique de la Suisse. C'est pour cette raison que la présente étude limite son potentiel maximal en 2050 à 3,8 TWh/an dans le cadre du scénario «Loi pour l'électricité». Seule la variante «plus d'éolien» (voir p. 20) permet d'exploiter pleinement le potentiel théorique maximal de 30 TWh/an. Comme pour le PV, le profil horaire utilisé est aussi celui de la Pan-European-Climate-Database (PECD) pour 2016, qui contient respectivement 1827 et 2000 heures de pleine charge équivalentes pour l'année REF et pour 2050. Pour atteindre les 3,8 TWh/an, il faudra donc une puissance d'environ 2 GW, ce qui correspond à un total d'environ 400 éoliennes pour une puissance moyenne de 5 MW.

4.2.1.4 Autres énergies renouvelables (déchets, géothermie, gaz d'origine biogène)

Parmi les autres sources renouvelables d'électricité, on peut citer en particulier les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM), qui produiront également à l'avenir quelque 1,2 TWh/an. On part du principe que la part de déchets renouvelables dans la teneur énergétique totale des déchets en Suisse baissera, d'environ 50 % aujourd'hui à 40 %, mais la quantité totale d'énergie des déchets ménagers se maintiendra autour de 12,5 TWh/an jusqu'en 2050. On suppose qu'il n'y aura pas d'importations supplémentaires de déchets étrangers.

À l'avenir, les gaz d'origine biogène (p. ex. biogaz) seront utilisés dans les centrales à énergie totale équipée (CETE) et les piles à combustible dans l'idée d'un couplage chaleur-force (CCF) pour produire simultanément chaleur et électricité. Toutefois, leur part dans la production d'électricité totale du pays restera limitée (1,1 TWh/an). L'hypothèse n'intègre pas des importations supplémentaires de gaz d'origine biogène (p. ex. biométhane), car chaque pays d'origine les utilise principalement en vue de sa propre production (climatiquement neutre) d'électricité et de chaleur. Seul le méthane de

¹⁰ En raison des incertitudes par rapport à la disponibilité des surfaces sur les toits, les PE2050+ supposent une répartition normale reposant sur une surface de toits avec une intensité de rayonnement moyenne.

¹¹ Communiqué de presse de l'OFEN (15.04.2019): «[L'OFEN] estime à quelque 17 TWh par an le potentiel d'électricité solaire des façades moyennement à très bien adaptées.» (source: <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnenfassade/?lang=fr>)

¹² Communiqués de presse de l'OFEN (30.08.2022): «Le potentiel de l'énergie éolienne en Suisse est bien plus important que prévu: la Suisse pourrait produire 29,5 TWh d'électricité par an grâce à l'énergie éolienne, dont 19 TWh pendant le semestre d'hiver uniquement.» <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiques-de-presse/mm-test.msg-id-90116.html>

synthèse (GNS) peut être importé en plus, mais à raison de 164 CHF/MWh_{PCI}, il est relativement cher et n'est donc pas utilisé.

La géothermie ne joue quant à elle qu'un rôle marginal en raison de son manque de maturité technologique (en anglais TRL) et des grandes incertitudes vis-à-vis du raccordement, avec au maximum 0,2 TWh/an en 2050.

4.2.2 Disparités saisonnières dans l'offre et la demande: pénuries en hiver, excédents en été

En raison des besoins en électricité accrus et de la fermeture progressive prévue des centrales nucléaires, les années 2040 connaîtront des pénuries au cours du semestre d'hiver, que le développement des énergies renouvelables tout au long de l'année, comme le prescrit la loi pour l'électricité, ne permettra pas de combler totalement. Les importations d'électricité en hiver étant plafonnées à 5 TWh conformément à la loi pour l'électricité, il faut une production d'électricité nationale complémentaire pour résoudre ces pénuries. Des situations météorologiques extrêmes peuvent encore accentuer cette situation (voir section 5.4, p. 40).

Au cours du semestre d'été, à l'inverse, le développement du PV prévu et en bonne voie donne lieu à des excédents de production d'électricité colossaux, surtout le midi, qu'il convient de mettre à profit dans l'intérêt du système global. Si ces excédents estivaux ne peuvent pas être utilisés, l'injection des installations PV doit être limitée afin d'éviter une extension du réseau onéreuse (voir section 4.5, p. 25).

Le problème posé par les excédents d'électricité durant le semestre d'été et les pénuries durant le semestre d'hiver est illustré par le schéma de la Figure 8 ci-dessous.

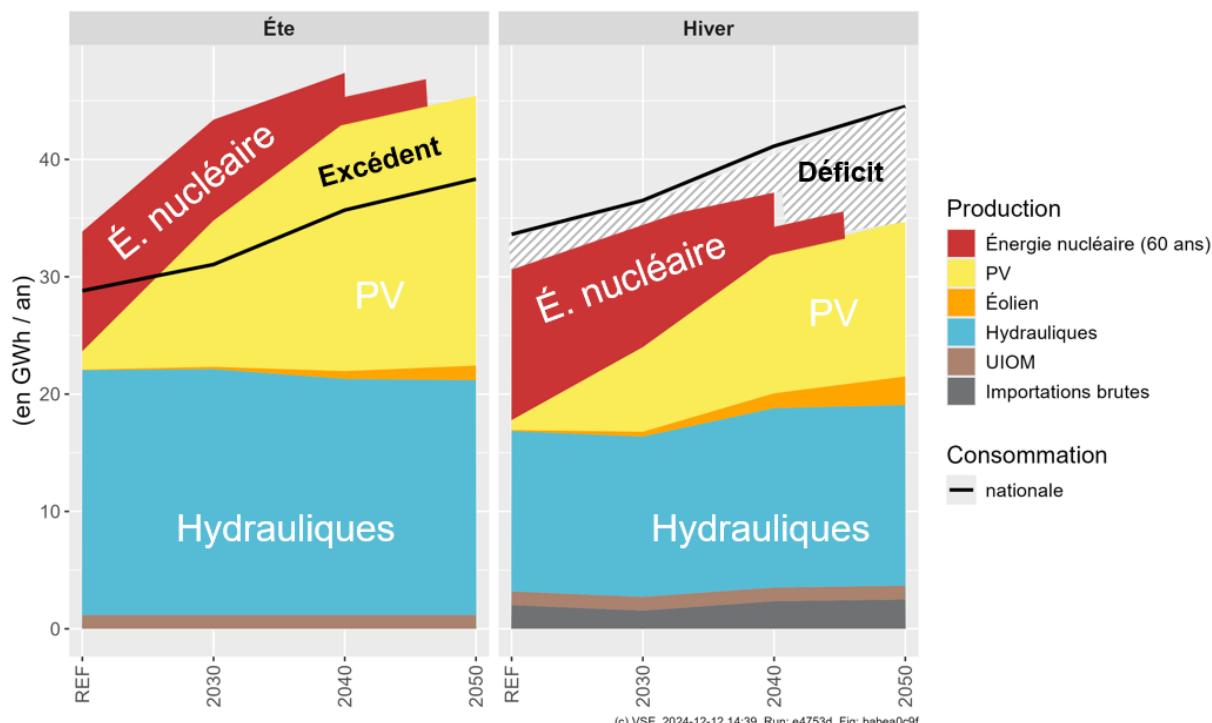


Figure 8: Représentation schématique de l'offre et de la demande d'électricité en été (avec excédent de l'offre) et en hiver (avec pénurie de l'offre).

4.2.2.1 Pénurie d'électricité en hiver

Comme le montre le schéma de la Figure 8, il faut une production d'électricité complémentaire en hiver, même si les objectifs de développement des énergies renouvelables de la loi pour l'électricité sont appliqués. Le type de production choisi dépend en premier lieu de la volonté de la société et du milieu politique. Quatre variantes en sont présentées ci-après et résumées par la Figure 9

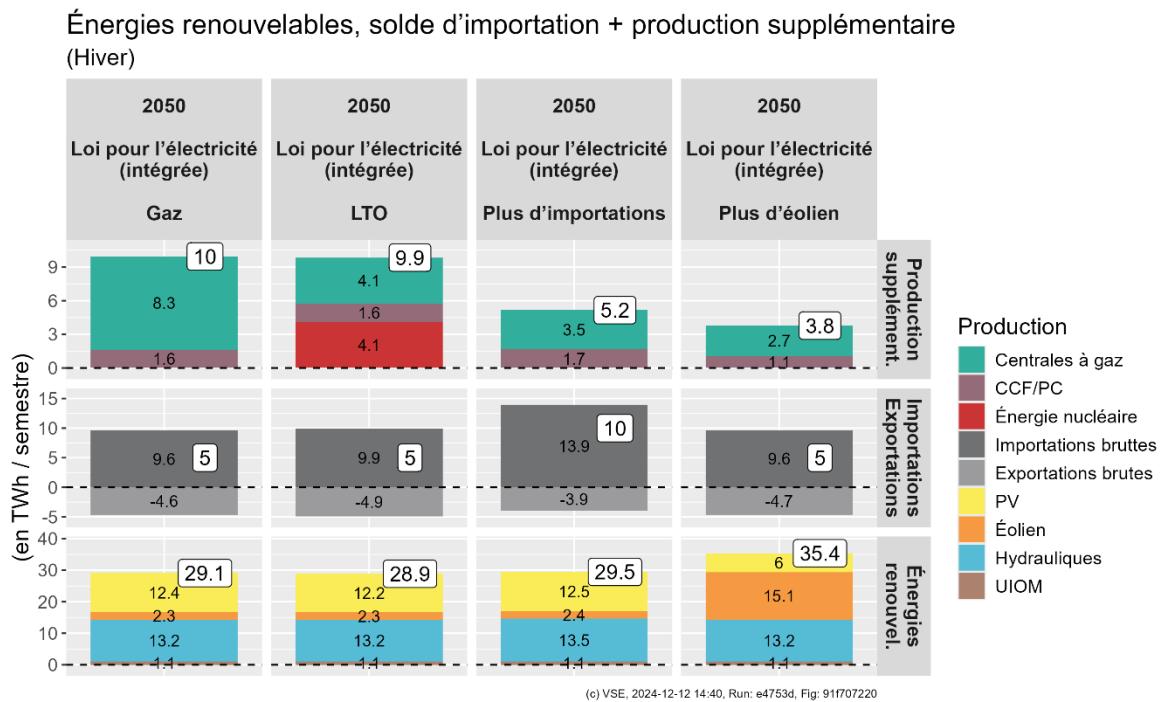


Figure 9: Récapitulatif de la production (supplémentaire) d'énergie renouvelable complémentaire ainsi que du solde d'importation visant à couvrir la consommation d'électricité nationale dans le scénario «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité» et pour les quatre variantes étudiées «gaz», «LTO», «plus d'importations» et «plus d'éolien».

4.2.2.1.1 Variante «Centrales à gaz»

Dans cette variante, on part du principe que l'ensemble des centrales nucléaires suisses seront mises à l'arrêt au bout d'une soixantaine d'années de fonctionnement (Beznau I en 2033; Beznau II en 2032; Gösgen probablement en 2039; Leibstadt probablement en 2044) et que la production complémentaire passera en premier lieu par des centrales à gaz, idéalement alimentées par des gaz «climatiquement neutres»:

1. Gaz naturel avec certificats CO₂ ou gaz renouvelables
2. Gaz naturel fossile avec captage du CO₂ (CSC) en Suisse ou à l'étranger
3. Hydrogène (produit en Suisse ou importé)

En raison des coûts relativement faibles, c'est principalement le gaz naturel avec CSC en Suisse qui est utilisé dans la Figure 9, tandis que l'hydrogène et les gaz d'origine biogène sont écartés, car

onéreux. Le prix de revient de l'électricité produite par des centrales à cycle combiné gaz avec CSC se monte à environ 80 CHF/MWh¹³ (hors coûts du transport du CO₂ et du stockage à l'étranger¹⁴).

4.2.2.1.2 Variante «Énergie nucléaire LTO»

Dans cette variante, la durée d'exploitation de la centrale nucléaire de Gösgen est prolongée jusqu'à 80 ans et des centrales à gaz peuvent également fonctionner.

Le contre-projet du Conseil fédéral à l'initiative «De l'électricité en tout temps (stop au blackout)» prévoit certes lui aussi la possibilité de construire de nouvelles centrales nucléaires, mais cette mesure n'est pas expressément prise en compte dans la présente étude dans le contexte de la mise en œuvre de la loi pour l'électricité, car l'hypothèse est celle de l'absence de construction de nouvelles centrales de ce type en Suisse d'ici 2050. Dans la digression «NAPI» (voir section 5.1, p. 31), en revanche, cette variante est examinée.

La Figure 9 met en évidence le fait qu'en prolongeant la durée d'exploitation de l'énergie nucléaire, la production complémentaire ne nécessite plus que la moitié du gaz environ.

Les hypothèses suivantes sont formulées en vue de l'exploitation à long terme de la centrale de Gösgen: tout d'abord, la prolongation de l'exploitation de 20 ans jusqu'en 2059. Pour la poursuite de l'exploitation, on estime les investissements supplémentaires pour la modernisation des réacteurs nucléaires et la mise à niveau de leur sécurité sur le plan technique à 2000 CHF/kW¹⁵ et les coûts fixes d'exploitation et d'entretien à 200 CHF/kW/an. En ajoutant les coûts variables d'exploitation et d'entretien ainsi que les coûts des combustibles, on obtient, pour 7800 heures de pleine charge équivalentes, des coûts de production de l'électricité de 65 CHF/MWh (en comparaison aux quelque 50 CHF/MWh avec l'exploitation «normale» actuelle).

4.2.2.1.3 Variante «plus d'importations»

La loi pour l'électricité fixe une limite indicative de 5 TWh nets pour les importations d'électricité en hiver. Dans la variante «plus d'importations», cette limitation est relevée à un maximum de 10 TWh, ce qui correspond approximativement à la valeur indicative de l'EICOM¹⁶ et au solde des importations en hiver des PE2050+. Idéalement, la condition d'un tel relèvement serait la conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE.

Il apparaît qu'un relèvement de la limite d'importation jusqu'à un maximum de 10 TWh permet de réduire les pénuries d'approvisionnement. Les centrales à gaz sont utilisées pour la production complémentaire d'électricité restant nécessaire (voir Figure 9).

¹³ Centrales à cycle combiné gaz avec séparation, efficace à 90 %, du CO₂ issu des effluents gazeux (oxycombustion) fonctionnant pendant 4000 heures de pleine charge équivalentes avec du gaz naturel fossile importé (24 CHF/MWh_th) et un CAPEX (overnight) de 1184 CHF/kW_el (= 1/3 plus cher que sans CSC; 23 ans d'amortissement avec WACC de 5 %), auxquels s'ajoutent des coûts d'exploitation et d'entretien fixes de 28 CHF/kW_el/an et variables de 3,2 CHF/MWh.

¹⁴ On suppose qu'aucun stockage du CO₂ n'est possible en Suisse, mais que l'intégralité du CO₂ capté à des points sources (cimenteries, UIOM, centrales à gaz, industrie, etc.) ne peut être stockée qu'à l'étranger, p. ex. dans d'anciennes cavités salines. Les coûts de transport et de stockage oscillent entre 15 et 48 CHF par tonne de CO₂ selon la quantité.

¹⁵ D'après l'étude de l'EPFZ «Swiss electricity supply after the "Mantelerlass" – quo vadis?» (2023), les coûts moyens pour prolonger de 10 ans l'exploitation d'une centrale nucléaire suisse (1 GW) s'élèvent à 1 milliard de CHF.

¹⁶ EICOM, «Capacité de production hivernale – estimations de l'EICOM d'ici 2035» (2023): dans son document de référence de 2020, l'EICOM a estimé une valeur indicative de 10 TWh d'importations nettes durant le semestre d'hiver au vu des risques d'importation potentiels.

4.2.2.1.4 Variante «plus d'éolien»

La dernière variante porte sur le développement de l'énergie éolienne de façon optimale en complément aux autres sources renouvelables (surtout le PV). Dans ce contexte, le potentiel maximal de l'énergie éolienne en Suisse est relevé au seuil de 30 TWh indiqué par l'Office fédéral de l'énergie.

Dans cette variante, l'éolien est développé de façon optimale pour atteindre un volume total de 24,7 TWh, soit 15,1 TWh durant le semestre d'hiver, en assurant la consommation nationale et en réduisant ce faisant le développement du PV à 17 TWh. En conséquence, grâce à une association optimale de PV et d'éolien, il est possible de compenser au mieux les disparités saisonnières de l'offre et de la demande d'électricité (voir Figure 10). Au cours du semestre d'été, on enregistre donc moins d'excédents à stocker, à exporter ou à ajuster, et durant celui d'hiver, le besoin de production complémentaire diminue le plus par rapport aux autres variantes, car environ 2/3 de la production éolienne est réalisée en hiver.

Dans cette variante également, les centrales à gaz sont nécessaires pour la production complémentaire, mais nettement moins que dans les autres, car elles ne représentent ici que 2,7 TWh.

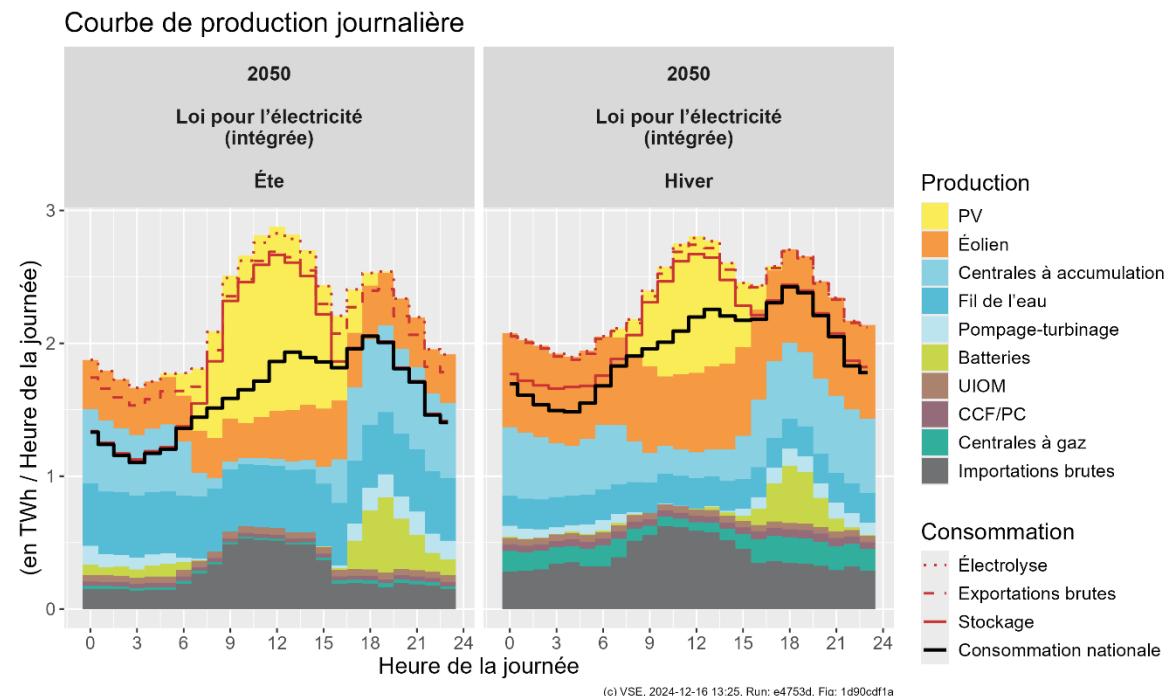


Figure 10: Variation journalière agrégée (consommation/production brutes) pour les semestres d'hiver et d'été dans le scénario «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité» pour la variante «plus d'éolien».

