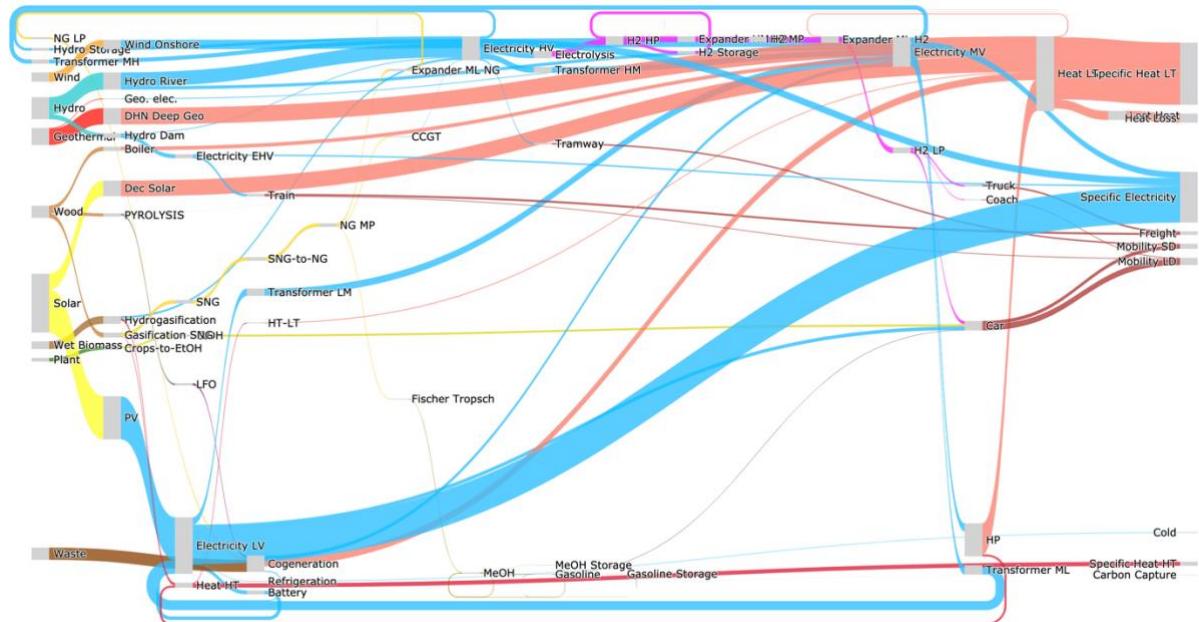




Rapport final du 15 décembre 2022

EnergyScope 2.0

Intégration de l'infrastructure des réseaux en tant que contrainte du système



Source : © Schnidrig 2021



Date : 15 décembre 2022

EPFL

Lieu : Sion

Prestataire de subventions :

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Recherche énergétique et cleantech
CH-3003 Berne
www.ofen.admin.ch

Cofinancement :

Genossenschaft VSG ASIG
Grütlistrasse 44
CH-8027 Zürich

<https://gazenergie.ch/de/>

Bénéficiaires de la subvention :

EPFL Energy Center
EPFL ENT-R CEN
BAC 103 (Château de Bassenges)
Station 5
CH-1015 Lausanne

Auteur(s):

Jonas Schnidrig, EPFL - IPESE, jonas.schnidrig@epfl.ch

Suivi du projet à l'OFEN :

Karin Söderström, karin.soederstroem@bfe.admin.ch

Numéro du contrat de l'OFEN : SI/502039-01

Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions du présent rapport.



Zusammenfassung

EnergyScope (<http://calculator.energyscope.ch/>) ist ein von der EPFL entwickelter Online-Rechner. Er ermöglicht die umfassende Simulation von Übergangsszenarien für die Schweizer Energiestrategie. Der Rechner bildet insbesondere die vom BFE im Rahmen der schweizerischen Energieperspektiven erstellten Szenarien ab und ermöglicht einen offenen Zugang zu den Modell-Eingabeparametern.

Das Ziel des vorliegenden Projekts war es, EnergyScope mit einer Darstellung der Energienetzinfrastruktur zu erweitern, wobei die Leistungsfähigkeit des Rechners erhalten bleiben sollte. Neben dem elektrischen Netz wurden auch die Gas- und Wärme-/Kältenetze modelliert.

Der Einfluss der Netzparametrisierung auf die Modellergebnisse wurde ausgewertet, und Fallbeispiele wurden untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass das Stromverteilungsnetz um 61-82% verstärkt werden muss, ohne dass die Übertragung verstärkt werden muss. Die saisonale Variation wird durch Speicherkraftwerke, die Windkraft, und die Speicherung von Methan aus Biomasse (4,8-6,0 TWh) unter Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur und Bau von Gasspeichern ausgeglichen.

Résumé

Le calculateur en ligne EnergyScope (<http://calculator.energyscope.ch/>) a été développé par l'EPFL afin de fournir à la Suisse un outil de simulation des options de la transition énergétique en fonction de divers paramètres et préférences de décision. Le calculateur reproduit en particulier les résultats des scénarios établis dans le cadre des Perspectives énergétiques sur la base de paramètres référencés et vérifiables.

Dans le présent projet, l'EPFL s'est donné pour tâche d'inclure les contraintes des réseaux énergétiques au modèle du calculateur, tout en préservant la rapidité de calcul. En plus du réseau électrique, les réseaux de gaz ainsi que les réseaux urbains ont été modélisés.

L'impact de la représentation du réseau sur les résultats du modèle est évalué, et des études de cas sont présentées. Les résultats démontrent la nécessité renforcement du réseau de distribution électrique de 61-82%, sans aucun renforcement nécessaire au niveau de la transmission. L'intermittence saisonnière est compensée par le stockage hydroélectrique, l'éolien, ainsi que de stockage de méthane produit à partir de la biomasse (4.8-6.0 TWh), en utilisant l'infrastructure gazière existante et la construction de réservoirs de stockage de méthane-.

Summary

EnergyScope (<http://calculator.energyscope.ch/>) is an online computation tool developed by EPFL. It allows the comprehensive simulation of transition scenarios for the Swiss Energy strategy. The calculator reproduces in particular the scenarios established by SFOE in the frame of the Swiss energy perspectives while allowing open access to model input parameters.

The objective of the present project was to upgrade EnergyScope with a representation of the energy grid's infrastructure while preserving the calculator performance. In addition to the electrical network, the gas and heat/cold networks were also parametrized.

The impact on the model results of the grid representation was evaluated, and case studies were performed. The results show the need to reinforce the electrical distribution network by 61-82%, without any reinforcement needed at the transmission level. Seasonal intermittency is compensated by hydroelectric storage, wind power, as well as methane storage from biomass (4.8-6.0 TWh), using the existing gas infrastructure and construction of gas storage tanks.



Table des matières

1	<i>Introduction</i>	6
1.1	Contexte et arrière-plan	6
1.2	Justification du projet	7
1.3	Objectifs du projet	8
1.3.1	Impact économique de la transition énergétique	8
1.3.2	Politique Climatique	8
1.3.3	Structure du système énergétique	9
1.3.4	Sécurité d'approvisionnement	9
2	<i>Structure du modèle</i>	11
2.1	Principes de modélisation de systèmes énergétiques	11
2.2	Le modèle EnergyScope	12
2.3	Caractérisation et comparaison de l'infrastructure	12
2.3.1	Caractérisation des réseaux	12
2.3.2	Modélisation des technologies d'infrastructure de réseaux	17
2.3.3	Définitions de résolution temporelle	18
2.4	Modélisation de l'infrastructure	19
2.4.1	Catégorisation des technologies et décomposition de la demande	19
2.4.2	Configuration et opération d'infrastructure	22
2.4.4	Coûts et fonction objectif	23
3	<i>Validation du modèle</i>	26
3.1	Système énergétique 2020	26
3.1.1	Comportements différents dans l'optimisation énergétique	26
3.1.2	Validation et comparaison de comportement	26
3.2	Pertes et auto-consommation	27
4	<i>Résultats : application à la transition énergétique</i>	29
4.1	Le système énergétique	29
4.1.1	Analyse d'incertitude	29
4.1.2	Représentation de systèmes énergétiques	29
4.1.3	Configurations typiques	30
4.2	Cas d'étude : réponses aux questions	31
4.2.1	Rôle et renforcement des réseaux	32
4.2.2	Sécurité d'approvisionnement	35
5	<i>Comparaison des modèles</i>	37
5.1	Caractérisation des modifications	37
5.1.1	Modélisation	37
5.1.2	Performance	37
5.2	Différences de solutions	38