4.2.2.2 Excédents en été

Comme on le constate sur la Figure 11, des excédents conséquents sont enregistrés en été sous l'effet du développement à grande échelle du PV conformément à la loi pour l'électricité: il convient de les utiliser à bon escient. À la lumière de la répartition par heure de la production et de la consommation, la Figure 11 montre l'importance que gagnent les installations de stockage (locales), les exportations et la flexibilité de manière générale en été. Par exemple, l'électricité est stockée le midi au moyen de batteries et utilisée pour couvrir la consommation du soir. Dans la mesure du possible, les excédents sont exportés ou utilisés pour la production nationale d'hydrogène. L'utilisation

optimale des installations de stockage et d'options de flexibilités supplémentaires est conditionnée par l'existence d'incitations (p. ex. signaux de prix en ce sens).

Malgré l'utilisation accrue d'installations de stockage et de méthodes de consommation flexible supplémentaires (p. ex., électrolyses), une partie des excédents d'électricité autour de midi doit toujours être ajustée afin de délester les réseaux de distribution, et ce idéalement au niveau du client final (prosommateur) directement. Sur ce point, la loi pour l'électricité prévoit une limitation de l'injection (en anglais *peak shaving*) du PV sans rémunération, fixée à 3 % maximum de la production annuelle PV. Dans le cas présenté ici, cela correspond à environ 1 TWh/an. Cependant, il faut également de la flexibilité (env. 1 à 1,5 TWh) afin d'intégrer la production excédentaire d'été en faveur du système.

D'autres informations sur la limitation de l'injection des excédents PV au niveau du prosommateur figurent à la section 4.5 (p. 25).

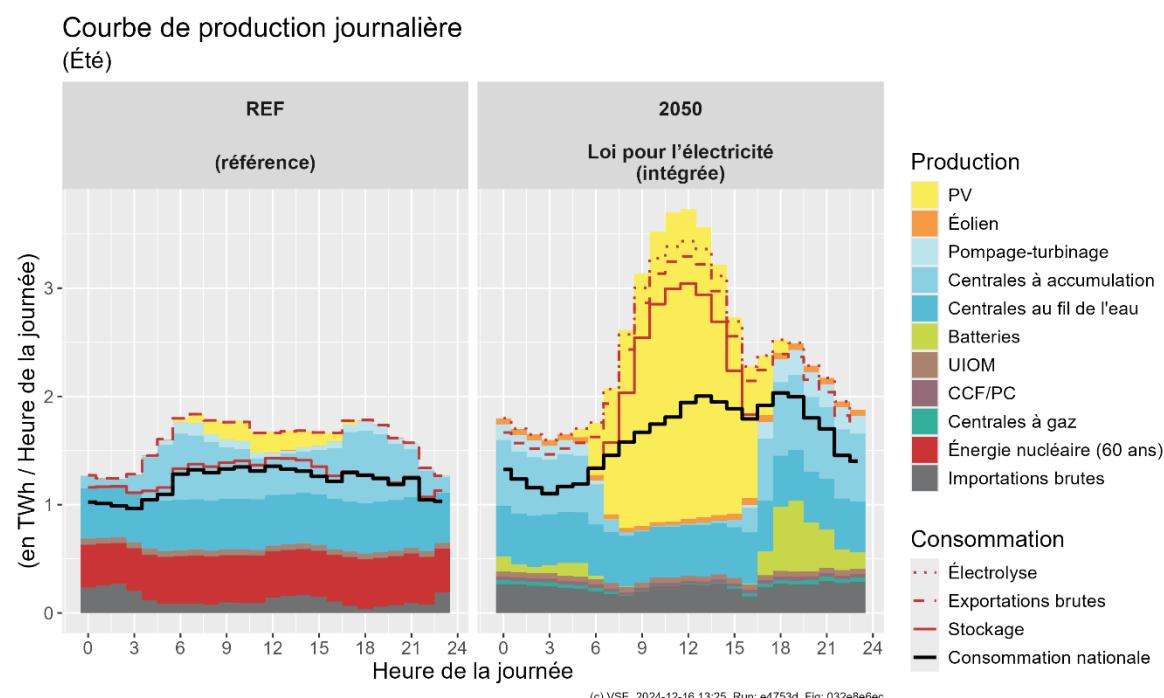


Figure 11: Variation journalière agrégée (consommation/production brutes) pour le semestre d'été REF et 2050 dans le scénario «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité» pour la variante «gaz».

4.3 Flexibilité

Comme le souligne la section précédente, le système énergétique de demain devra reposer sur nettement plus de flexibilité pour pouvoir équilibrer les disparités à court (jour/nuit), moyen (jours ouvrables/week-end) et long terme (saisonnier, été/hiver) entre l'offre et la demande. De même, à l'avenir, la flexibilité sera de mise sur tous les marchés: au niveau du réseau de transport (marché de l'énergie de réglage), du réseau de distribution, ainsi que, pour l'énergie, sur le marché de l'électricité et sur d'éventuels marchés de la flexibilité (transfert de la consommation et de la production).

Les besoins en flexibilité des différentes périodes (journée, semaine, année) peuvent être quantifiés sur la base de la charge résiduelle horaire: il s'agit de la consommation non flexible (charge) déduction faite de l'injection fluctuante des producteurs dépendant de la réserve (PV, éolien et

centrales hydroélectriques au fil de l'eau) et les centrales électriques non pilotables (en anglais *must-run*; énergie nucléaire et UIOM). Le besoin de flexibilité énergétique correspond à la somme de l'écart positif et négatif de la charge résiduelle par rapport à la charge résiduelle moyenne (= valeur moyenne) sur la période considérée (jour, semaine, année). À l'inverse, le besoin de flexibilité en lien avec la puissance correspond à l'écart horaire maximal de la valeur moyenne en question, aussi bien positif que négatif.

Le besoin de flexibilité énergétique moyen calculé (quantité d'énergie par jour) est illustré sur la Figure 12 par mois et pour les périodes «Journée» (jour/nuit), «Semaine» (jours ouvrables/week-end) et «Année» (été/hiver). La compensation jour/nuit et été/hiver en particulier gagnera en importance dans le futur système énergétique.

- **Jour/nuit:** c'est en premier lieu pendant les mois d'été –présentant beaucoup d'excédents PV – qu'une flexibilité (à court terme) allant jusqu'à 126 GWh par jour (y. c. limitation de l'injection) est nécessaire. Cela correspond à un stockage «idéal» (c.-à-d. sans pertes et illimité) d'une capacité d'environ 63 GWh (=126/2). Chaque année, il faudra donc au total 7 fois plus de flexibilité à court terme (= 36 TWh) pour la compensation jour/nuit.
- **Jours ouvrables/week-end:** la flexibilité requise en semaine est moins importante que pour la compensation jour/nuit ou été/hiver, avec 9 TWh par an, soit 150-300 GWh par semaine, et peut être aussi très bien couverte à l'avenir par les installations de pompage-turbinage existantes.
- **Été/hiver:** la charge résiduelle annuelle totale dans le scénario «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité» (variante «gaz») est de 27 TWh (18 TWh aujourd'hui), dont 23 TWh pourraient être couverts par la flexibilité saisonnière (p. ex. avec un stockage saisonnier «idéal» d'env. 11,5 TWh). Les 4 TWh restants devront de toute façon être produits en plus en hiver (p. ex. avec les variantes «centrales à gaz», «LTO», «plus d'éolien» et/ou «plus d'importations»).

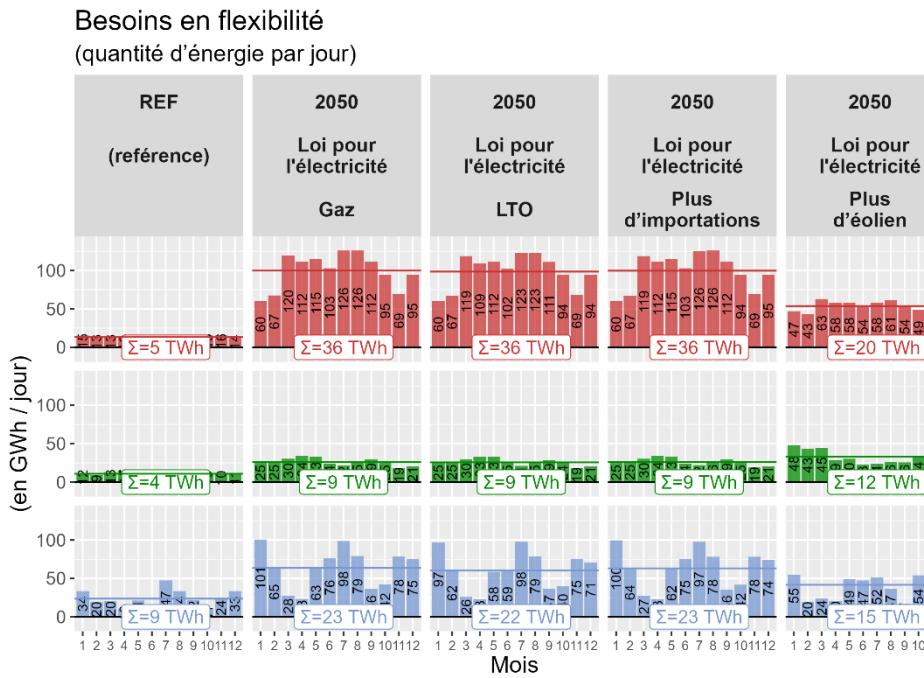


Figure 12: Besoin en flexibilité moyen obtenu à partir de la charge résiduelle (quantité d'énergie par jour) pour chaque mois et pour les périodes «Journée» (jour/nuit), «Semaine» (jours ouvrables/week-end) et «Année» (été/hiver) pour la période actuelle (REF) et dans le scénario «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité» avec les variantes «gaz», «LTO», «plus d'importations» et «plus d'éolien»).

Dans le contexte de l'utilisation «réelle» de la flexibilité, il est essentiel de coordonner les différents types de flexibilité (p. ex. stockage) de façon optimale:

- **Stockage à court terme (p. ex. batteries):** comme le montre la Figure 12, à l'avenir, la capacité de stockage (locale) à court terme devra nettement augmenter grâce à des batteries et à la maîtrise de la demande en énergie (MDE). D'après le Tableau 2, en plus des quelque 200 GWh/4 GW des installations de pompage-turbinage (NR 1), on disposera donc de 21 GWh/7,5 GW sous forme de batteries (NR 5 et 7). En outre, ces dernières seraient aussi disponibles (du moins en partie) pour l'e-mobilité comme une charge bidirectionnelle (*Vehicle-to-Grid* et *Vehicle-to-Home*). Toutefois, compte tenu des quelques incertitudes qui subsistent sur plusieurs plans à cet égard, la présente étude exclut la charge bidirectionnelle.
- **Stockage saisonnier (centrales à accumulation):** le potentiel d'une capacité de stockage saisonnier supplémentaire hors hydroélectrique (à accumulation) traditionnel étant limité et onéreux, il est d'autant plus important d'exploiter le potentiel supplémentaire de l'hydroélectrique. Avec la loi pour l'électricité, environ 2000 GWh seront activés en plus des 8600 existants dans les installations de stockage hydroélectriques grâce aux 16 projets de la table ronde, pour une flexibilité saisonnière future totale de 10 600 GWh.
- **Installations PV:** celles-ci peuvent rapidement être déconnectées et connectées, offrant ainsi une flexibilité à court terme précieuse.
- **Hydrogène:** l'H₂ peut être produit lorsque les prix sont bas pendant une longue période (surtout avec la production des centrales hydroélectriques au fil de l'eau durant le semestre d'été). De plus amples informations sur ce sujet figurent dans la digression «Hydrogène» (voir section 5.3, p. 36).

Tableau 2: Options de stockage à court terme d'ici 2050 (* seulement en pompage-turbinage, dont limitation des eaux d'amont/daval); (** potentiel V2G/H non pris en compte).

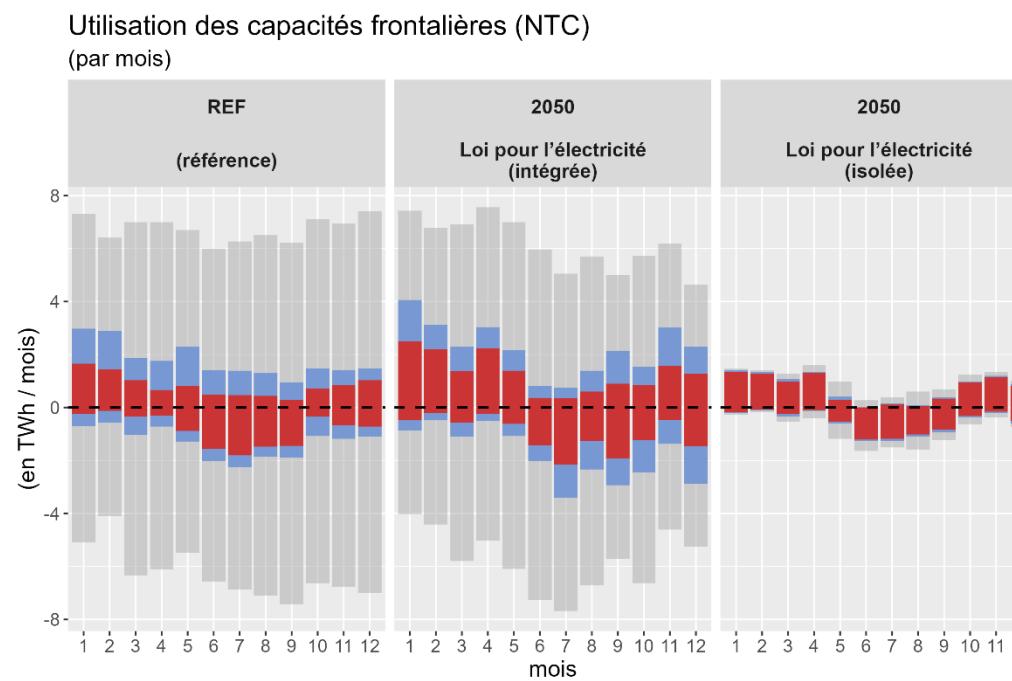
Actuellement	Installations de pompage-turbinage (NR 1)	200 GWh* à 4 GW
En plus	Grand système de stockage par batteries (NR 5, 2,5 h) et batteries domestiques (prosommateur, 4 h)	21 GWh à 7,5 GW
Potentiel V2G/H**	Vehicle-to-Grid/-Home (4,5 millions de voitures électriques)	> 100 GWh

4.4 Échanges avec l'UE

La Figure 13 présente les NTC agrégées disponibles et utilisées de la Suisse pour la période actuelle (REF) et pour 2050 dans les scénarios «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité» («intégrée») et «Loi pour l'électricité sans accord sur l'électricité» («isolée»). En outre, dans le cadre des NTC utilisées, on distingue le transit et les importations/exportations nettes vers ou depuis la Suisse. Les NTC disponibles selon les frontières sont reportées dans le Tableau 1 et la Figure 2.

La Figure 13 souligne que, sans accord sur l'électricité, la NTC disponible, fortement réduite, est presque totalement exploitée, ce qui peut nuire à la sécurité d'approvisionnement. Par conséquent, il n'existe aucune réserve-tampon pour les disparités à court et moyen terme entre l'offre et la demande, ce qui entraîne un risque supplémentaire en cas de situation de pénurie, p. ex. lorsque les hivers sont froids (voir digression «Conditions météorologiques extrêmes», section 5.4, p. 40). Ainsi, le besoin de réserves d'électricité coûteuses (p. ex. centrales de réserve hors du marché) reste actuel et élevé, et la Suisse ne peut plus jouer son rôle de pays de transit de l'électricité que de façon limitée.

Avec un accord sur l'électricité, la Suisse dispose de beaucoup plus de capacités d'importation et d'exportation, ce qui rend l'approvisionnement globalement plus résilient et diminue le besoin de réserves d'électricité nationales. Cet accord permet également de diminuer les coûts du système tant en Suisse que dans les pays voisins (voir section 4.6, p. 28).



(c) VSE, 2024-12-12 14:45, Run: e4753d, Fig: a64240f67

Figure 13: Capacité transfrontalière (NTC) disponible et utilisée pour le transit et les importations/exportations (suisses) nettes pour la période actuelle (REF) et pour 2050 dans les scénarios «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité» («intégrée») et «Loi pour l'électricité sans accord sur l'électricité» («isolée»).

4.5 Extension du réseau

La Figure 15 montre que les coûts de réseau annuels (annualisés), actuellement d'environ 4,2 milliards de CHF/an, augmenteront de façon significative jusqu'en 2050. Les principaux moteurs de cette flambée sont le développement des énergies renouvelables (en particulier le PV) et l'électrification de la demande (surtout de la mobilité), qui impose dans tous les cas l'extension et la transformation des réseaux. Rénover et remplacer le réseau existant et enfouir les lignes aériennes (NR 5 et 7) contribuent également à l'augmentation des coûts.

Pour calculer les coûts de réseau, une représentation simplifiée du réseau électrique suisse a été utilisée dans le modèle du système énergétique afin de permettre de réaliser des observations homogènes dans tout le pays comprenant les coûts de réseau. Pour cela, chaque niveau de réseau, du réseau de transport (NR 1) jusqu'au réseau de distribution (NR 7), est modélisé sous forme de «plaques de cuivre» avec sa demande et sa production d'électricité (dont pertes)¹⁷. La Figure 14 représente cette approche de modélisation simplifiée du réseau sous forme de schéma.

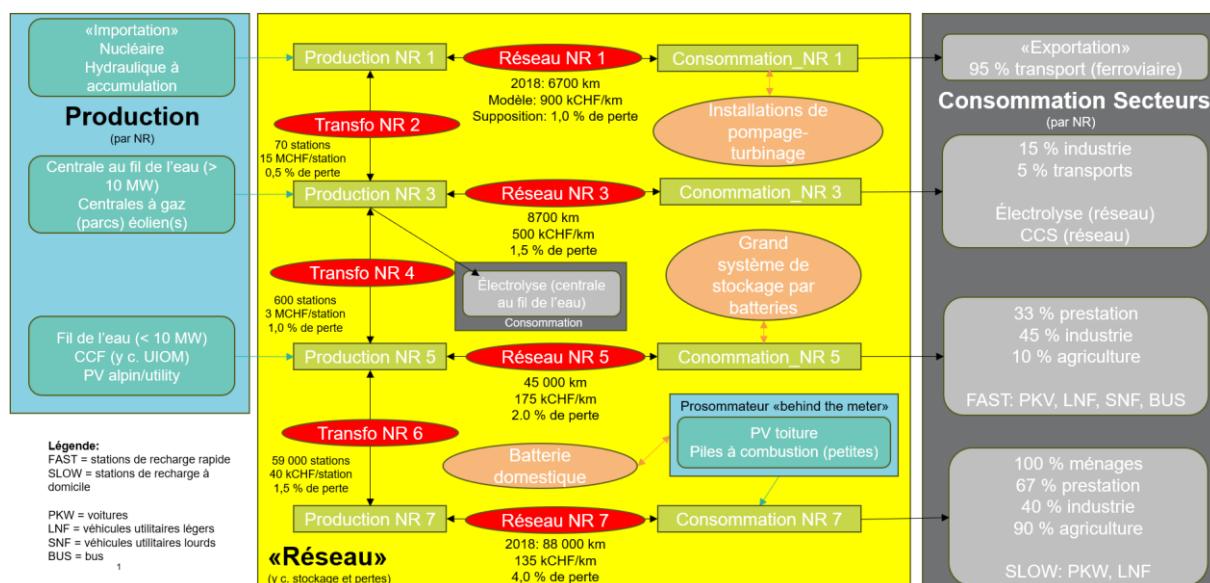


Figure 14: Représentation schématique du module de réseau dans le modèle du système énergétique. Tous les niveaux de réseau (NR 1 à 7) sont modélisés sous forme de «plaques de cuivre» avec des consommateurs (répartis par secteurs et finalités d'utilisation) et des producteurs spécifiques (p. ex. petites centrales hydroélectriques au fil de l'eau < 10 MWh au NR 5).

Sur la base de la charge actuelle du réseau existant, on détermine la capacité de réseau maximale par niveau de réseau et les coûts annuels correspondants. Pour ce faire, on calibre les coûts du réseau existant avec les coûts de réseau annuels effectivement enregistrés (CAPEX ou OPEX) de l'ElCom («Rapport d'activité» 2023¹⁸).

¹⁷ Au NR 7 en particulier, l'approche avec les «plaques de cuivre» aboutit à un prosommateur unique et hautement optimisé par rapport à la consommation propre avec un profil d'injection PV ou de soutirage du réseau fortement lissé en conséquence.

¹⁸ https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2024/taetigkeitsbericht2023.pdf.download.pdf/Taetigkeitsbericht_ElCom_2023-FR_Einzelheiten.pdf

On suppose alors que la rénovation/le remplacement et l'enfouissement des lignes du réseau existant engendrent des coûts de réseau imposés de manière fixe, c'est-à-dire en supplément, peu importe le scénario. Les hypothèses et les coûts au km (p. ex. 200 000 CHF/km pour le remplacement d'une ligne aérienne par enfouissement d'une ligne au NR 7) correspondants proviennent de l'étude sur le réseau¹⁹ de l'OFEN (2022):

- «**Rénovation/remplacement du réseau existant**»: le réseau actuel est remplacé progressivement au bout de 40 ans (hypothèse d'un système stable avec un âge moyen de 20 ans).
- «**Enfouissement des lignes du réseau existant**»: aux NR 5 et 7, toutes les lignes aériennes seront enfouies d'ici 2050. Aux NR 1 et 3, on estime que l'enfouissement à venir concerne 5 % et 33 % des lignes.

En outre, on suppose que d'autres coûts de réseau fixes, c'est-à-dire indépendants du scénario, viendront s'ajouter avec de «**nouveaux raccordements**» en raison de la croissance démographique. Au vu de la croissance démographique prévue (18 % de 2020 à 2050 selon l'OFS 2020), on formule l'hypothèse que seul 2/3 de celle-ci entraînera de nouveaux raccordements tandis que le reste pourra être intégré au réseau existant en recourant notamment à la densification.

À eux seuls, ces rénovations, enfouissements de lignes et nouveaux raccordements, porteront les coûts de réseau annuels actuels d'environ 4,2 milliards de CHF/an à quelque 5,3 milliards d'ici 2050, soit une hausse de 127 %.

Les charges de réseau (en GW) dépassant les capacités du réseau existant (hors nouveaux raccordements, p. ex. par injection supplémentaire d'électricité PV ou par consommation supplémentaire liée à l'électrification) entraînent des **augmentations des capacités** dépendant des scénarios et affichant des coûts d'extension du réseau en conséquence pour la puissance supplémentaire (CHF/kW). Ces derniers sont déduits de façon endogène à partir de la modélisation à l'aide des coûts par kilomètre (p. ex. 75 000 CHF/km pour l'augmentation des capacités du NR 7) de l'étude sur le réseau de l'OFEN (2022) et de la capacité du réseau maximale actuelle.

¹⁹ Consentec GmbH, EBP Schweiz AG, Polynomics AG (2022) «Les effets de l'électrification poussée et de l'essor des énergies renouvelables sur les réseaux de distribution d'électricité suisses» sur mandat de l'OFEN <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiques-de-presse/mm-test.msg-id-91974.html>

Coûts de réseau annualisés (NR 1-7)
(sans SDL NR 1, redevances, impôts, etc.,)

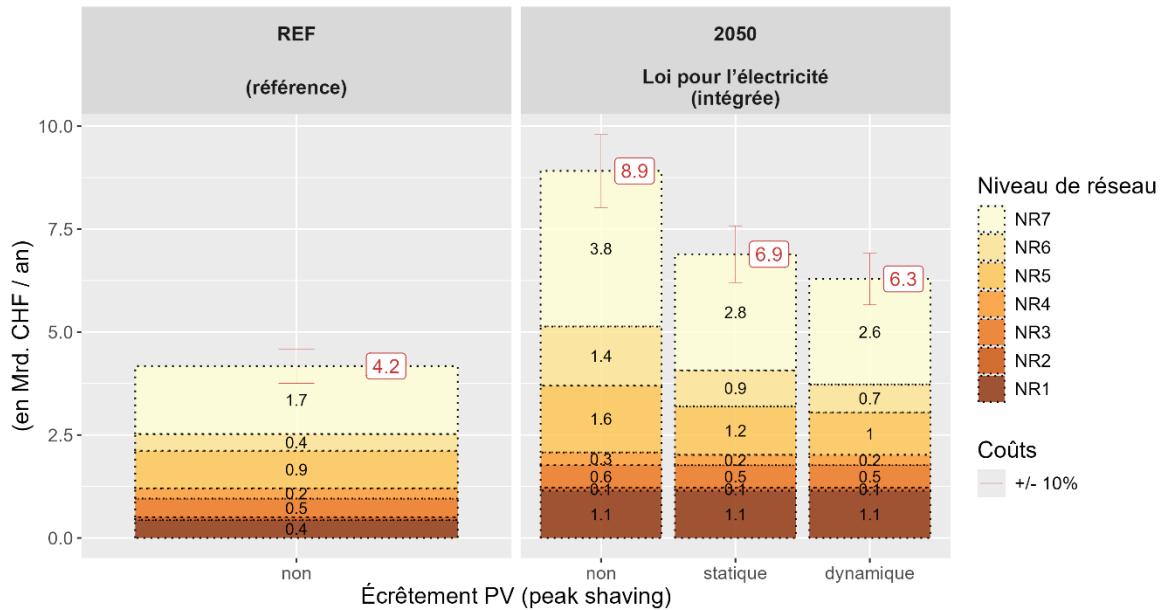


Figure 15: Évolution des coûts de réseau annuels (annualisés) par niveau de réseau (NR) pour la période actuelle (REF) et pour 2050 dans le scénario «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité» («intégrée») 1) sans limitation de l'injection PV (peak shaving), 2) avec limitation statique de l'injection PV et 3) avec limitation dynamique de l'injection PV au niveau du prosommateur «behind-the-meter».

La hausse des coûts de réseau peut être considérablement atténuée grâce à différentes mesures. Rien que la limitation de l'injection (*peak shaving*) à 3 % de la production annuelle des installations PV entraîne une réduction des coûts. Si celle-ci est mise en œuvre de manière statique, c'est-à-dire comme limitation de l'injection fixe des installations à un certain pourcentage de la puissance installée (p. ex. 70 %), les coûts du réseau s'élèvent à environ 6,9 milliards de CHF/an en 2050 (voir Figure 15), soit 2 milliards de CHF/an de moins que sans cette possibilité (8,9 milliards de CHF/an). Avec une limitation dynamique de l'injection, c'est-à-dire une limitation de l'injection des installations PV en fonction des besoins, l'augmentation des coûts pourrait être atténuée d'un demi-milliard supplémentaire. Sur la base de 7 jours en juillet, la Figure 16 présente le fonctionnement des méthodes statique et dynamique.

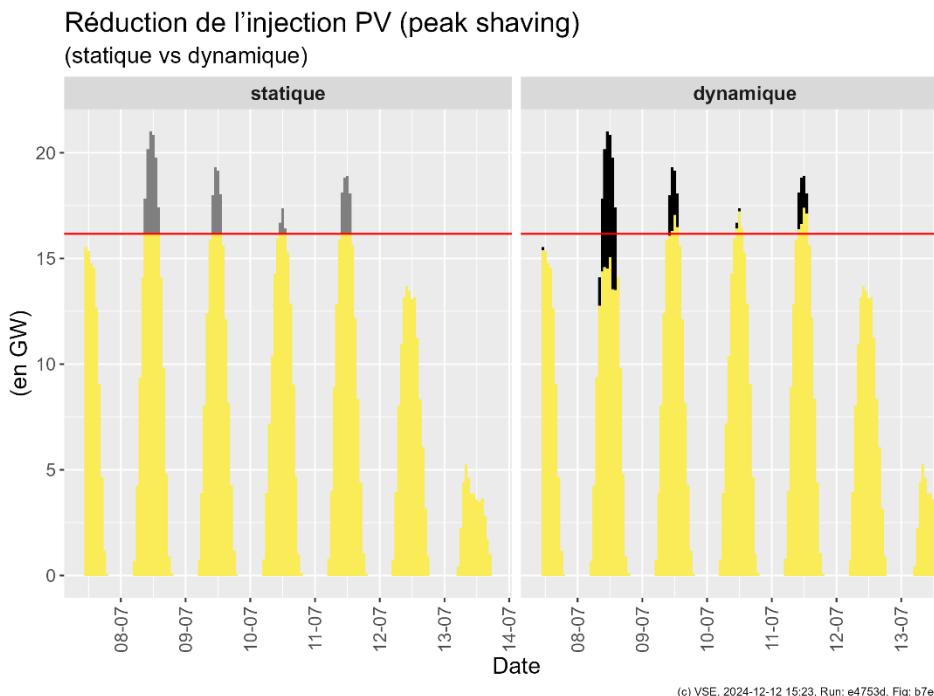


Figure 16: Fonctionnement de la limitation statique et dynamique de l'injection PV durant 7 jours en juillet en cas de limitation de l'injection annuelle totale de 3 % de la production PV annuelle imposée de manière fixe.

La limitation de l'injection PV n'est pas la seule mesure permettant d'atténuer la flambée des coûts de réseau:

- Orientation des installations PV en vue de réaliser une production d'électricité supplémentaire en hiver
- Optimisation de la consommation propre grâce au stockage d'excédents d'énergie dans des batteries domestiques, *Vehicle-to-Home/Vehicle-to-Grid* et/ou grands systèmes de stockage par batterie
- Tarification dynamique et maîtrise de la demande en énergie (MDE)
- Pilotage intelligent du réseau et mesures techniques de maintien de la tension (régulation Q(U), transformateurs réglables de réseau local rONT).

Ces mesures supplémentaires n'ont pas expressément fait l'objet de la présente étude, contrairement à la limitation statique et dynamique de l'injection PV et à l'utilisation de batteries domestiques et de grands systèmes de stockage par batterie (NR 5). Selon le réseau de distribution, les mesures précitées peuvent permettre de réaliser des économies supplémentaires estimées à 10 à 20 % (voir étude sur les réseaux de distribution de l'AES, 2024).

4.6 Coûts du système

Les coûts du système (énergétique global) comprennent les coûts annualisés du capital ainsi que des coûts fixes et variables d'exploitation et d'entretien (y compris les coûts des combustibles, des

carburants et du CO₂²⁰). Ils incluent également les coûts du réseau déterminés dans la section précédente. Cependant, les coûts qui ne sont pas directement liés au système énergétique, tel que les investissements dans les véhicules électriques, les infrastructures de recharge, les adaptations des processus dans l'industrie et la rénovation des bâtiments, ne sont pas pris en compte. Les coûts du système ne comprennent pas non plus toutes les formes de subventions, d'impôts et de taxes, car, d'un point de vue économique, ils ne représentent qu'un transfert de coûts entre l'État (contribuables) et les consommateurs.

À titre de comparaison, les coûts du système énergétique global correspondants avoisinent actuellement 30 milliards de CHF/an (voir Statistique globale de l'énergie de l'OFEN). Ils résultent en grande partie de l'importation d'agents énergétiques fossiles (produits pétroliers, gaz naturel, combustibles nucléaires, etc.), qu'il serait possible de limiter grâce à la décarbonation du système énergétique suisse à l'avenir. En contrepartie, il convient d'investir en conséquence à l'échelle nationale dans le développement de la production d'électricité (p. ex. installations PV) et de l'infrastructure énergétique. Cependant, d'après les hypothèses de la présente étude, les coûts engendrés sont plus faibles que ceux qu'il est possible d'économiser en important des agents énergétiques fossiles. C'est pourquoi les coûts du système énergétique global suisse de demain seront en principe inférieurs aux coûts actuels.

Comme le montre la Figure 17, les coûts sont (légèrement) plus faibles avec un accord sur l'électricité que sans dans toutes les variantes. Dans le second cas, des coûts supplémentaires liés à la stabilité du réseau de transport (services-système, énergie de réglage, flux non planifiés) s'ajoutent. Ceux-ci ne sont pas pris en compte dans la présente étude. Par ailleurs, la variante «plus d'éolien» affiche les coûts du système les plus bas, tandis que les variantes «gaz», «LTO» et «plus d'importations» ne présentent que des différences minimales sur ce point.

²⁰ Les hypothèses concernant l'évolution des prix du CO₂ sont tirées du «TYNDP 2022» ou du «World Energy Outlook 2022» (WEO, Perspectives énergétiques mondiales; scénario «Sustainable Development»): REF / 2030 / 2040 / 2050 → 30 / 78 / 123 / 168 CHF/tCO₂. Les émissions spécifiques de CO₂ des agents énergétiques fossiles sont basées sur l'inventaire des gaz à effet de serre dressé par l'Office fédéral de l'environnement OFEV (2022).

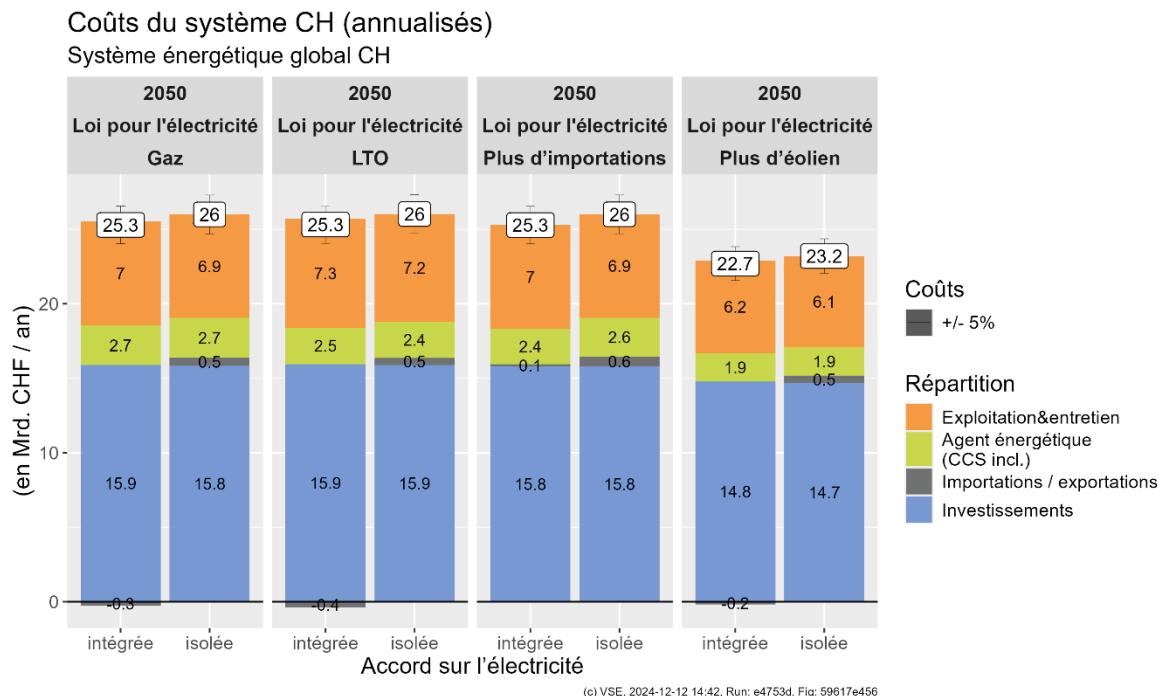


Figure 17: Coûts du système annualisés en 2050 dans les scénarios «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité» («intégrée») et «Loi pour l'électricité sans accord sur l'électricité» («isolée») pour les quatre variantes «gaz», «LTO», «plus d'importations» et «plus d'éolien».

5 Digressions

5.1 Scénario «NIMBY» (dont construction de nouvelles centrales nucléaires)

Dans le cas où le développement des énergies renouvelables selon la loi pour l'électricité ne peut être mis en œuvre, un autre scénario appelé «NIMBY» («Not-In-My-Backyard», en français «NAPI, non-au-projet-ici») est appliqué au modèle, avec un développement nettement réduit ou ralenti des énergies renouvelables (voir Figure 18).

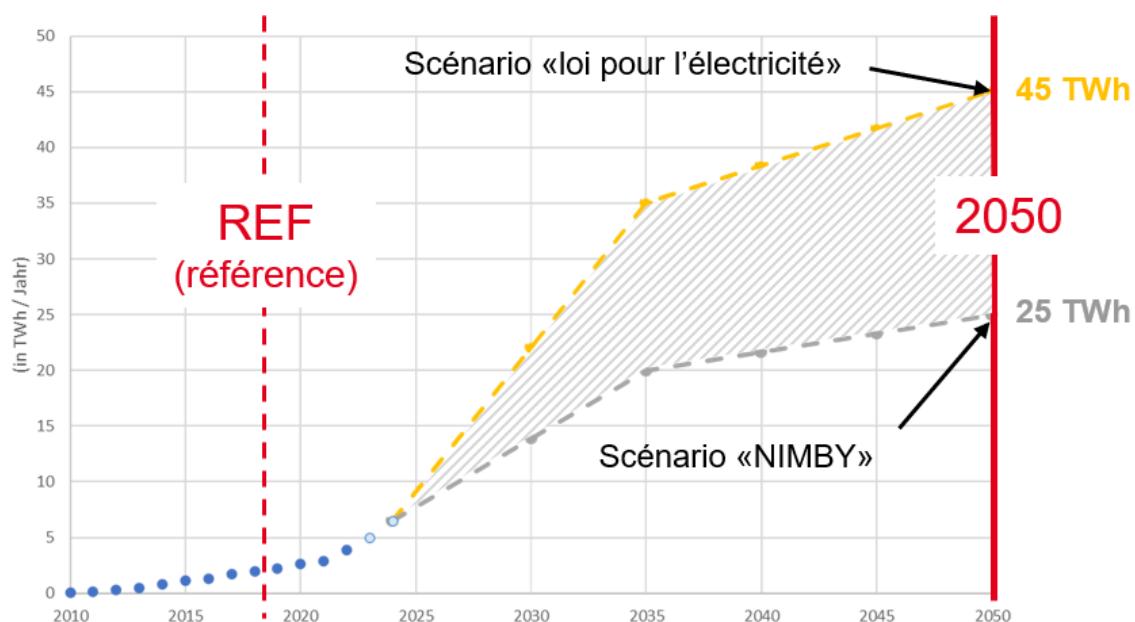


Figure 18: Comparaison des trajectoires de développement des énergies renouvelables dans le scénario «Loi pour l'électricité» et le scénario «NAPI» avec développement des énergies renouvelables nettement freiné d'ici 2050.

Le scénario «NIMBY» se distingue du scénario «Loi pour l'électricité» sur les points suivants:

- L'objectif de développement des énergies renouvelables tiré de la loi pour l'électricité n'est largement pas atteint, avec «seulement» 25 TWh en 2050 contre les 45 imposés.
- Les installations PV ne sont construites que sur les toits et les infrastructures, mais il n'y a pas de développement de l'éolien et/ou du PV sur les surfaces au sol (dont PV alpin) ni de l'hydroélectrique (conformément à la table ronde).
- La variante «LTO» exige une exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen (1 GW) et de Leibstadt (1,2 GW).
- Outre l'exploitation à long terme (LTO) des centrales nucléaires existantes, la construction d'une nouvelle centrale nucléaire d'au moins 300 MW (SMR ou construction conventionnelle de 3^e génération) d'ici 2050 est également à l'étude. Les hypothèses suivantes sont formulées pour la construction de nouvelles centrales nucléaires d'une durée d'exploitation de 60 ans:

investissements (CAPEX) de 8000 CHF/kW²¹ et coûts fixes d'exploitation et d'entretien de 120 CHF/kW/an. En ajoutant les coûts variables d'exploitation et d'entretien ainsi que les coûts des combustibles, on obtient, pour 7800 heures de pleine charge équivalentes et un WACC de 5 %, des coûts de production de l'électricité de 90 CHF/MWh²² (en comparaison aux 65 CHF/MWh pour l'exploitation à long terme («LTO») ou aux quelques 50 CHF/MWh pour les installations existantes avec exploitation «normale» actuelle). L'influence du WACC et du CAPEX sur les coûts de production de l'électricité est illustrée dans le Tableau 3.