5.2.1	Configurations.....	38
5.2.2	Coûts	40
5.2.3	Émissions.....	41
6	<i>Coopération nationale et internationale</i>	42
7	<i>Communication et transfert.....</i>	42
8	<i>Suite du projet et développements futurs.....</i>	42
9	<i>Publications.....</i>	43
10	<i>Bibliographie.....</i>	44



1 Introduction

1.1 Contexte et arrière-plan

Les modèles de systèmes énergétiques permettent de représenter un système réel et de simuler les conséquences de choix dans un domaine spécifique, aidant les décideurs à différents niveaux ainsi qu'à la société de comprendre et analyser l'impact de leurs décisions respectives. Beaucoup de modèles énergétiques ont été développés, chacun ayant son objectif d'analyse individuel. Les modèles énergétiques sont par définition des images de la réalité permettant de traiter certains aspects spécifiques tout en négligeant d'autres aspects, comme une carte géographique dont l'échelle permet de représenter les détails importants à différentes résolutions d'une région donnée.

Les modèles de systèmes énergétiques sont principalement des modèles de bilan de masse et d'énergie où les technologies de conversion sont activées pour équilibrer les demandes et les ressources. Les décisions relatives aux technologies activées dans le système énergétique sont soit fixées par des règles heuristiques et le jugement d'experts, soit par des techniques d'optimisation où les experts choisissent la fonction objectif (par exemple, le coût du système) qui détermine la solution optimale. On distingue les paramètres endogènes et exogènes : les paramètres endogènes sont calculés par le modèle lui-même, alors que les paramètres exogènes sont apportés depuis l'extérieur. Les modèles de systèmes énergétiques passent progressivement de la simulation à l'optimisation, beaucoup d'entre eux étant à code source ouvert. Par exemple, la base de données de l'initiative *openmod*¹ présente une collection de 85 modèles open source avec différentes résolutions temporelles et portées régionales. 46 de ces modèles déclarent utiliser l'optimisation.

La Table 1 présente une sélection des principaux modèles énergétiques suisses utilisés aujourd'hui. Les modèles se distinguent en fonction de leur objectif spécifique de modélisation.

STEM (PSI) a comme objectif de déterminer des scénarios énergétiques de longue durée. Le modèle combine un horizon temporel long (2010-2100) avec une représentation horaire. Le modèle est utilisé pour identifier la combinaison la moins coûteuse de technologies et de combustibles pour répondre aux futures demandes, tout en respectant d'autres contraintes techniques, environnementales et politiques. *Nexus-e* (ETHZ) a été développé afin d'offrir une plateforme avec une structure modulaire, ayant des interfaces bien définies et des hypothèses transparentes, afin de combiner d'autres modèles exogènes au modèle énergétique suisse développé, actuellement centrés sur le domaine électrique. Il permet donc de générer des scénarios en réponse à des contraintes économiques exogènes.

Swissmod (ZHAW/Université de Bâle) présente un modèle ascendant du marché de l'électricité pour la Suisse. Il comprend un réseau électrique détaillé et une représentation de l'hydroélectricité. Il fournit une résolution horaire sur un horizon d'un an avec une représentation approximative des marchés européens de l'électricité environnantes.

EnergyScope (EPFL) a été développé avec l'objectif de générer des configurations optimales du système énergétique de la façon la plus rapide possible. *EnergyScope* applique une optimisation économique sur le système énergétique pour une année spécifique. La rapidité du modèle permet de l'utiliser pour faire des analyses d'incertitude, de générer des solutions robustes ou alors de le mettre à disposition des différents acteurs pour générer des configurations individuelles de manière instantanée. Le modèle a été adapté à différentes échelles géographiques : quartiers, villes, régions, pays, continent. La rapidité du modèle a en outre permis de l'adapter pour répondre à des besoins spécifiques, tels que le développement d'un modèle de transition (Li et al. 2022).