Toutes les autres hypothèses pour 2050 concernant la consommation (91 TWh/an), les restrictions à l'importation en hiver (max. 5 TWh) et toutes les autres données de référence (croissance démographique, croissance du PIB, prix de l'énergie, etc.) sont les mêmes que dans le scénario «Loi pour l'électricité».

Tableau 3: Influence du CAPEX (CHF/kW) et du WACC sur les coûts de production de l'électricité (LCOE) de nouvelles centrales nucléaires.

CAPEX	WACC			CHF / MWh
	3%	5%	8%	
5000	53	64	82	CHF / MWh
8000	73	90	118	CHF / MWh
12000	99	125	168	CHF / MWh

En raison du développement moins important des énergies renouvelables, les besoins en production complémentaire doublent durant le semestre d'hiver (voir Figure 19). Dans la variante «gaz», cette production complémentaire peut, selon les circonstances, ne plus être assurée en Suisse de façon complètement neutre sur le plan climatique, ce qui rend l'objectif de neutralité en la matière d'autant plus difficile et coûteux à atteindre. En raison des coûts élevés (par rapport aux alternatives), la variante «nouvelles constructions» ne conduit qu'à la construction de nouvelles centrales nucléaires à raison du minimum donné par le modèle, soit 300 MW, d'ici 2050.

²¹ D'après l'étude de l'EPFZ «Swiss electricity supply after the “Mantelerlass” – quo vadis?» (2023), les nouvelles centrales nucléaires actuellement en construction en Europe centrale affichent un CAPEX compris entre 7600 et 12 600 CHF/kW.

²² Des estimations basées sur des sources scientifiques faisant autorité (PSI 2019) chiffrent les coûts de production de l'électricité de nouvelles centrales nucléaires entre 70 et 120 CHF/MWh (source: OFEN, 2024, «Technology Monitoring of Nuclear Energy»)

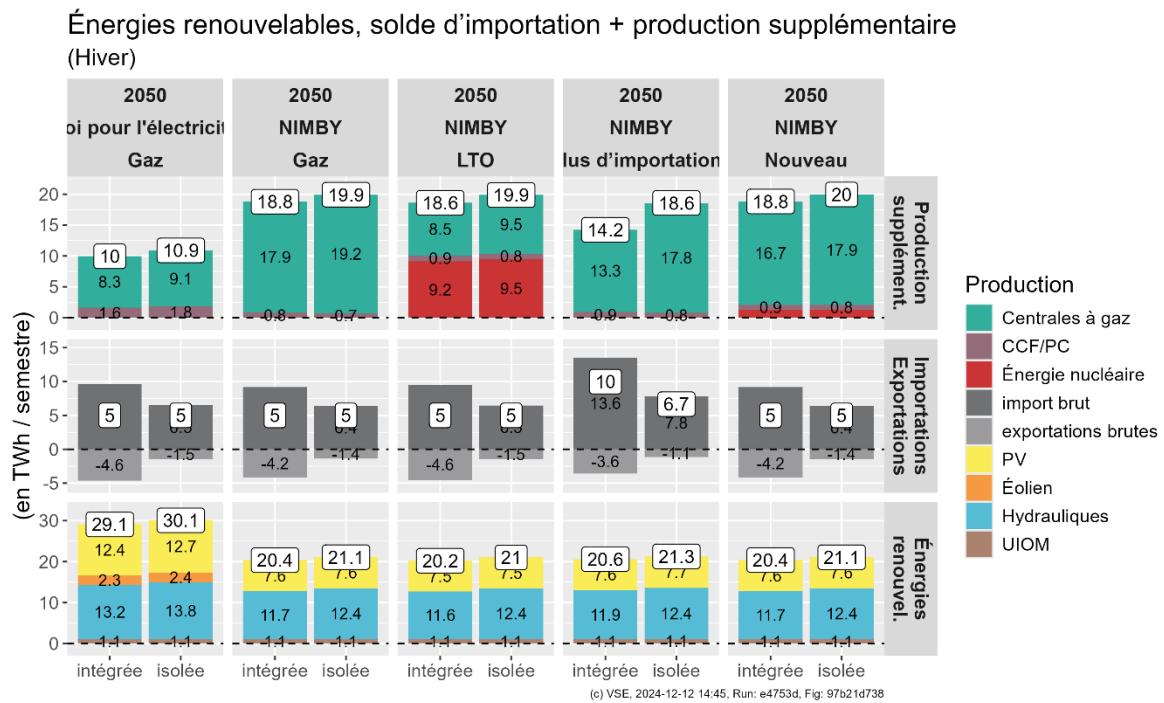


Figure 19: Récapitulatif de la production (supplémentaire) d'énergie renouvelable complémentaire ainsi que du solde d'importation visant à couvrir la consommation d'électricité nationale dans le scénario «NAPI avec accord sur l'électricité» («intégrée») et «NAPI sans accord sur l'électricité» («isolée») pour les quatre variantes «gaz», «LTO», «plus d'importations» et «nouvelles constructions».

Les coûts du système engendrés par le scénario «NIMBY» toutes variantes confondues sont présentés à la Figure 20. Pour permettre la comparaison, les coûts du système dans le scénario «Loi pour l'électricité» pour les variantes «gaz» et «plus d'éolien» sont aussi reportés. Comme dans le scénario «Loi pour l'électricité», les coûts du système sont généralement plus faibles avec («intégrée») que sans accord sur l'électricité («isolée»). En outre, les coûts du système dans le scénario «NIMBY» sont plus faibles par rapport à ceux du scénario «Loi pour l'électricité» avec la variante «gaz» en raison des coûts d'extension du réseau inférieurs et des investissements moindres dans les installations PV, mais pas par rapport à ceux du scénario «lois pour l'électricité» avec la variante «plus d'éolien». Sous cet angle, seul le scénario «NIMBY» avec la variante «LTO» s'avère encore un peu plus avantageux. À l'inverse, la variante «nouvelles constructions» ne présente aucun avantage pour les coûts du système. En outre, par rapport aux autres variantes (notamment «nouvelles constructions» et «plus d'éolien»), «LTO» nécessite un volume d'investissements différent et surtout une durée d'investissement différente qu'il faudra prendre en compte au-delà de 2050.

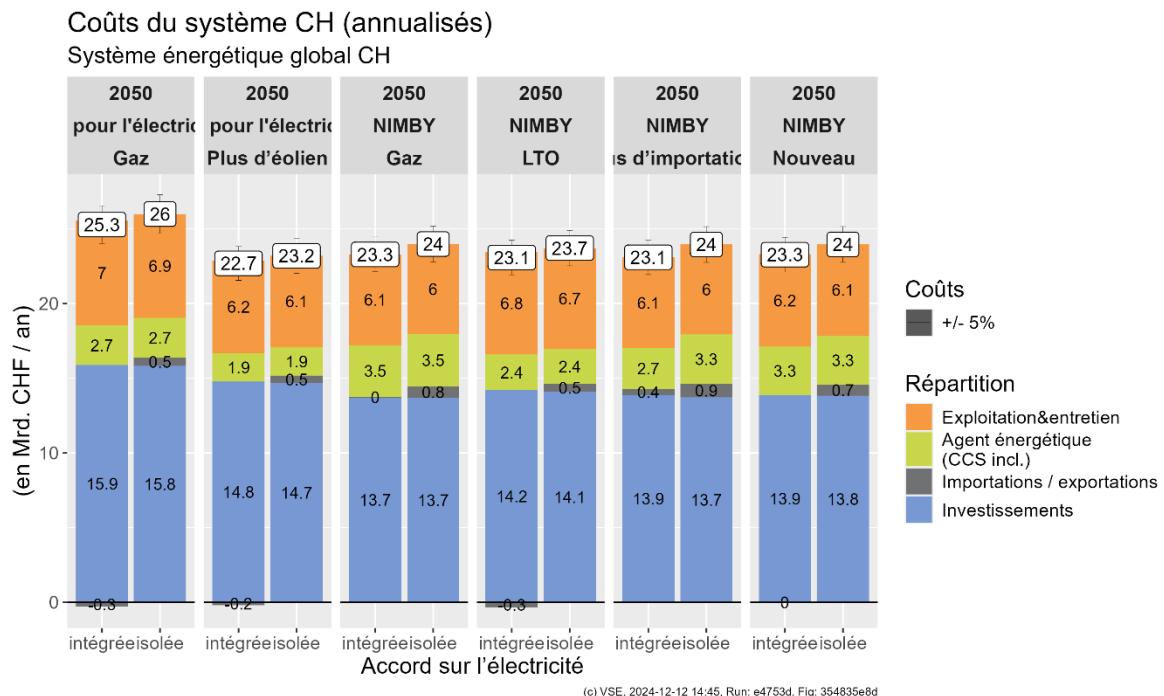


Figure 20: Comparaison des coûts du système annualisés en 2050 dans les scénarios «Loi pour l'électricité» et «NAPI» avec et sans accord sur l'électricité («intégrée» et «isolée») pour les variantes «gaz», «LTO», «plus d'importations» et «plus d'éolien» (uniquement «Loi pour l'électricité») ainsi que «nouvelles constructions» (uniquement «NAPI»).

5.2 Consommation: une efficacité moindre

Afin de constater l'influence de la consommation d'électricité ou de la mise en œuvre des mesures d'efficacité, un autre scénario appelé «Loi pour l'électricité sans mesures d'efficacité» est appliqué au modèle, sur la base de la consommation d'énergie du scénario «Poursuite de la politique actuelle (PPA)» des PE2050+.

Consommation d'énergie CH

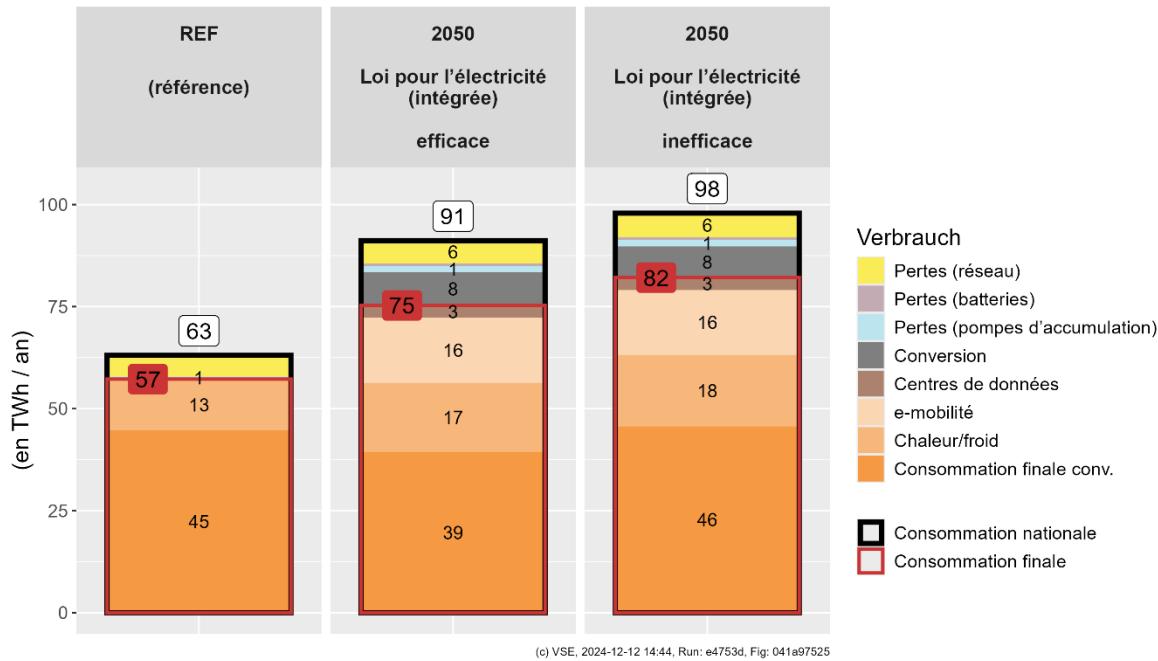


Figure 21: Évolution de la consommation d'énergie en Suisse d'aujourd'hui (REF) à 2050, répartie par segment de consommation (p. ex. e-mobilité) et type de consommation (nationale et finale) pour le cas «efficace» (c.-à-d. avec mesures d'efficacité conformément au scénario «ZÉRO base» des PE2050+) et le cas «inefficace» (c.-à-d. avec mesures d'efficacité conformément au scénario «Poursuite de la politique actuelle» des EP2050+) dans le scénario «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité» («intégrée»).

Avec une efficacité moindre (cas «inefficace»), la consommation d'électricité nationale augmentera d'environ 7 TWh supplémentaires (8 %) d'ici 2050 par rapport au cas «efficace», frôlant ainsi les 100 TWh/an (voir Figure 21). Cela engendre également des coûts du système nettement plus élevés (environ 20 % de plus, voir Figure 22).

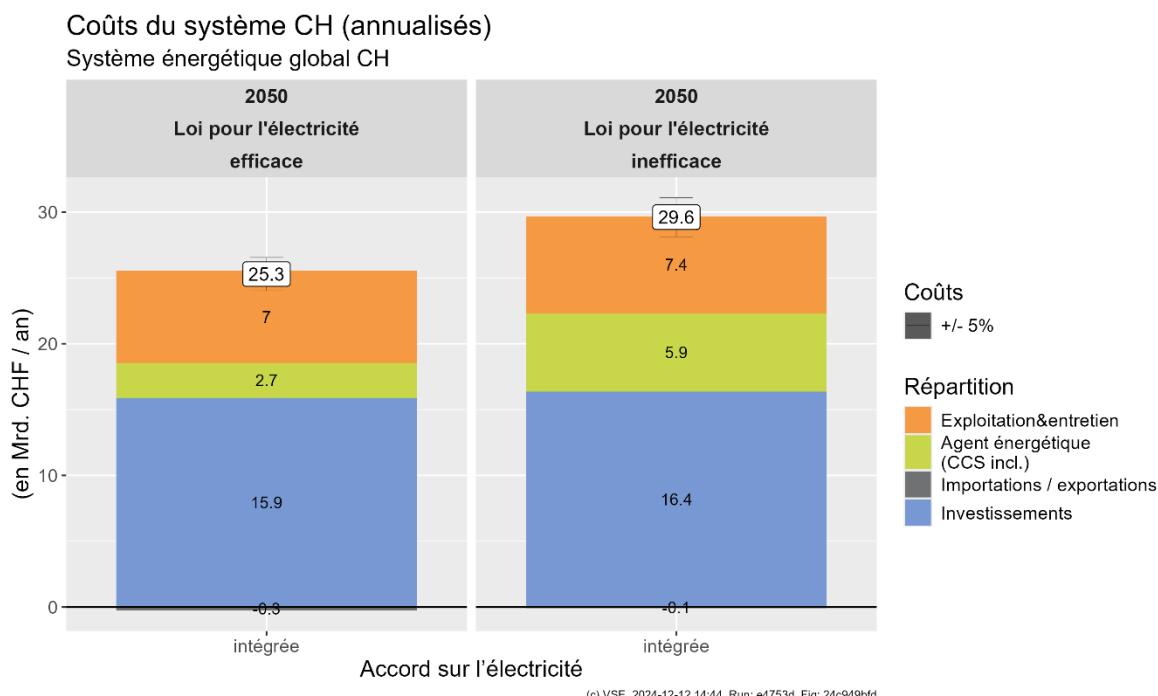


Figure 22: Coûts du système annualisés en 2050 pour le cas «efficace» (c.-à-d. avec mesures d'efficacité conformément au scénario «ZÉRO base» des EP2050+) et le cas «inefficace» (c.-à-d. avec mesures d'efficacité conformément au scénario «Poursuite de la politique actuelle» des EP2050+) dans le scénario «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité» («intégrée»).

5.3 Agent énergétique alternatif: hydrogène

Avec l'électricité et d'autres gaz (climatiquement neutres), l'hydrogène deviendra un agent énergétique important dans le système énergétique suisse de demain. D'après la Figure 23, en 2050, l'hydrogène sera en premier lieu utilisé pour la mobilité (transport poids lourds), les piles à combustible (CCF) et la production de chaleur industrielle à haute température.

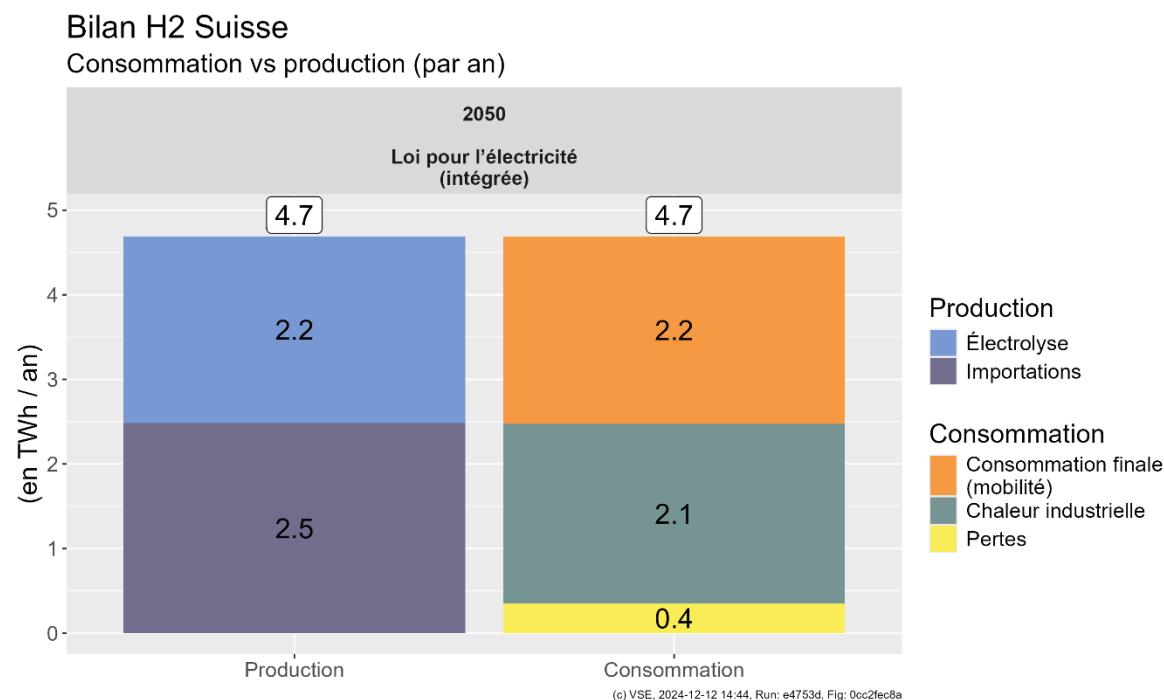


Figure 23: Production et consommation d'hydrogène (H₂) dans le scénario «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité» («intégrée»).

La Figure 24 présente la production mensuelle d'hydrogène nationale ainsi que les prix correspondants sur le marché de gros («prix fictifs») de l'électricité et de l'hydrogène produit en Suisse et importé. En hiver, l'hydrogène est principalement importé et, en été, produit à partir des excédents d'électricité (c.-à-d. lorsque les prix de l'électricité sont bas) dans les grandes centrales au fil de l'eau (> 10 MW). La production dans ces dernières présente un intérêt économique, car l'électricité nécessaire à l'électrolyse compte comme consommation propre de la centrale et n'occasionne donc pas de coûts relatifs à la rémunération pour l'utilisation du réseau. De plus, les 4400 heures de pleine charge entraînent une charge suffisante (fonctionnement permanent) pour exploiter les électrolyseurs de façon rentable. Par conséquent, la production d'hydrogène nationale dans les centrales au fil de l'eau (surtout en été) est concurrentielle par rapport aux importations depuis le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord. Cependant, l'hydrogène produit en Suisse est immédiatement consommé par l'industrie et la mobilité, car son stockage saisonnier, par exemple dans des cavités (salines) souterraines, reviendrait trop cher. La connexion à l'infrastructure H₂ européenne (EHB) est donc essentielle, surtout pour les importations hivernales d'hydrogène.