¹<https://openmod-initiative.org/>



Table 1: Comparaison des modèles de systèmes énergétiques suisses (sélection)

Modèle	Auteurs	Institution	Année	Marché / Economie	Type de résolution	Résolution temporelle	Incertitude
STEM	Kannan et al.	PSI	2014	Endogène	Transition	Heure	Non
Swissmod	Schlecht & Weigt	ZHAW	2015	Endogène	Transition	Heure	Non
EnergyScope 1.0	Moret, Limpens, Li	EPFL	2017	Optimisation économique	Snapshot	Mois	Oui
Nexus-e	Del Grando et al.	ETHZ	2018	Flexible	Snapshot	Heure	Non
EnergyScope 2.0	Schnidrig et al.	EPFL	2022	Optimisation économique	Flexible	Mois	Oui

Le calculateur en ligne EnergyScope (<http://calculator.energyscope.ch/>) a été développé par l'EPFL afin de fournir à la Suisse un outil de simulation global, rapide et transparent des options de la transition énergétique. Il considère divers paramètres et préférences de décision, et reproduit également les résultats des scénarios établis dans le cadre des Perspectives énergétiques 2050 de la Confédération.

Dans ce projet, l'EPFL s'est donné pour tâche d'inclure les contraintes des réseaux énergétiques au modèle du calculateur, en gardant la rapidité de résolution, afin de pouvoir prendre en compte des analyses d'incertitude ou alors la génération rapide de configurations tel que dans le calculateur en ligne. Cette tâche représente un effort de paramétrisation et modélisation considérable, d'autant plus que la rapidité de calcul doit rester inchangée. En plus du réseau électrique, l'EPFL s'est attelée à représenter les réseaux de gaz (méthane, biogaz, hydrogène), les réseaux urbains de chaleur, de froid et d'eaux usées. Les flux des déchets ont également été modélisés afin de représenter adéquatement les flux de CO₂.

Afin de vérifier la validité des hypothèses et paramètres énoncés pour le modèle, ainsi que la validité des résultats obtenus, un Conseil Consultatif a été mis en place. Des cas d'études ont été énoncés, et les résultats discutés. Une analyse critique a été réalisée et est documentée dans le présent rapport.

1.2 Justification du projet

Suite à l'accident de Fukushima et la nécessité de modéliser les effets d'une transition énergétique accélérée sur les réseaux physiques, sur leur économie, et la société, de nombreuses nations et entités gouvernementales ont lancé le développement de modèles systémiques complets capables de quantifier ces variables. À ce jour, seuls peu de modèles capables de répondre à ces exigences existent, dont EnergyScope à l'échelle suisse. Sa rapidité de calcul et sa disponibilité en ligne en font un outil très apprécié des planificateurs de systèmes énergétiques, des milieux économiques, et des enseignants. L'ambition du projet était d'augmenter la fidélité du modèle en y incorporant la représentation des contraintes physiques des réseaux énergétiques tout en maintenant sa performance en termes de rapidité et de justesse. La représentation des contraintes du réseau, jusque-là absente, permet ainsi de tenir compte d'une capacité de transport finie et de répondre ainsi aux questions liées au renforcement des réseaux et à l'acheminement de l'énergie. Grâce à sa grande rapidité et à sa facilité d'utilisation, le calculateur peut être utilisé à des fins stratégiques ou de planification par tout/e responsable de réseau ou instance de décision afin d'orienter et de justifier des choix de développement futurs. Comme tout modèle, EnergyScope 2.0 reste cependant tributaire des hypothèses et données de départ dont il est nourri, et des limites de fidélité imposées par une représentation simplifiée ou clustérisée de la réalité. D'un point de vue méthodologique, EnergyScope est soumis aux hypothèses d'approche de moyenne temporelle sur les périodes mensuelles, une hypothèse de régime permanent



sans transition pour une année choisie (baguette magique) et l'hypothèse du comportement économiquement rationnel pour l'entièreté de la population du citoyen Suisse.