Production nationale d'hydrogène au fil de l'eau

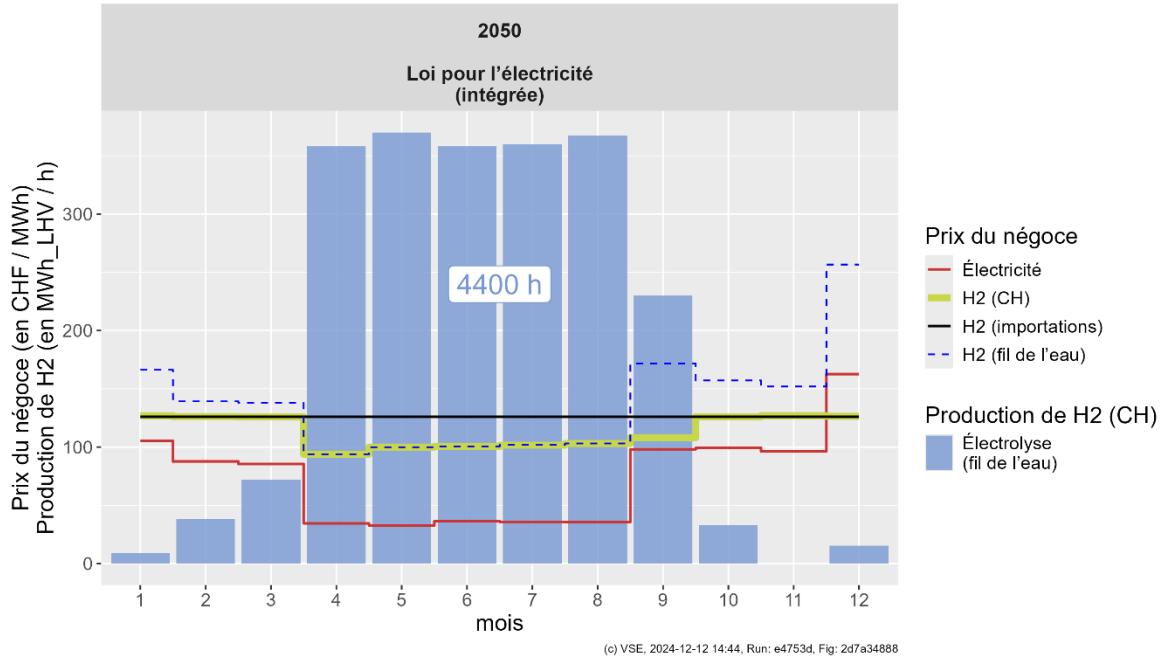


Figure 24: Production d'hydrogène mensuelle dans le scénario «Loi pour l'électricité avec accord sur l'électricité» («intégrée») et prix de négociation moyens (prix fictifs) pour l'électricité et l'hydrogène (importé, produit en Suisse dans de grandes centrales au fil de l'eau et combiné).

On suppose que le prix de l'hydrogène vert importé (franco frontière) est défini de manière fixe et se monte à 126 CHF/MWh_{PCI} pour 2050 (soit 4,2 CHF/kg H₂). En 2050, l'hydrogène vert sera principalement produit au Moyen-Orient (p. ex. Oman) et/ou en Afrique du Nord (région MENA) par électrolyse à partir de l'énergie solaire, puis importée en Europe par des pipelines (dont EHB). En 2030 et 2040, on estime qu'il sera essentiellement importé depuis l'UE par des pipelines. Le Tableau 4 présente d'autres hypothèses de coûts en la matière, tandis que les coûts découlant du transport en Suisse (p. ex. par poids lourds) et de la préparation (p. ex. pour la mobilité aux stations-service) figurent dans le

Tableau 5.

Tableau 4: Paramètres et hypothèses en vue du calcul des coûts de l'hydrogène vert importé. PCI: pouvoir calorifique inférieur; PCS: pouvoir calorifique supérieur; CRF: coefficient de récupération du capital (en anglais capital recovery factor)

Grandeur caractéristique	Unité	2030	2040	2050	Source
Origine	Région	UE	UE	MENA	
Heures de pleine charge équivalentes	h	4000	4000	3000	PE2050+
Rendement (PCS)	%PCS	72 %	73 %	75 %	PE2050+
Rendement (PCI)	%PCI	61 %	62 %	63 %	
CAPEX (CH)	CHF/kW_el	1200	1000	900	AES
	CHF/kW_H ₂ _PCI	1972	1621	1420	Calcul
Amortissement	Années	15	15	15	PE2050+
WACC	%	5 %	5 %	10 %	PE2050+
Annuité (CRF)	%	10 %	10 %	13 %	Calcul
CAPEX (annualisé)	CHF/kW_H ₂ /an	190	156	187	Calcul
	CHF/kWh_PCI	0,047	0,039	0,062	Calcul
Coûts fixes d'exploitation et d'entretien (FOM)	%CAPEX	3%	3%	3%	AES
	CHF/kW_H ₂ /an	59	49	43	Calcul
	CHF/kWh_PCI	0,015	0,012	0,014	Calcul
Coûts variables d'exploitation et d'entretien (VOM)	CHF/kWh_PCI	0,000	0,000	0,000	AES
Prix de l'électricité applicable	CHF/kWh_el	0,050	0,050	0,020	AES
	CHF/kWh_PCI	0,082	0,081	0,032	Calcul
Prix de revient (LCOH)	CHF/kWh_PCI	0,144	0,132	0,108	Calcul
	CHF/kg H ₂	4,8	4,4	3,6	Calcul

Grandeur caractéristique	Unité	2030	2040	2050	Source
Transport (international)	Type	Pipeline UE	Pipeline UE	Pipeline MENA	
	km	1000	1000	2000	AES
	CHF/kg H ₂ /1000 km	0,35	0,33	0,30	Alpiq
	CHF/kWh_PCI	0,011	0,010	0,018	Calcul
	CHF/kg H ₂	0,4	0,3	0,6	Calcul
Coûts	CHF/kWh_PCI	0,155	0,142	0,126	Calcul
(franco frontière)	CHF/kg H ₂	5,2	4,7	4,2	Calcul

Tableau 5: Paramètres et hypothèses pour le transport en Suisse et la préparation de l'hydrogène.

Grandeur caractéristique	Unité	2030	2040	2050	Source
Transport (en Suisse)	Type	Poids lourd	Pipeline et poids lourd	Pipeline	
	CHF/kWh_PCI	0,020	0,010	0,005	Alpiq
	CHF/kg H ₂	0,67	0,33	0,17	Calcul
Coûts	CHF/kWh_PCI	0,175	0,152	0,131	Calcul
(consommation finale CH)	CHF/kg H ₂	5,8	5,1	4,4	Calcul
Préparation de la station-service	CHF/kWh_PCI	0,051	0,026	0,017	PE2050+
	CHF/kg H ₂	1,7	0,8	0,6	Calcul
Transport et station-service CH	CHF/kWh_PCI	0,071	0,036	0,022	Calcul
	CHF/kg H ₂	2,4	1,2	0,7	Calcul
Coûts	CHF/kWh_PCI	0,226	0,177	0,148	Calcul
(station-service)	CHF/kg H ₂	7,5	5,9	4,9	Calcul

5.4 Conditions météorologiques extrêmes: vague de froid et absence de production solaire et éolienne

Dans le modèle, les calculs se basent généralement sur les données climatiques de l'année civile 2016. Les données de l'hiver 2005/06 ont été utilisées pour montrer l'influence d'une année aux conditions météorologiques extrêmes avec une situation persistante de vague de froid et d'absence de production solaire et éolienne. Cet hiver a en effet été très froid, sec et peu venteux dans toute l'Europe de décembre à février, seul l'ensoleillement a été normal. L'influence du climat en 2005/06 sur la consommation (principalement le chauffage) et la production (PV, éolien, centrales au fil de l'eau et à accumulation) est comparée aux résultats modélisés de l'année climatique 2016 en Suisse et dans ses quatre pays frontaliers (Autriche, Allemagne, France, Italie) *sur une base statistique*.

Influence de l'année climatique sur la consommation d'électricité

Mois: 1, 2, 12

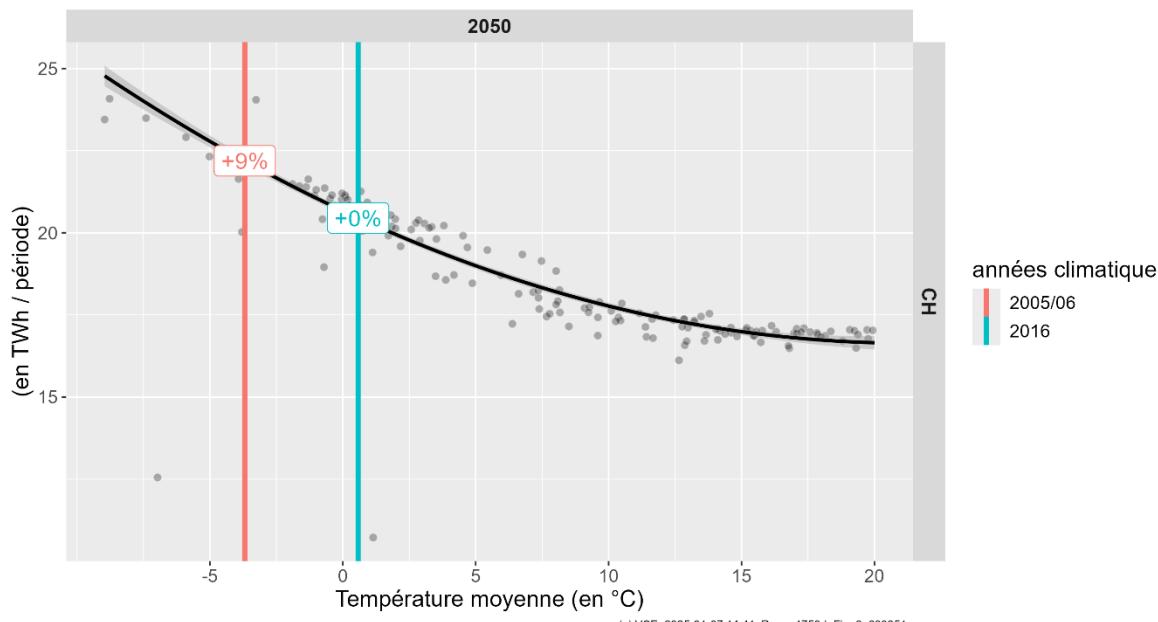


Figure 25: Influence de la température moyenne sur la consommation d'électricité en Suisse (CH) durant les mois de décembre (12), janvier (1) et février (2) des années climatiques «2005/06» et «2016».

L'influence de la température sur la consommation d'électricité est estimée en fonction d'une régression de données historiques sur la température et sur la consommation pondérée selon la population pour les années climatiques 1995, 2007 et 2009 sur une base hebdomadaire (voir Figure 25). Afin de déterminer l'influence du climat sur la production d'électricité, on s'appuie sur les profils d'apport (centrales au fil de l'eau et à accumulation) et sur les profils éoliens et PV de la «Pan-European-Climate-Database» (PECD) pour les années 2005/06 et 2016 et, partant, on estime la production d'électricité (réduite) avec les capacités installées calculées dans le modèle.

La Figure 26 montre qu'avec le climat de 2005/06, la consommation de la Suisse et de ses pays frontaliers en 2050 augmente nettement par rapport au climat de référence de 2016 de décembre à février, en l'occurrence de +2 TWh, soit 8 %, et que, dans le même temps, la production d'électricité en Suisse est légèrement réduite. La pénurie d'électricité en hiver s'alourdit alors de +2 TWh par rapport au climat de référence de 2016. Dans les pays frontaliers, la situation est identique, voire encore plus marquée (surtout dans les pays où l'éolien a la priorité, comme en Allemagne). On peut donc partir du principe que, dans ces périodes, les importations (nettes) depuis ces pays ne seront plus possibles, ce qui soustrait encore -4 TWh à l'approvisionnement de la Suisse entre décembre et février. La hausse des besoins de +6 TWh en conséquence doit alors être couverte par des efforts supplémentaires de production complémentaire sur le territoire suisse.

Besoins supplémentaires climat extrême

Mois: 12, 1, 2

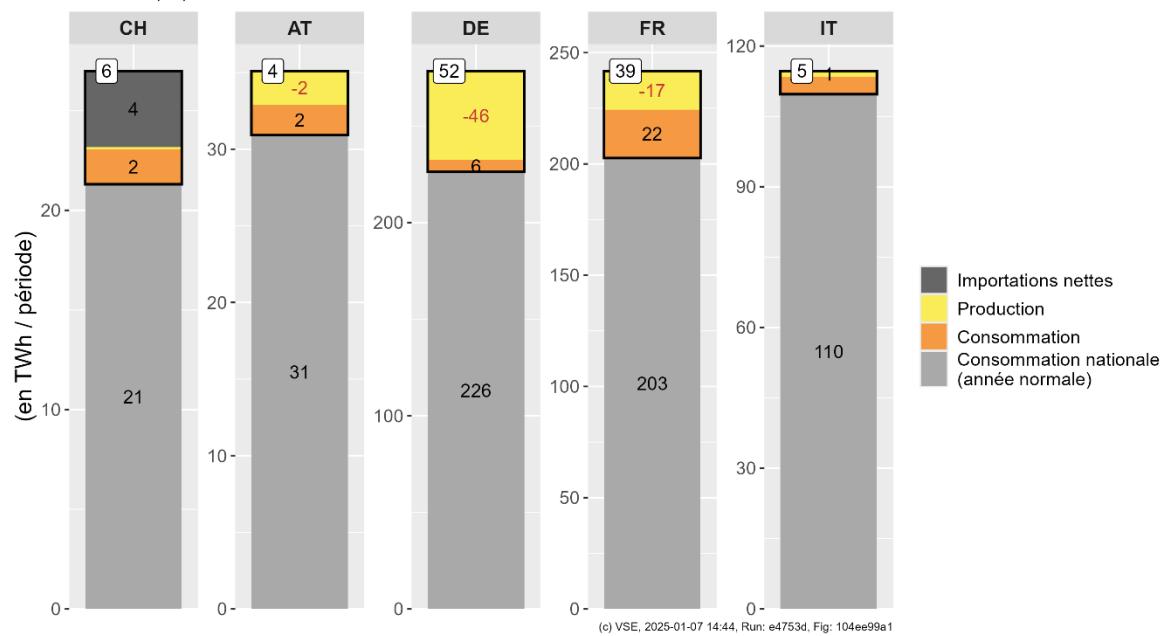


Figure 26: Consommation supplémentaire et production d'énergies renouvelables réduite durant l'hiver aux conditions extrêmes 2005/06 en Suisse et dans tous ses pays frontaliers avec la variante «gaz». Dans le cas de la Suisse, l'arrêt des importations nettes est également représenté, ce qui porte à +6 TWh la hausse de la pénurie d'électricité en hiver entre décembre et février par rapport au climat de référence de 2016.

Si l'on suppose également que l'approvisionnement hivernal de la Suisse se composera de tout autant d'énergie éolienne (variante «plus d'éolien» de la Figure 9), la production nationale complémentaire nécessaire en plus avec le climat de 2005/06 par rapport à celui de 2016 augmente alors de +8 TWh (voir Figure 27).

Besoins supplémentaires climat extrême

Mois: 12, 1, 2

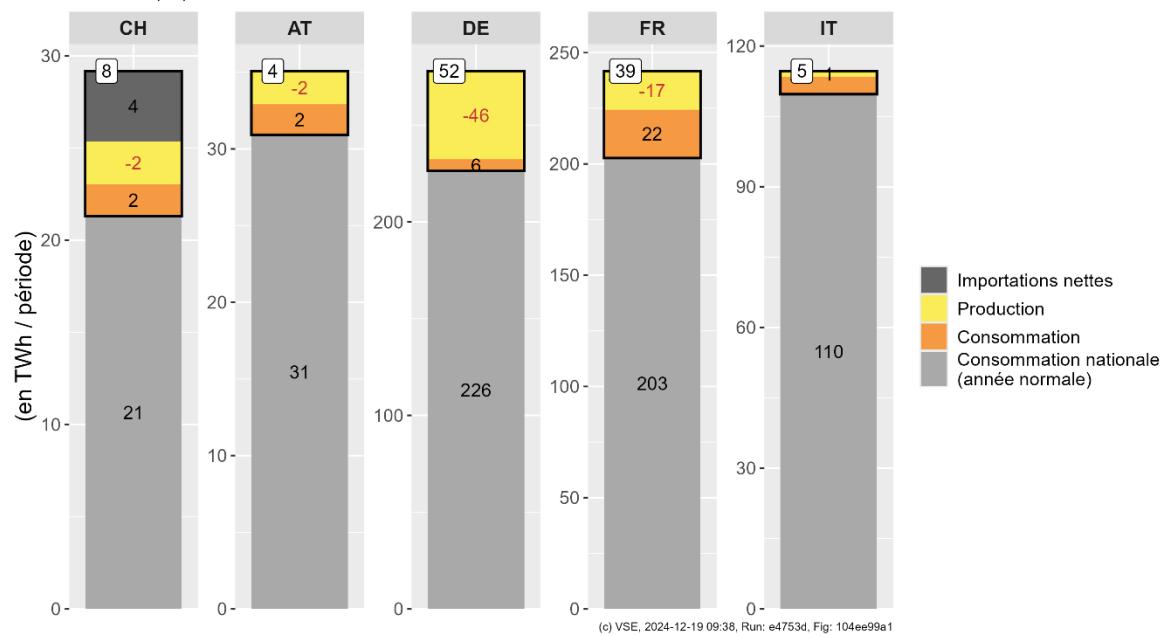


Figure 27: Consommation supplémentaire et production d'énergies renouvelables réduite durant l'hiver aux conditions extrêmes 2005/06 en Suisse et dans tous ses pays frontaliers avec la variante «plus d'éolien». Dans le cas de la Suisse, l'arrêt des importations nettes est également représenté, ce qui porte à 7,9 TWh la hausse de la pénurie d'électricité en hiver entre décembre et février par rapport au climat de référence de 2016.

6 Sources/littérature

- [1] AES, «Avenir énergétique – l'approvisionnement énergétique de la Suisse jusqu'en 2050. Synthèses des résultats et des bases (rapport de l'étude)», Aarau, déc. 2022. Consulté le 12.12.2024 (en ligne). Disponible sur: www.avenirenergetique2050.ch
- [2] Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG, «Perspectives énergétiques 2050+ – Documentation complète de l'ensemble des travaux», Berne, 2021. Consulté le 12.12.2024 (en ligne). Disponible sur: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politique/perspectives-energetiques-2050-plus.html/>

7 Tableaux

7.1 Prix de l'énergie (production nationale)

Tableau 6: Prix de l'énergie exogènes (dont prix du CO₂) pour les agents énergétiques produits en Suisse.