1.3 Objectifs du projet

Quatre cas d'études, dont le but est de répondre à différentes problématiques de recherche, ont été élaborés par le conseil consultatif. Le modèle, qui est une représentation simplifiée du système énergétique suisse, est donc conçu pour répondre aux questions relatives à (i) l'impact économique de la transition énergétique, (ii) l'impact de la politique climatique sur le système énergétique, (iii) la structure future du système énergétique et (iv) la sécurité d'approvisionnement. Chaque cas d'étude est caractérisé par ses propres paramètres, contraintes et indicateurs de performance. Faute de place et étant donné que la mise en ligne du modèle permettra à toute personne intéressée d'y répondre, le présent rapport ne présente pas de façon détaillée les résultats obtenus pour chaque question posée.

1.3.1 Impact économique de la transition énergétique

Cette étude vise à atteindre une meilleure compréhension des principaux facteurs et impacts économiques de l'évolution du système énergétique. Les algorithmes développés utilisent le modèle EnergyScope afin de répondre à la question suivante :

- Quels sont les principaux facteurs de la transition énergétique, et quel est leur impact en termes d'investissements dans les infrastructures et d'exploitation des énergies renouvelables ?

Les relations de cause à effet entre les coûts du système énergétique et les consommations d'énergie sont définies et paramétrisées comme suit :

- Le prix de l'énergie est exprimé principalement en fonction des coûts de production et distribution, des tarifs de pointe, et des besoins en stockage.

Des indicateurs de performance énergétiques et économiques sont calculés afin de comparer les différents résultats (e.g., systèmes énergétiques potentiels). Les indicateurs définis comprennent, entre autres, (i) les coûts totaux du système énergétique modélisé (coûts d'investissement, de maintenance, et d'opération par habitant/e), (ii) la part des énergies renouvelables en Suisse en 2035 et 2050, (iii) la capacité de stockage installée et l'infrastructure nécessaire pour les différents vecteurs énergétiques en 2035 et 2050, et (iv) les différences en termes d'importation et d'exportation d'énergie par rapport au scénario de référence.

1.3.2 Politique Climatique

Le but de ce cas d'étude est de déterminer comment le système énergétique suisse peut être configuré afin de satisfaire aux buts de la politique climatique suisse (net-zéro à l'horizon 2050). Dans EnergyScope, le calcul des émissions et du potentiel de réchauffement global est directement intégré au modèle du système énergétique, afin de répondre à la question suivante :

- Que signifie un système énergétique « neutre en CO₂ » et comment pouvons-nous prendre en compte les importations et exportations d'énergie ?

Les relations de cause à effet entre les coûts du système énergétique, la consommation d'énergie et les émissions de CO₂ sont dérivées en analysant et/ou paramétrisant (i) les émissions de CO₂ produites, évitées, stockées, transportées, exprimées par kWh et par technologie, (ii) le coût de la réduction des émissions de CO₂, calculé comme la différence de coût entre un système énergétique « conventionnel » et renouvelable.

Différents indicateurs de performance tels que (i) la part des énergies renouvelables, (ii) la capacité de stockage installée et des infrastructures nécessaires pour chaque vecteur énergétique, (iii) la quantité



de CO₂ importé et exporté en Suisse en 2035 et 2050 par rapport au scénario de référence et (iv) la capacité de réduction apportée par les technologies d'émissions négatives sont également calculés.

1.3.3 Structure du système énergétique

L'objectif de cette étude est de mieux comprendre les besoins en infrastructure du système énergétique. Les questions suivantes sont d'intérêt :

- Quelle est la structure optimale du système énergétique en termes de (i) niveaux de capacité de stockage centralisé et décentralisé, (ii) capacité de production renouvelable centralisée et décentralisée, et de (iii) capacité des réseaux à différents niveaux du système ? Comment évolue-t-elle en fonction des coûts d'investissement globaux, des objectifs d'émission de CO₂, des objectifs d'importation et exportation en 2035 et 2050 ?
- Quelles sont les meilleures options pour les infrastructures énergétiques (réseaux) et la structure de stockage associée, c'est-à-dire les parts de stockage hydraulique, thermique, électrique et chimique en 2035, 2050 ?
- Comment définir les prix annexes et la construction du prix de l'énergie (investissement, exploitation etc.) ?
- Quelle est la capacité de stockage nécessaire des réseaux d'énergie ?