Agent énergétique	Origine	Année de référence	Coûts de transport transfrontalier	Source	Teneur en CO ₂	CO ₂ SEQE-UE	Coûts (agent énergétique + CO ₂)
			[CHF/MWhPCI]		[kg CO ₂ eq/MWhPCI]	[CHF/t CO ₂]	[CHF/MWhPCI]
Biocarburants	CH	REF	205	PE2050+	0	78	205
Biocarburants	CH	2030	294	PE2050+	0	123	294
Biocarburants	CH	2040	291	PE2050+	0	168	291
Biocarburants	CH	2050	288	PE2050+	0	30	288
Biométhane	CH	REF	164	PE2050+	0	78	164
Biométhane	CH	2030	168	PE2050+	0	123	168
Biométhane	CH	2040	173	PE2050+	0	168	173
Biométhane	CH	2050	177	PE2050+	0	30	177
Chaleur ambiante	CH	REF	0	AES	0	78	0
Chaleur ambiante	CH	2030	0	AES	0	123	0
Chaleur ambiante	CH	2040	0	AES	0	168	0

Agent énergétique	Origine	Année de référence	Coûts de transport transfrontalier	Source	Teneur en CO ₂	CO ₂ SEQE-UE	Coûts (agent énergétique + CO ₂)
			[CHF/MWhPCI]		[kg CO ₂ eq/MWhPCI]	[CHF/t CO ₂]	[CHF/MWhPCI]
Chaleur ambiante	CH	2050	0	AES	0	30	0
Déchets UIOM	CH	REF	2	PE2050+	332	78	28
Déchets UIOM	CH	2030	2	PE2050+	332	123	43
Déchets UIOM	CH	2040	2	PE2050+	332	168	58
Déchets UIOM	CH	2050	2	PE2050+	332	30	12
Déchets de ciment	CH	REF	2	PE2050+	332	78	28
Déchets de ciment	CH	2030	2	PE2050+	332	123	43
Déchets de ciment	CH	2040	2	PE2050+	332	168	58
Déchets de ciment	CH	2050	2	PE2050+	332	30	12
Biomasse solide (bois)	CH	REF	43	PE2050+	0	78	43
Biomasse solide (bois)	CH	2030	48	PE2050+	0	123	48
Biomasse solide (bois)	CH	2040	54	PE2050+	0	168	54
Biomasse solide (bois)	CH	2050	59	PE2050+	0	30	59

7.2 Prix de l'énergie (importation)

Tableau 7: Prix de l'énergie exogènes (dont prix du CO₂) pour les agents énergétiques importés (franco frontière).

Agent énergétique	Origine	Année de référence	Coûts de transport transfrontalier	Source	Teneur en CO ₂	CO ₂ SEQE-UE	Coûts (agent énergétique + CO ₂)
							[CHF/MWhPCI]
					[kg CO ₂ eq/MWhPCI]	[CHF/t CO ₂]	[CHF/MWhPCI]
Biométhane	Importation	REF	164	PE2050+	202	78	180
Biométhane	Importation	2030	168	PE2050+	0	123	168
Biométhane	Importation	2040	173	PE2050+	0	168	173
Biométhane	Importation	2050	177	PE2050+	0	30	177
Gaz naturel	Importation	REF	31	PE2050+	202	78	47
Gaz naturel	Importation	2030	34	PE2050+	202	123	58
Gaz naturel	Importation	2040	34	PE2050+	202	168	68
Gaz naturel	Importation	2050	24	PE2050+	202	30	30
Hydrogène vert	Importation	REF	0	AES	0	78	0
Hydrogène vert	Importation	2030	155	AES	0	123	155
Hydrogène vert	Importation	2040	142	AES	0	168	142
Hydrogène vert	Importation	2050	126	AES	0	30	126
GNS	Importation	REF	0	AES	0	78	0
GNS	Importation	2030	201	AES	0	123	201

Agent énergétique	Origine	Année de référence	Coûts de transport transfrontalier	Source	Teneur en CO ₂	CO ₂ SEQE-UE	Coûts (agent énergétique + CO ₂)
			[CHF/MWhPCI]		[kg CO ₂ eq/MWhPCI]	[CHF/t CO ₂]	[CHF/MWhPCI]
GNS	Importation	2040	185	AES	0	168	185
GNS	Importation	2050	164	AES	0	30	164
Biocarburants	Importation	REF	205	PE2050+	0	78	205
Biocarburants	Importation	2030	294	PE2050+	0	123	294
Biocarburants	Importation	2040	291	PE2050+	0	168	291
Biocarburants	Importation	2050	288	PE2050+	0	30	288
Carburant synthétique (PtL)	Importation	REF	468	PE2050+	0	78	468
Carburant synthétique (PtL)	Importation	2030	401	PE2050+	0	123	401
Carburant synthétique (PtL)	Importation	2040	355	PE2050+	0	168	355
Carburant synthétique (PtL)	Importation	2050	319	PE2050+	0	30	319
Produits pétroliers	Importation	REF	55	PE2050+	265	78	75
Produits pétroliers	Importation	2030	52	PE2050+	265	123	85
Produits pétroliers	Importation	2040	46	PE2050+	265	168	90
Produits pétroliers	Importation	2050	30	PE2050+	265	30	37

Agent énergétique	Origine	Année de référence	Coûts de transport transfrontalier	Source	Teneur en CO ₂	CO ₂ SEQE-UE	Coûts (agent énergétique + CO ₂)
			[CHF/MWhPCI]		[kg CO ₂ eq/MWhPCI]	[CHF/t CO ₂]	[CHF/MWhPCI]
Pétrole brut	Importation	REF	47	PE2050+	265	78	68
Pétrole brut	Importation	2030	47	PE2050+	265	123	80
Pétrole brut	Importation	2040	42	PE2050+	265	168	87
Pétrole brut	Importation	2050	29	PE2050+	265	30	37
Biomasse solide (bois)	Importation	REF	41	PE2050+	0	78	41
Biomasse solide (bois)	Importation	2030	46	PE2050+	0	123	46
Biomasse solide (bois)	Importation	2040	51	PE2050+	0	168	51
Biomasse solide (bois)	Importation	2050	56	PE2050+	0	30	56
Combustibles nucléaires	Importation	REF	1,7	TYNDP2020	0	78	2
Combustibles nucléaires	Importation	2030	1,7	TYNDP2020	0	123	2
Combustibles nucléaires	Importation	2040	1,7	TYNDP2020	0	168	2
Combustibles nucléaires	Importation	2050	1,7	TYNDP2020	0	30	2
Déchets UIOM	Importation	REF	1,9	PE2050+	332	78	28
Déchets UIOM	Importation	2030	1,9	PE2050+	332	123	43

Agent énergétique	Origine	Année de référence	Coûts de transport transfrontalier	Source	Teneur en CO ₂	CO ₂ SEQE-UE	Coûts (agent énergétique + CO ₂)
			[CHF/MWhPCI]		[kg CO ₂ eq/MWhPCI]	[CHF/t CO ₂]	[CHF/MWhPCI]
Déchets UIOM	Importation	2040	1,9	PE2050+	332	168	58
Déchets UIOM	Importation	2050	1,9	PE2050+	332	30	12
Lignite	Importation	REF	6,5	TYNDP2020	364	78	35
Lignite	Importation	2030	6,5	TYNDP2020	364	123	51
Lignite	Importation	2040	6,5	TYNDP2020	364	168	68
Lignite	Importation	2050	6,5	TYNDP2020	364	30	17
Houille	Importation	REF	19	PE2050+	334	78	45
Houille	Importation	2030	17	PE2050+	334	123	58
Houille	Importation	2040	17	PE2050+	334	168	73
Houille	Importation	2050	12	PE2050+	334	30	22

7.3 Consommation d'électricité

Tableau 8: Récapitulatif de la consommation d'électricité annuelle (en GWh/an) par scénario, par variante et par consommateur pour REF et 2050.

Consommation	Année	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	Développement des ER		Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.				
	Accord sur l'élec.		intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée
	PV avec limitation d'injection		stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)				
	Consommation		efficace	efficac e	efficace	efficac e	efficace	efficace	efficace	efficac e
	Variante		Gaz	Gaz	LTO	LTO	Plus d'importation s	Plus d'importation s	Plus d'éolien	Plus d'éolien
Consommation finale conventionnelle	Chemins de fer (NR 1)	2590	3550	3550	3550	3550	3550	3550	3550	3550
Consommation finale conventionnelle	Transport (NR 3)	136	187	187	187	187	187	187	187	187
Consommation finale conventionnelle	Besoins en électricité NR 3	672	545	545	545	545	545	545	545	545
Consommation finale conventionnelle	Besoins en électricité NR 5	12 041	9584	9584	9584	9584	9584	9584	9584	9584
Consommation finale conventionnelle	Besoins en électricité NR 7	14 522	12 050	12 050	12 050	12 050	12 050	12 050	12 050	12 050

Consommation	Année	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	Développement des ER		Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.				
	Accord sur l'élec.		intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée
	PV avec limitation d'injection		stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)				
	Consommation		efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace
	Variante		Gaz	Gaz	LTO	LTO	Plus d'importations	Plus d'importations	Plus d'éolien	Plus d'éolien
Consommation finale conventionnelle	Besoins en électricité prosommateur	14 756	13 441	13 441	13 441	13 441	13 441	13 441	13 441	13 441
Chauffage/refroidissement	Climatisation (conditionnement électrique de l'air)	1180	1382	1382	1382	1382	1382	1382	1382	1382
Chauffage/refroidissement	Climatisation (pompe à chaleur)	139	602	602	602	602	602	602	602	602
Chauffage/refroidissement	Chauffage électrique (DHW)	2539	88	88	88	88	88	88	29	29
Chauffage/refroidissement	Chauffage électrique (PH)	3021	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212
Chauffage/refroidissement	Chauffage électrique (SH)	3748	108	108	108	108	108	108	35	35

Consommation	Année	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	Développement des ER		Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.				
	Accord sur l'élec.		intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée
	PV avec limitation d'injection		stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)				
	Consommation		efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace
	Variante		Gaz	Gaz	LTO	LTO	Plus d'importations	Plus d'importations	Plus d'éolien	Plus d'éolien
Chauffage/refroidissement	Pompe à chaleur (DHW)	199	1876	1876	1876	1876	1876	1876	1876	1876
Chauffage/refroidissement	Pompe à chaleur (PH)	84	257	257	257	257	257	257	257	257
Chauffage/refroidissement	Pompe à chaleur (SH)	1606	7497	7497	7497	7497	7497	7497	7497	7497
E-mobilité	E-mobilité (NR 7)		8373	8373	8373	8373	8373	8373	8373	8373
E-mobilité	E-mobilité (NR 5)		7526	7526	7526	7526	7526	7526	7526	7526
Centres de calcul	Centres de calcul		3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
CSC	CSC centrale à cycle combiné gaz		580	570	291	301	266	507	225	233
CSC	CSC brûleur à charbon (PH)		4	4	4	4	4	4	4	4

Consommation	Année	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	Développement des ER		Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.				
	Accord sur l'élec.		intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée
	PV avec limitation d'injection		stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)				
	Consommation		efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace
	Variante		Gaz	Gaz	LTO	LTO	Plus d'importations	Plus d'importations	Plus d'éolien	Plus d'éolien
CSC	CSC DAC Suisse		598	596	510	514	504	572	722	685
CSC	CSC UIOM		136	136	136	136	136	136	136	136
CSC	CSC chauffage au mazout (PH)		13	13	13	13	13	13	13	13
CSC	CSC acier/chimie		108	108	108	108	108	108	108	108
CSC	CSC brûleur à déchets (PH)		356	356	356	356	356	356	356	356
CSC	CSC CETE bois		185	185	185	185	185	185	185	185
Électrolyse	Électrolyse (NR 3)									
Électrolyse	Électrolyse (centrale au fil de l'eau)		3487	3229	3565	3873	3601	3313	3854	3485

Consommation	Année	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	Développement des ER		Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.				
	Accord sur l'élec.		intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée
	PV avec limitation d'injection		stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)				
	Consommation		efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace
	Variante		Gaz	Gaz	LTO	LTO	Plus d'importations	Plus d'importations	Plus d'éolien	Plus d'éolien
Grandes pompes à chaleur	Grande pompe à chaleur		2700	2700	2700	2700	2700	2700	2700	2700
Exportation (nette)	Exportation	597			336	328				
Pertes de réseau	Pertes de réseau	5188	5582	5413	5648	5488	5635	5403	5482	5321
Batteries	Batteries		664	539	664	534	665	565	487	380
Installations de pompage-turbinage	Installations de pompage-turbinage	653	1460	1463	1523	1591	1511	1688	1254	689

7.4 Production d'électricité

Tableau 9: Récapitulatif de la production d'électricité annuelle (en GWh/an) par scénario, par variante et par technologie pour REF et 2050.

Production	Année	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	Développement des ER		Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.				
	Accord sur l'élec.		intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée
	PV avec limitation d'injection		stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)				
	Consommation		efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace
	Variante		Gaz	Gaz	LTO	LTO	Plus d'importations	Plus d'importations	Plus d'éolien	Plus d'éolien
Importation (nette)	Importation		2890	2099			7927	3364	5604	4329
Éolien	Éolien (générateur)	137	3685	3735	3686	3727	3683	3729	24 722	25 897
PV	PV sur les toits	2408	32 672	32 672	32 672	32 672	32 672	32 672	7199	6216
PV	PV alpin		1788	1835	1789	1804	1781	1825		
PV	PV à échelle industrielle		1812	1839	1822	1813	1801	1853	9999	10 001
Centrales à gaz	Centrale à cycle combiné gaz (CSC)		9568	9406	4804	4974	4389	8362	3710	3842
Nucléaire	LTO				7815	7468				

Production	Année	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	Développement des ER		Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.				
	Accord sur l'élec.		intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée
	PV avec limitation d'injection		stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)				
	Consommation		efficace	efficac e	efficace	efficac e	efficace	efficace	efficace	efficace
	Variante		Gaz	Gaz	LTO	LTO	Plus d'importations	Plus d'importations	Plus d'éolien	Plus d'éolien
	Nucléaire	Nouvelle centrale nucléaire								
	Nucléaire	Centrale nucléaire existante	23 197							
	Centrale au fil de l'eau	Centrale au fil de l'eau (> 10 MW)	13 243	13 243	13 243	13 243	13 243	13 243	13 243	13 243
	Centrale au fil de l'eau	Centrale au fil de l'eau (< 10 MW)	3311	3430	3430	3430	3430	3430	3430	3430
	Centrale hydroélectrique à accumulation	Centrale hydroélectrique à accumulation	17 972	18 739	18 739	18 739	18 739	18 739	18 739	18 739
	UIOM	UIOM (CSC)		1637	1637	1637	1637	1637	1637	1637
	UIOM	UIOM	2339	702	702	702	702	702	702	702

Production	Année	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	Développement des ER		Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.				
	Accord sur l'élec.		intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée
	PV avec limitation d'injection		stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)				
	Consommation		efficace	efficac e	efficace	efficac e	efficace	efficace	efficace	efficace
	Variante		Gaz	Gaz	LTO	LTO	Plus d'importations	Plus d'importations	Plus d'éolien	Plus d'éolien
CCF/pile à comb.	CETE biogaz	92	1140	1140	1140	1140	1140	1140		
CCF/pile à comb.	CETE gaz	622							529	232
CCF/pile à comb.	CETE géothermie		200	200	200	200	200	200	250	250
CCF/pile à comb.	CETE bois (CSC)		725	725	725	725	725	725	725	725

7.5 Puissance (électricité uniquement)

Tableau 10: Récapitulatif de la puissance installée servant à la production d'électricité (en GW) par scénario, par variante et par consommateur pour REF et 2050.

Puissance	Année	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	Développement des ER		Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.				
	Accord sur l'élec.		intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée
	PV avec limitation d'injection		stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)				
	Consommation		efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace
	Variante		Gaz	Gaz	LTO	LTO	Plus d'importations	Plus d'importations	Plus d'éolien	Plus d'éolien
Éolien	Éolien (générateur)	0,075	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	12,462	12,968
PV	PV sur les toits	2,000	27,138	27,138	27,138	27,138	27,138	27,138	5,980	5,164
PV	PV alpin	0,000	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	0,000	0,000
PV	PV à échelle industrielle	0,000	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	7,148	7,148
Centrales à gaz	Centrale à cycle combiné gaz (CSC)	0,000	2,477	2,466	1,413	1,317	1,918	2,249	2,051	1,085

Puissance	Année	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	Développement des ER		Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.				
	Accord sur l'élec.		intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée
	PV avec limitation d'injection		stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)				
	Consommation		efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace
	Variante		Gaz	Gaz	LTO	LTO	Plus d'importations	Plus d'importations	Plus d'éolien	Plus d'éolien
Nucléaire	LTO	0,000	0,000	0,000	1,011	1,011	0,000	0,000	0,000	0,000
Nucléaire	Nouvelle centrale nucléaire	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nucléaire	Centrale nucléaire existante	2,974								
Centrale au fil de l'eau	Centrale au fil de l'eau (> 10 MW)	2,871	2,871	2,871	2,871	2,871	2,871	2,871	2,871	2,871
Centrale au fil de l'eau	Centrale au fil de l'eau (< 10 MW)	0,718	0,744	0,744	0,744	0,744	0,744	0,744	0,744	0,744
Centrale hydroélectrique à accumulation	Centrale hydroélectrique à accumulation	8,200	8,379	8,379	8,379	8,379	8,379	8,379	8,379	8,379

Puissance	Année	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	Développement des ER		Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.				
	Accord sur l'élec.		intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée
	PV avec limitation d'injection		stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)				
	Consommation		efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace
	Variante		Gaz	Gaz	LTO	LTO	Plus d'importations	Plus d'importations	Plus d'éolien	Plus d'éolien
UIOM	UIOM (CSC)	0,000	0,301	0,301	0,301	0,301	0,301	0,301	0,301	0,301
UIOM	UIOM	0,430	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129
CCF/pile à comb.	CETE biogaz	0,071	0,714	0,710	0,714	0,714	0,714	0,693	0,000	0,000
CCF/pile à comb.	CETE gaz	0,380	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,901	0,712
CCF/pile à comb.	CETE géothermie	0,000	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
CCF/pile à comb.	CETE bois (CSC)	0,000	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083

Puissance	Année	REF	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
	Développement des ER		Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.	Loi pour l'élec.				
	Accord sur l'élec.		intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée	intégrée	isolée
	PV avec limitation d'injection		stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)	stat. (3 %)				
	Consommation		efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace	efficace
	Variante		Gaz	Gaz	LTO	LTO	Plus d'importations	Plus d'importations	Plus d'éolien	Plus d'éolien
CCF/pile à comb.	CETE bois	0,070	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055

7.6 Paramètres techniques par technologie

Tableau 11: Récapitulatif des paramètres technologiques de la modélisation par technologie pour REF et 2050.

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
UIOM	2050	Déchets UIOM	Niveau de réseau 5	20 %	0,129	701

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
UIOM CSC	2050	Déchets UIOM	Électricité UIOM (CSC)	20 %	0,301	1637
Centrale à cycle combiné gaz CH ₄ (CCGT)	2050	Méthane (gaz) gros consommateurs (haute pression)	Niveau de réseau 3	60 %	endogène (invest)	
Centrale à cycle combiné gaz	2050	Méthane (gaz) gros consommateurs (haute pression)	Niveau de réseau 3	60 %	endogène (invest)	
CSC centrale à cycle combiné gaz	2050	Méthane (gaz) gros consommateurs (haute pression)	Électricité centrale à gaz (CSC)	60 %	endogène (invest)	
CETE bois	2050	Biomasse solide/bois	Niveau de réseau 5	20 %	endogène (invest)	
CSC CETE bois	2050	Biomasse solide/bois	Électricité CETE bois (CSC)	20 %	endogène (invest)	
Méthanation (réaction de Sabatier)	2050	Hydrogène (H ₂) gros consommateurs (centrales à gaz)	Réaction de Sabatier	85 %	endogène (invest)	
Procédé Fischer-Tropsch	2050	Hydrogène (H ₂) gros consommateurs (centrales à gaz)	Procédé Fischer-Tropsch	55 %	endogène (invest)	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Chauffage au mazout (PH)	2050	Produits pétroliers	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	149
CSC chauffage au mazout (PH)	2050	Produits pétroliers	Chaleur industrielle brûleur à mazout (CSC)	85 %	endogène (invest)	224
Brûleur à charbon (PH)	2050	Houille	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	0
CSC brûleur à charbon (PH)	2050	Houille	Chaleur industrielle brûleur à charbon (CSC)	85 %	endogène (invest)	50
Incinération des déchets (PH)	2050	Déchets de cimenteries	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	505
Brûleur à déchets (PH)	2050	Déchets de cimenteries	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	505
CSC brûleur à déchets (PH)	2050	Déchets de cimenteries	Chaleur industrielle brûleur à déchets (CSC)	85 %	endogène (invest)	2023
CETE gaz	REF	Méthane (gaz) gros consommateurs (haute pression)	Niveau de réseau 5	30 %	endogène (invest)	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
CETE gaz	2050	Méthane (gaz) gros consommateurs (haute pression)	Niveau de réseau 5	30 %	endogène (invest)	
CETE biogaz (dont STEP)	REF	Biogaz (dont STEP)	Niveau de réseau 5	30 %	endogène (invest)	
CETE biogaz (dont STEP)	2050	Biogaz (dont STEP)	Niveau de réseau 5	30 %	endogène (invest)	
CETE géothermie	2050	Chaleur ambiante	Niveau de réseau 5	20 %	endogène (invest)	200
CETE bois	REF	Biomasse solide/bois	Niveau de réseau 5	15 %	endogène (invest)	
Pile à combustible (quartier)	2050	Méthane (gaz) petits consommateurs (basse pression)	Niveau de réseau 5	64 %	endogène (invest)	1500
UIOM	REF	Déchets UIOM	Niveau de réseau 5	20 %	0,43	2339
Centrale au fil de l'eau (turbine > 10 MW)	REF	Grande centrale au fil de l'eau	Niveau de réseau 3	100 %	2,871143188	
Centrale au fil de l'eau (turbine > 10 MW)	2050	Grande centrale au fil de l'eau	Niveau de réseau 3	100 %	2,871143188	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Centrale au fil de l'eau (turbine, < 10 MW)	REF	Petite centrale au fil de l'eau	Niveau de réseau 5	100 %	0,717785797	
Centrale au fil de l'eau (turbine, < 10 MW)	2050	Petite centrale au fil de l'eau	Niveau de réseau 5	100 %	0,743657928	
Centrale hydroélectrique à accumulation existante (turbine)	REF	Centrale hydroélectrique à accumulation	Niveau de réseau 1	85 %	8,2	
Centrale hydroélectrique à accumulation existante (turbine)	2050	Centrale hydroélectrique à accumulation	Niveau de réseau 1	85 %	8,379	
Installation de pompage-turbinage (turbine)	REF	Installation de pompage-turbinage (existante)	Réseau de transport NR 1	85 %	3,2	4000
Installation de pompage-turbinage (turbine)	2050	Installation de pompage-turbinage (existante)	Réseau de transport NR 1	85 %	4,2	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Installation de pompage-turbinage (pompe)	REF	Réseau de transport NR 1	Installation de pompage-turbinage (existante)	85 %	2,7	4000
Installation de pompage-turbinage (pompe)	2050	Réseau de transport NR 1	Installation de pompage-turbinage (existante)	85 %	3,7	
Nouvelle installation de pompage-turbinage (turbine)	2050	Installation de pompage-turbinage (nouvelle)	Réseau de transport NR 1	85 %	1,8	
Nouvelle installation de pompage-turbinage (pompe)	2050	Réseau de transport NR 1	Installation de pompage-turbinage (nouvelle)	85 %	endogène (invest)	
Turbine à gaz H ₂	2050	Hydrogène (H ₂) gros consommateurs (centrales à gaz)	Niveau de réseau 3	42 %	endogène (invest)	
Centrale à cycle combiné gaz H ₂	2050	Hydrogène (H ₂) gros consommateurs (centrales à gaz)	Niveau de réseau 3	60 %	endogène (invest)	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Turbine à gaz CH ₄ (OCGT)	2050	Méthane (gaz) gros consommateurs (haute pression)	Niveau de réseau 3	42 %	endogène (invest)	
Électrolyse (NR 3)	2050	Réseau haute tension NR 3	Hydrogène (H ₂) gros consommateurs (centrales à gaz)	63 %	endogène (invest)	
Électrolyse (grande centrale au fil de l'eau)	2050	Grande centrale au fil de l'eau	Hydrogène (H ₂) électrolyse grande centrale au fil de l'eau	63 %	endogène (invest)	
Chauffage H ₂ (PH)	2050	Hydrogène (H ₂) petits consommateurs (chauffage à distance/industrie)	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	1806
Combustion de charbon (SH)	REF	Houille	Chauffage	80 %	endogène (invest)	36
Combustion de charbon (DHW)	REF	Houille	Eau chaude	70 %	endogène (invest)	1
Combustion de charbon (PH)	REF	Houille	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	1010
Incinération des déchets (SH)	REF	Déchets de cimenteries	Chauffage	80 %	endogène (invest)	45

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Incinération des déchets (DHW)	REF	Déchets de cimenteries	Eau chaude	70 %	endogène (invest)	5
Incinération des déchets (PH)	REF	Déchets de cimenteries	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	2528
Brûleur à déchets (PH)	REF	Déchets de cimenteries	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	2528
Chauffage au gaz (SH)	REF	Méthane (gaz) petits consommateurs (basse pression)	Chauffage	93 %	endogène (invest)	21 539
Chauffage au gaz (SH)	2050	Méthane (gaz) petits consommateurs (basse pression)	Chauffage	93 %	endogène (invest)	5700
Chauffage au gaz (DHW)	REF	Méthane (gaz) petits consommateurs (basse pression)	Eau chaude	72 %	endogène (invest)	2692
Chauffage au gaz (DHW)	2050	Méthane (gaz) petits consommateurs (basse pression)	Eau chaude	72 %	endogène (invest)	661
Chauffage au gaz (PH)	REF	Méthane (gaz) gros consommateurs (haute pression)	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	7975

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Chauffage au gaz (PH)	2050	Méthane (gaz) gros consommateurs (haute pression)	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	6122
Chauffage au bois (SH)	REF	Biomasse solide/bois	Chauffage	77 %	endogène (invest)	6762
Chauffage au bois (SH)	2050	Biomasse solide/bois	Chauffage	77 %	endogène (invest)	3518
Chauffage au bois (DHW)	REF	Biomasse solide/bois	Eau chaude	52 %	endogène (invest)	337
Chauffage au bois (DHW)	2050	Biomasse solide/bois	Eau chaude	52 %	endogène (invest)	309
Chauffage au bois (PH)	REF	Biomasse solide/bois	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	2270
Chauffage au bois (PH)	2050	Biomasse solide/bois	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	2263
Chauffage électrique (SH)	REF	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Chauffage	93 %	endogène (invest)	3542
Chauffage électrique (SH)	2050	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Chauffage	93 %	endogène (invest)	100

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Chauffage électrique (DHW)	REF	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Eau chaude	79 %	endogène (invest)	2079
Chauffage électrique (DHW)	2050	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Eau chaude	79 %	endogène (invest)	70
Chauffage électrique (PH)	REF	Réseau haute tension NR 3	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	2837
Chauffage électrique (PH)	2050	Réseau haute tension NR 3	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	4430
Chauffage au mazout (SH)	REF	Produits pétroliers	Chauffage	87 %	endogène (invest)	25 288
Chauffage au mazout (DHW)	REF	Produits pétroliers	Eau chaude	66 %	endogène (invest)	2724
Chauffage au mazout (PH)	REF	Produits pétroliers	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	2509
Énergie solaire thermique (SH)	REF	Énergie solaire thermique (ménages)	Chauffage	100 %	2,674572996	267
Énergie solaire thermique (SH)	2050	Énergie solaire thermique (ménages)	Chauffage	100 %	5	500

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Énergie solaire thermique (DHW)	REF	Énergie solaire thermique (ménages)	Eau chaude	100 %	4,956552585	495
Énergie solaire thermique (DHW)	2050	Énergie solaire thermique (ménages)	Eau chaude	100 %	15	1500
Énergie solaire thermique (PH)	REF	Énergie solaire thermique (industrie/chauffage à distance)	Chaleur industrielle	100 %	0,159642252	15
Énergie solaire thermique (PH)	2050	Énergie solaire thermique (industrie/chauffage à distance)	Chaleur industrielle	100 %	10	1000
Énergie solaire thermique (chauffage à distance)	2050	Énergie solaire thermique (industrie/chauffage à distance)	Chauffage à distance	100 %	15	1500
Chauffage à distance (SH)	REF	Chauffage à distance	Chauffage	93 %	endogène (invest)	3469
Chauffage à distance (SH)	2050	Chauffage à distance	Chauffage	93 %	endogène (invest)	14 000
Chauffage à distance (DHW)	REF	Chauffage à distance	Eau chaude	77 %	endogène (invest)	508

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Chauffage à distance (DHW)	2050	Chauffage à distance	Eau chaude	77 %	endogène (invest)	3000
Chauffage à distance (PH)	REF	Chauffage à distance	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	1343
Chauffage à distance (PH)	2050	Chauffage à distance	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	4000
Injection de biogaz dans le réseau (haute pression)	REF	Biogaz (dont STEP)	Méthane (gaz) gros consommateurs (haute pression)	100 %	10	
Injection de biogaz dans le réseau (haute pression)	2050	Biogaz (dont STEP)	Méthane (gaz) gros consommateurs (haute pression)	100 %	10	
Réseau de gaz (haute pression/basse pression)	REF	Méthane (gaz) gros consommateurs (haute pression)	Méthane (gaz) petits consommateurs (basse pression)	98 %	10	
Réseau de gaz (haute pression/basse pression)	2050	Méthane (gaz) gros consommateurs (haute pression)	Méthane (gaz) petits consommateurs (basse pression)	98 %	10	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Réseau H ₂ (distribution CH)	2050	Hydrogène (H ₂) gros consommateurs (centrales à gaz)	Hydrogène (H ₂) petits consommateurs (chauffage à distance/industrie)	95 %	10	
Station-service H ₂	2050	Hydrogène (H ₂) petits consommateurs (chauffage à distance/industrie)	Station-service hydrogène (H ₂)	95 %	10	
Raffinerie pétrolière (Cressier)	REF	Pétrole brut	Produits pétroliers	95 %	16,24236111	32 484
Prosummateur (batterie)	REF	Prosummateur (batterie domestique)	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	100 %	2	
Prosummateur (batterie)	2050	Prosummateur (batterie domestique)	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	100 %	33,64091799	
Prosummateur (soutirage du réseau)	REF	Réseau de distribution NR 7	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	100 %	10	
Prosummateur (soutirage du réseau)	2050	Réseau de distribution NR 7	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	100 %	10	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
CSC CETE bois (CSC)	2050	Électricité CETE bois (CSC)	Niveau de réseau 5	100 %	10	
CSC centrale à cycle combiné gaz (CSC)	2050	Électricité centrale à gaz (CSC)	Niveau de réseau 3	100 %	10	
UIOM (CSC)	2050	Électricité UIOM (CSC)	Niveau de réseau 5	100 %	10	
CSC chaleur industrielle brûleur à mazout	2050	Chaleur industrielle brûleur à mazout (CSC)	Chaleur industrielle	100 %	10	
CSC chaleur industrielle brûleur à charbon	2050	Chaleur industrielle brûleur à charbon (CSC)	Chaleur industrielle	100 %	10	
CSC chaleur industrielle brûleur à déchets	2050	Chaleur industrielle brûleur à déchets (CSC)	Chaleur industrielle	100 %	10	
Vapeur industrielle UIOM	REF	Chauffage à distance (UIOM)	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	1800
Vapeur industrielle UIOM	2050	Chauffage à distance (UIOM)	Chaleur industrielle	85 %	endogène (invest)	1800

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Chauffage à distance UIOM	REF	Chauffage à distance (UIOM)	Chauffage à distance	85 %	endogène (invest)	2200
Chauffage à distance UIOM	2050	Chauffage à distance (UIOM)	Chauffage à distance	85 %	endogène (invest)	2200
CSC acier/chimie	2050	Réseau haute tension NR 3	Source ponctuelle de CO ₂	18 %	0,068493151	600
CSC DAC Suisse	2050	Réseau haute tension NR 3	Source ponctuelle de CO ₂	40 %	endogène (invest)	
Transport et stockage du CO ₂ (jusqu'à 0,5 Mt)	2050	CO ₂	Installation de stockage de CO ₂	0 %	41,66666667	500
Transport et stockage du CO ₂ (jusqu'à 2 Mt)	2050	CO ₂	Installation de stockage de CO ₂	0 %	125	1500
Transport et stockage du CO ₂ (jusqu'à 5 Mt)	2050	CO ₂	Installation de stockage de CO ₂	0 %	250	3000
Transport et stockage du CO ₂ (au-delà de 5 Mt)	2050	CO ₂	Installation de stockage de CO ₂	0 %	250	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
CSC DAC étranger	2050	CO ₂	Installation de stockage de CO ₂	0 %	5000	5000
Climatisation (pompe à chaleur)	REF	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Refroidissement ambiant	520 %	endogène (invest)	725
Climatisation (pompe à chaleur)	2050	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Refroidissement ambiant	520 %	endogène (invest)	3131
Climatisation (conditionnement électrique de l'air)	REF	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Refroidissement ambiant	280 %	endogène (invest)	11 254
Climatisation (conditionnement électrique de l'air)	2050	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Refroidissement ambiant	420 %	endogène (invest)	11 254
Pompe à chaleur (SH)	REF	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Chauffage	400 %	endogène (invest)	6424
Pompe à chaleur (SH)	2050	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Chauffage	400 %	endogène (invest)	29 987

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Pompe à chaleur (DHW)	REF	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Eau chaude	400 %	endogène (invest)	797
Pompe à chaleur (DHW)	2050	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Eau chaude	400 %	endogène (invest)	7502
Grande pompe à chaleur (chauffage à distance)	2050	Réseau moyenne tension NR 5	Chauffage à distance	400 %	endogène (invest)	10 800
Pompe à chaleur (PH)	REF	Réseau moyenne tension NR 5	Chaleur industrielle	400 %	endogène (invest)	342
Pompe à chaleur (PH)	2050	Réseau moyenne tension NR 5	Chaleur industrielle	400 %	endogène (invest)	1026
Éolien	REF		Éolien	100 %	endogène (invest)	1826
Éolien	2050		Éolien	100 %	endogène (invest)	1999
PV sur les toits	REF		Prosummateur PV	100 %	endogène (invest)	1203
PV sur les toits	2050		Prosummateur PV	100 %	endogène (invest)	1203

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
PV alpin	2050		PV alpin	100 %	endogène (invest)	1458
PV surfaces au sol (fourniture d'énergie)	2050		PV surfaces au sol	100 %	endogène (invest)	1399
Énergie solaire thermique (à grande échelle)	REF		Énergie solaire thermique (industrie/chauffage à distance)	100 %	endogène (invest)	1946
Énergie solaire thermique (à grande échelle)	2050		Énergie solaire thermique (industrie/chauffage à distance)	100 %	endogène (invest)	1946
Énergie solaire thermique (à petite échelle)	REF		Énergie solaire thermique (ménages)	100 %	endogène (invest)	1946
Énergie solaire thermique (à petite échelle)	2050		Énergie solaire thermique (ménages)	100 %	endogène (invest)	1946
Importation depuis AT (année/hiver)	REF	Électricité AT	Niveau de réseau 1	98 %	1,2	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Importation depuis AT (année/hiver)	2050	Électricité AT	Niveau de réseau 1	98 %	1,2	
Exportation vers AT (année/hiver)	REF	Réseau de transport NR 1	Électricité AT	98 %	1,2	
Exportation vers AT (année/hiver)	2050	Réseau de transport NR 1	Électricité AT	98 %	1,2	
Importation depuis DE (année/hiver)	REF	Électricité DE	Niveau de réseau 1	98 %	2,6	
Importation depuis DE (année/hiver)	2050	Électricité DE	Niveau de réseau 1	98 %	4,4	
Exportation vers DE (année/hiver)	REF	Réseau de transport NR 1	Électricité DE	98 %	4,2	
Exportation vers DE (année/hiver)	2050	Réseau de transport NR 1	Électricité DE	98 %	4,2	
Importation depuis FR (année/hiver)	REF	Électricité FR	Niveau de réseau 1	98 %	3,7	
Importation depuis FR (année/hiver)	2050	Électricité FR	Niveau de réseau 1	98 %	4,5	
Exportation vers FR (année/hiver)	REF	Réseau de transport NR 1	Électricité FR	98 %	1,4	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Exportation vers FR (année/hiver)	2050	Réseau de transport NR 1	Électricité FR	98 %	2,2	
Importation depuis IT Nord (année/hiver)	REF	Électricité IT	Niveau de réseau 1	98 %	1,9	
Importation depuis IT Nord (année/hiver)	2050	Électricité IT	Niveau de réseau 1	98 %	3,1	
Exploration depuis IT Nord (année/hiver)	REF	Réseau de transport NR 1	Électricité IT	98%	4,4	
Exploration depuis IT Nord (année/hiver)	2050	Réseau de transport NR 1	Électricité IT	98%	5,8	
Importation depuis AT (été)	REF	Électricité AT	Niveau de réseau 1	98 %	1,2	
Importation depuis AT (été)	2050	Électricité AT	Niveau de réseau 1	98 %	1,2	
Exportation vers AT (été)	REF	Réseau de transport NR 1	Électricité AT	98 %	1,2	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Exportation vers AT (été)	2050	Réseau de transport NR 1	Électricité AT	98 %	1,2	
Importation depuis DE (été)	REF	Électricité DE	Niveau de réseau 1	98 %	2,6	
Importation depuis DE (été)	2050	Électricité DE	Niveau de réseau 1	98 %	4,4	
Exportation vers DE (été)	REF	Réseau de transport NR 1	Électricité DE	98 %	4,2	
Exportation vers DE (été)	2050	Réseau de transport NR 1	Électricité DE	98 %	4,2	
Importation depuis FR (été)	REF	Électricité FR	Niveau de réseau 1	98 %	3,7	
Importation depuis FR (été)	2050	Électricité FR	Niveau de réseau 1	98 %	4,5	
Exportation vers FR (été)	REF	Réseau de transport NR 1	Électricité FR	98 %	1,4	
Exportation vers FR (été)	2050	Réseau de transport NR 1	Électricité FR	98 %	2,2	
Importation depuis IT Nord (été)	REF	Électricité IT	Niveau de réseau 1	98 %	1,9	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Importation depuis IT Nord (été)	2050	Électricité IT	Niveau de réseau 1	98 %	3,1	
Exportation vers IT Nord (été)	REF	Réseau de transport NR 1	Électricité IT	98%	4,4	
Exportation vers IT Nord (été)	2050	Réseau de transport NR 1	Électricité IT	98%	5,8	
AT-DE	REF	Électricité AT	Électricité DE	98 %	5,4	
AT-DE	2050	Électricité AT	Électricité DE	98 %	7,5	
AT-IT	REF	Électricité AT	Électricité IT	98%	0,7	
AT-IT	2050	Électricité AT	Électricité IT	98%	0,9	
DE-AT	REF	Électricité DE	Électricité AT	98 %	5,4	
DE-AT	2050	Électricité DE	Électricité AT	98 %	7,5	
DE-FR	REF	Électricité DE	Électricité FR	98 %	3	
DE-FR	2050	Électricité DE	Électricité FR	98 %	4,8	
FR-DE	REF	Électricité FR	Électricité DE	98 %	3	
FR-DE	2050	Électricité FR	Électricité DE	98 %	4,8	
FR-IT	REF	Électricité FR	Électricité IT	98%	4,4	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
FR-IT	2050	Électricité FR	Électricité IT	98%	4,5	
IT-AT	REF	Électricité IT	Électricité AT	98 %	0,5	
IT-AT	2050	Électricité IT	Électricité AT	98 %	0,7	
IT-FR	REF	Électricité IT	Électricité FR	98 %	2,2	
IT-FR	2050	Électricité IT	Électricité FR	98 %	2,2	
Niveau de réseau él. 1 – NR 1	REF	Niveau de réseau 1	Réseau de transport NR 1	99 %	10,9	
Niveau de réseau él. 1 – NR 1	2050	Niveau de réseau 1	Réseau de transport NR 1	99 %	10,9	
Transformateur NR 2 (1-3)	REF	Réseau de transport NR 1	Niveau de réseau 3	100 %	7,8	
Transformateur NR 2 (1-3)	2050	Réseau de transport NR 1	Niveau de réseau 3	100 %	7,8	
Transformateur NR 2 (3-1)	REF	Réseau haute tension NR 3	Niveau de réseau 1	100 %	7,8	
Transformateur NR 2 (3-1)	2050	Réseau haute tension NR 3	Niveau de réseau 1	100 %	7,8	
Niveau de réseau él. 3 – NR 3	REF	Niveau de réseau 3	Réseau haute tension NR 3	99 %	8,9	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Niveau de réseau él. 3 – NR 3	2050	Niveau de réseau 3	Réseau haute tension NR 3	99 %	8,9	
Transformateur NR 4 (3-5)	REF	Réseau haute tension NR 3	Niveau de réseau 5	99 %	8,2	
Transformateur NR 4 (3-5)	2050	Réseau haute tension NR 3	Niveau de réseau 5	99 %	8,2	
Transformateur NR 4 (5-3)	REF	Réseau moyenne tension NR 5	Niveau de réseau 3	99 %	8,2	
Transformateur NR 4 (5-3)	2050	Réseau moyenne tension NR 5	Niveau de réseau 3	99 %	8,2	
Niveau de réseau NR 5 – él. 5	REF	Niveau de réseau 5	Réseau moyenne tension NR 5	98 %	9,1	
Niveau de réseau NR 5 – él. 5	2050	Niveau de réseau 5	Réseau moyenne tension NR 5	98 %	9,1	
Transformateur NR 6 (5-7)	REF	Réseau moyenne tension NR 5	Niveau de réseau 7	99 %	7,3	
Transformateur NR 6 (5-7)	2050	Réseau moyenne tension NR 5	Niveau de réseau 7	99 %	7,3	
Transformateur NR 6 (7-5)	REF	Niveau de réseau 7	Niveau de réseau 5	99 %	7,3	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Transformateur NR 6 (7-5)	2050	Niveau de réseau 7	Niveau de réseau 5	99 %	7,3	
Niveau de réseau NR 7 – él. 7	REF	Niveau de réseau 7	Réseau de distribution NR 7	96 %	7	
Niveau de réseau NR 7 – él. 7	2050	Niveau de réseau 7	Réseau de distribution NR 7	96 %	7	
Niveau de réseau él. 7 – NR 7	REF	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Niveau de réseau 7	96 %	7	
Niveau de réseau él. 7 – NR 7	2050	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Niveau de réseau 7	96 %	7	
Niveau de réseau él. 1 – NR 1	REF	Niveau de réseau 1	Réseau de transport NR 1	99 %	endogène (invest)	
Niveau de réseau él. 1 – NR 1	2050	Niveau de réseau 1	Réseau de transport NR 1	99 %	endogène (invest)	
Transformateur NR 2 (1-3)	REF	Réseau de transport NR 1	Niveau de réseau 3	100 %	endogène (invest)	
Transformateur NR 2 (1-3)	2050	Réseau de transport NR 1	Niveau de réseau 3	100 %	endogène (invest)	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Transformateur NR 2 (3-1)	REF	Réseau haute tension NR 3	Niveau de réseau 1	100 %	endogène (invest)	
Transformateur NR 2 (3-1)	2050	Réseau haute tension NR 3	Niveau de réseau 1	100 %	endogène (invest)	
Niveau de réseau él. 3 – NR 3	REF	Niveau de réseau 3	Réseau haute tension NR 3	99 %	endogène (invest)	
Niveau de réseau él. 3 – NR 3	2050	Niveau de réseau 3	Réseau haute tension NR 3	99 %	endogène (invest)	
Transformateur NR 4 (3-5)	REF	Réseau haute tension NR 3	Niveau de réseau 5	99 %	endogène (invest)	
Transformateur NR 4 (3-5)	2050	Réseau haute tension NR 3	Niveau de réseau 5	99 %	endogène (invest)	
Transformateur NR 4 (5-3)	REF	Réseau moyenne tension NR 5	Niveau de réseau 3	99 %	endogène (invest)	
Transformateur NR 4 (5-3)	2050	Réseau moyenne tension NR 5	Niveau de réseau 3	99 %	endogène (invest)	
Niveau de réseau NR 5 – él. 5	REF	Niveau de réseau 5	Réseau moyenne tension NR 5	98 %	endogène (invest)	
Niveau de réseau NR 5 – él. 5	2050	Niveau de réseau 5	Réseau moyenne tension NR 5	98 %	endogène (invest)	

Technologie	Année	Agent énergétique (principal) (entrée)	Agent énergétique (principal) (sortie)	Rendement (électrique)	Puissance (GW)	Production annuelle max. /heures de pleine charge équivalentes (GWh)
Transformateur NR 6 (5-7)	REF	Réseau moyenne tension NR 5	Niveau de réseau 7	99 %	endogène (invest)	
Transformateur NR 6 (5-7)	2050	Réseau moyenne tension NR 5	Niveau de réseau 7	99 %	endogène (invest)	
Transformateur NR 6 (7-5)	REF	Niveau de réseau 7	Niveau de réseau 5	99 %	endogène (invest)	
Transformateur NR 6 (7-5)	2050	Niveau de réseau 7	Niveau de réseau 5	99 %	endogène (invest)	
Niveau de réseau NR 7 – él. 7	REF	Niveau de réseau 7	Réseau de distribution NR 7	96 %	endogène (invest)	
Niveau de réseau NR 7 – él. 7	2050	Niveau de réseau 7	Réseau de distribution NR 7	96 %	endogène (invest)	
Niveau de réseau él. 7 – NR 7	REF	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Niveau de réseau 7	96 %	endogène (invest)	
Niveau de réseau él. 7 – NR 7	2050	Réseau de distribution NR 7 (prosommateur)	Niveau de réseau 7	96 %	endogène (invest)	

7.7 Paramètres économiques par technologie

Tableau 12: Récapitulatif des paramètres économiques de la modélisation par technologie pour REF et 2050. VOM = coûts variables d'exploitation et d'entretien (en anglais Variable Operation & Maintenance costs), CAPEX = investissements (overnight) (en anglais Capital Expenditures), FOM = coûts fixes d'exploitation et d'entretien (en anglais Fixed Operation & Maintenance costs)

Technologie	VOM (CHF/kWh)	CAPEX (CHF/kW)	FOM (CHF/kW/an)	Amortissement (Années)	Capacité minimale (GW)	Capacité maximale (GW)
UIOM	0	4600	96	40	0	0
UIOM CSC	0	6118	128	40	0	0
Centrale à cycle combiné gaz CH ₄ (CCGT)	0,002	890	21	23	0	0
Centrale à cycle combiné gaz	0,002	890	21	23	0	0
CSC centrale à cycle combiné gaz	0,003	1183	27	23	0	10
CETE bois	0,004	1400	135	15	0	0
CSC CETE bois	0,004	1862	179	15	0	0
Méthanation (réaction de Sabatier)	0,006	1500	40	30	0	
Procédé Fischer-Tropsch	0,015	3750	85	35	0	
Chauffage au mazout (PH)	0	300	9	17	0	0
CSC chauffage au mazout (PH)	0	399	11	17	0	0
Brûleur à charbon (PH)	0	650	13	25	0	0
CSC brûleur à charbon (PH)	0	864	17	25	0	0

Technologie	VOM (CHF/kWh)	CAPEX (CHF/kW)	FOM (CHF/kW/an)	Amortissement (Années)	Capacité minimale (GW)	Capacité maximale (GW)
Incinération des déchets (PH)	0	650	13	25	0	5
Brûleur à déchets (PH)	0	650	13	25	0	5
CSC brûleur à déchets (PH)	0	864	17	25	0	20
CETE gaz	0,004	1000	12	15	0	0
CETE gaz	0,004	1000	12	15	0	1
CETE biogaz (dont STEP)	0,004	1100	12	15	0	0
CETE biogaz (dont STEP)	0,004	1100	12	15	0	1
CETE géothermie	0,005	8000	222	30	0	0
CETE bois	0,004	1400	135	15	0	0
Pile à combustible (quartier)	0	3000	45	23	0	0
UIOM	0	4600	96	40		
Centrale au fil de l'eau (turbine > 10 MW)	0	3200	64	80		
Centrale au fil de l'eau (turbine > 10 MW)	0	3200	64	80		
Centrale au fil de l'eau (turbine, < 10 MW)	0	3200	64	80		
Centrale au fil de l'eau (turbine, < 10 MW)	0	3200	64	80		
Centrale hydroélectrique à accumulation existante (turbine)	0	3000	30	80		

Technologie	VOM (CHF/kWh)	CAPEX (CHF/kW)	FOM (CHF/kW/an)	Amortissement (Années)	Capacité minimale (GW)	Capacité maximale (GW)
Centrale hydroélectrique à accumulation existante (turbine)	0	3000	30	80		
Installation de pompage-turbinage (turbine)	0	3640	9	80		
Installation de pompage-turbinage (turbine)	0	3640	9	80		
Installation de pompage-turbinage (pompe)	0	1890	9	80		
Installation de pompage-turbinage (pompe)	0	1890	9	80		
Nouvelle installation de pompage-turbinage (turbine)	0	3640	9	80		
Nouvelle installation de pompage-turbinage (pompe)	0	1890	9	80	0	2
Turbine à gaz H ₂	0,002	538	24	23	0	
Centrale à cycle combiné gaz H ₂	0,002	979	43	23	0	
Turbine à gaz CH ₄ (OCGT)	0,002	489	21	23	0	
Électrolyse (NR 3)	0	1419	42	15	0	34
Électrolyse (grande centrale au fil de l'eau)	0	1419	42	15	0	10
Chauffage H ₂ (PH)	0	765	1	25	0	18

Technologie	VOM (CHF/kWh)	CAPEX (CHF/kW)	FOM (CHF/kW/an)	Amortissement (Années)	Capacité minimale (GW)	Capacité maximale (GW)
Combustion de charbon (SH)	0	650	13	25	0	0
Combustion de charbon (DHW)	0	650	13	25	0	0
Combustion de charbon (PH)	0	650	13	25	0	10
Incinération des déchets (SH)	0	650	13	25	0	0
Incinération des déchets (DHW)	0	650	13	25	0	0
Incinération des déchets (PH)	0	650	13	25	0	25
Brûleur à déchets (PH)	0	650	13	25	0	25
Chauffage au gaz (SH)	0	1900	114	20	0	22
Chauffage au gaz (SH)	0	1900	114	20	0	6
Chauffage au gaz (DHW)	0	1900	114	25	0	3
Chauffage au gaz (DHW)	0	1900	114	25	0	1
Chauffage au gaz (PH)	0	300	9	25	0	8
Chauffage au gaz (PH)	0	300	9	25	0	6
Chauffage au bois (SH)	0	2600	156	25	0	7
Chauffage au bois (SH)	0	2600	156	25	0	4
Chauffage au bois (DHW)	0	2600	156	25	0	3
Chauffage au bois (DHW)	0	2600	156	25	0	3

Technologie	VOM (CHF/kWh)	CAPEX (CHF/kW)	FOM (CHF/kW/an)	Amortissement (Années)	Capacité minimale (GW)	Capacité maximale (GW)
Chauffage au bois (PH)	0,003	500	15	25	0	23
Chauffage au bois (PH)	0,003	500	15	25	0	23
Chauffage électrique (SH)	0,001	65	1	25	0	35
Chauffage électrique (SH)	0,001	65	1	25	0	1
Chauffage électrique (DHW)	0,001	65	1	25	0	21
Chauffage électrique (DHW)	0,001	65	1	25	0	1
Chauffage électrique (PH)	0	275	1	30	0	28
Chauffage électrique (PH)	0	275	1	30	0	44
Chauffage au mazout (SH)	0,001	2500	150	20	0	25
Chauffage au mazout (DHW)	0,001	2500	150	20	0	3
Chauffage au mazout (PH)	0,001	300	9	17	0	3
Chauffage à distance (SH)	0	1400	14	40	0	35
Chauffage à distance (SH)	0	1400	14	40	0	140
Chauffage à distance (DHW)	0	1400	14	40	0	5
Chauffage à distance (DHW)	0	1400	14	40	0	30
Chauffage à distance (PH)	0	1400	14	40	0	13
Chauffage à distance (PH)	0	1400	14	40	0	40

Technologie	VOM (CHF/kWh)	CAPEX (CHF/kW)	FOM (CHF/kW/an)	Amortissement (Années)	Capacité minimale (GW)	Capacité maximale (GW)
Injection de biogaz dans le réseau (haute pression)	0,001					
Injection de biogaz dans le réseau (haute pression)	0,001					
Réseau de gaz (haute pression/basse pression)	0,029					
Réseau de gaz (haute pression/basse pression)	0,022					
Réseau H ₂ (distribution CH)	0,005					
Station-service H ₂	0,017					
Vapeur industrielle UIOM	0	10	0	40	0	1800
Vapeur industrielle UIOM	0	10	0	40	0	1800
Chauffage à distance UIOM	0	10	0	40	0	2200
Chauffage à distance UIOM	0	10	0	40	0	2200
CSC acier/chimie	0,08	3000	120	20		
CSC DAC Suisse	0,125	15 000	225	25	0	5
Transport et stockage du CO ₂ (jusqu'à 0,5 Mt)	-0,153					
Transport et stockage du CO ₂ (jusqu'à 2 Mt)	-0,145					

Technologie	VOM (CHF/kWh)	CAPEX (CHF/kW)	FOM (CHF/kW/an)	Amortissement (Années)	Capacité minimale (GW)	Capacité maximale (GW)
Transport et stockage du CO ₂ (jusqu'à 5 Mt)	-0,143					
Transport et stockage du CO ₂ (au-delà de 5 Mt)	-0,12					
CSC DAC étranger	0,182					
Climatisation (pompe à chaleur)	0	0	0	20	0	1
Climatisation (pompe à chaleur)	0	0	0	20	0	3
Climatisation (conditionnement électrique de l'air)	0	962	4	20	0	11
Climatisation (conditionnement électrique de l'air)	0	962	4	20	0	11
Pompe à chaleur (SH)	0	2700	81	20	0	6
Pompe à chaleur (SH)	0	2700	81	20	0	30
Pompe à chaleur (DHW)	0	2700	81	20	0	1
Pompe à chaleur (DHW)	0	2700	81	20	0	8
Grande pompe à chaleur (chauffage à distance)	0	800	12	20	0	11
Pompe à chaleur (PH)	0	800	12	20	0	0
Pompe à chaleur (PH)	0	800	12	20	0	1

Technologie	VOM (CHF/kWh)	CAPEX (CHF/kW)	FOM (CHF/kW/an)	Amortissement (Années)	Capacité minimale (GW)	Capacité maximale (GW)
Éolien	0	2500	39	25		0
Éolien	0	1253	21	25	1	2
PV sur les toits	0	2647	41	33	2	2
PV sur les toits	0	1020	21	33	0	34
PV alpin	0	3031	56	33	1	2
PV surfaces au sol (fourniture d'énergie)	0	536	12	33	0	2
Énergie solaire thermique (à grande échelle)	0	1588	31	33	0	1946
Énergie solaire thermique (à grande échelle)	0	612	12	33	0	1946
Énergie solaire thermique (à petite échelle)	0	3970	79	33	0	1946
Énergie solaire thermique (à petite échelle)	0	1530	30	33	0	1946
Niveau de réseau él. 1 – NR 1	0,001	530	13	40		
Niveau de réseau él. 1 – NR 1	0,001	1394	34	40		
Transformateur NR 2 (1-3)	0,001	104	2	35		
Transformateur NR 2 (1-3)	0,001	113	2	35		
Transformateur NR 2 (3-1)	0,001	0	0	35		

Technologie	VOM (CHF/kWh)	CAPEX (CHF/kW)	FOM (CHF/kW/an)	Amortissement (Années)	Capacité minimale (GW)	Capacité maximale (GW)
Transformateur NR 2 (3-1)	0,001	0	0	35		
Niveau de réseau él. 3 – NR 3	0,001	633	18	40		
Niveau de réseau él. 3 – NR 3	0,001	763	22	40		
Transformateur NR 4 (3-5)	0,001	354	10	35		
Transformateur NR 4 (3-5)	0,001	364	10	35		
Transformateur NR 4 (5-3)	0,001	0	0	35		
Transformateur NR 4 (5-3)	0,001	0	0	35		
Niveau de réseau NR 5 – él. 5	0,001	1178	41	40		
Niveau de réseau NR 5 – él. 5	0,001	1296	45	40		
Transformateur NR 6 (5-7)	0,001	622	21	35		
Transformateur NR 6 (5-7)	0,001	699	24	35		
Transformateur NR 6 (7-5)	0,001	0	0	35		
Transformateur NR 6 (7-5)	0,001	0	0	35		
Niveau de réseau NR 7 – él. 7	0,001	2233	122	40		
Niveau de réseau NR 7 – él. 7	0,001	2487	136	40		
Niveau de réseau él. 7 – NR 7	0,001	0	0	40		
Niveau de réseau él. 7 – NR 7	0,001	0	0	40		

Technologie	VOM (CHF/kWh)	CAPEX (CHF/kW)	FOM (CHF/kW/an)	Amortissement (Années)	Capacité minimale (GW)	Capacité maximale (GW)
Niveau de réseau él. 1 – NR 1	0,001	357	8	40	0	30
Niveau de réseau él. 1 – NR 1	0,001	715	17	40	0	30
Transformateur NR 2 (1-3)	0,001	104	2	35	0	30
Transformateur NR 2 (1-3)	0,001	209	5	35	0	30
Transformateur NR 2 (3-1)	0,001	0	0	35	0	30
Transformateur NR 2 (3-1)	0,001	0	0	35	0	30
Niveau de réseau él. 3 – NR 3	0,001	209	6	40	0	30
Niveau de réseau él. 3 – NR 3	0,001	418	12	40	0	30
Transformateur NR 4 (3-5)	0,001	354	10	35	0	30
Transformateur NR 4 (3-5)	0,001	709	21	35	0	30
Transformateur NR 4 (5-3)	0,001	0	0	35	0	30
Transformateur NR 4 (5-3)	0,001	0	0	35	0	30
Niveau de réseau NR 5 – él. 5	0,001	523	18	40	0	30
Niveau de réseau NR 5 – él. 5	0,001	1047	36	40	0	30
Transformateur NR 6 (5-7)	0,001	622	21	35	0	30
Transformateur NR 6 (5-7)	0,001	1245	43	35	0	30
Transformateur NR 6 (7-5)	0,001	0	0	35	0	30

Technologie	VOM (CHF/kWh)	CAPEX (CHF/kW)	FOM (CHF/kW/an)	Amortissement (Années)	Capacité minimale (GW)	Capacité maximale (GW)
Transformateur NR 6 (7-5)	0,001	0	0	35	0	30
Niveau de réseau NR 7 – él. 7	0,001	837	46	40	0	30
Niveau de réseau NR 7 – él. 7	0,001	1675	92	40	0	30
Niveau de réseau él. 7 – NR 7	0,001	0	0	40	0	30
Niveau de réseau él. 7 – NR 7	0,001	0	0	40	0	30

7.8 Autres données

D'autres données sont disponibles sur demande auprès de l'Association des entreprises électriques suisses AES.