Quatre types de variables sont considérées afin de comprendre comment le système énergétique peut évoluer :

- variables **démographiques**, tels que le nombre d'habitants ;
- variables **sociales**, tels que la demande en mobilité par habitant, et le comportement du consommateur ;
- variables **économiques**, comme par exemple les coûts d'investissement des technologies ;
- variables **politiques**, tels que les objectifs d'émissions, ou d'importation et exportation de vecteurs énergétiques.

Les niveaux d'autoconsommation et d'autosuffisance à différentes résolutions spatiales (individuel, district, communal, cantonal...) sont dérivés, et des indicateurs de performance sont calculés à partir du modèle initial afin de comprendre le compromis entre le transport et le stockage de vecteurs énergétiques (capacité globale de stockage en 2035 et 2050, part des technologies de stockage en 2035 et 2050, distribution du stockage et capacité de transport/distribution des différents niveaux).

1.3.4 Sécurité d'approvisionnement

La sécurité de l'approvisionnement a été par le passé garantie par de grandes infrastructures, des réservoirs de carburant (pétrole, méthane, etc.), et les importations. L'exploitation de ressources renouvelables telles que l'éolien et le solaire, qui sont caractérisées par leur intermittence et ne peuvent être développées que de manière locale, crée de nouveaux défis en termes de gestion de l'énergie. Le concept de « sécurité de l'approvisionnement » doit donc être redéfini car de nouvelles infrastructures de conversion et stockage d'énergie doivent être implémentées :

- Comment définir le terme « sécurité d'approvisionnement » dans un système énergétique non basé sur les énergies fossiles, qui étaient autrefois majoritairement importées ?
- Quel type d'énergie doit être importé et exporté, et en quelle quantité, au vu des besoins probables en stockage associés avec le développement des énergies renouvelables stochastiques ?
- Quelles sont les capacités de production, de stockage, et de réseau nécessaire dans cette optique ?



Afin de répondre à ces questions, l'un de scénarios envisagés est celui d'une Suisse « indépendante » énergétiquement, soit sans importations de vecteurs énergétiques. Cette hypothèse de travail permet de tester le fonctionnement du système énergétique Suisse, sans dépendance de décisions ou évènements hors-pays, en se basant uniquement sur les ressources à disposition sur le territoire Suisse. Le déploiement de technologies définit la stratégie d'investissement, puis par la suite, l'opération peut s'adapter en fonction des contraintes hors-frontières, tel que le transit de vecteurs énergétiques ou l'utilisation des potentiels des stockages.



2 Structure du modèle

2.1 Principes de modélisation de systèmes énergétiques

Les modèles énergétiques sont utilisés pour projeter la demande et l'offre futures d'énergie d'un pays ou d'une région. Ils sont surtout utilisés de manière exploratoire en supposant une certaine évolution des conditions limites telles que le développement des activités économiques, le développement démographique ou les prix de l'énergie sur les marchés mondiaux. Ils sont également utilisés pour simuler les choix politiques et technologiques qui peuvent influencer la demande et l'offre futures d'énergie, et donc les investissements dans les systèmes énergétiques, y compris les politiques d'efficacité.

Toute approche de modélisation fait abstraction, dans une certaine mesure, de la réalité en utilisant des faits stylisés, des chiffres statistiques moyens, des tendances passées ainsi que d'autres hypothèses. Mises à part les approches d'abstraction, tous les modèles énergétiques sont basés sur le principe de conservation de masse et d'énergie, afin de satisfaire la demande finale par l'offre. Celle-ci est composée d'importations et de ressources locales, qui sont transformées et acheminées/stockées au moyen de technologies de conversion et d'éléments L'infrastructure (Figure 1).

Pour ce projet un modèle d'optimisation a été généré, permettant de calculer des solutions spécifiques par fonction objectif, satisfaisant l'ensemble de contraintes. La fonction objectif est la minimisation des coûts totaux du système énergétique sous contrainte d'émissions totales nettes nulles. Les résultats de l'optimisation comportent des configurations du système énergétique, caractérisées par des ensembles de technologies et d'éléments d'infrastructure installés et utilisés au cours de différentes périodes. La performance des configurations est observée à travers des indicateurs comprenant les investissements, les coûts, les émissions, la sécurité d'approvisionnement et l'incertitude.

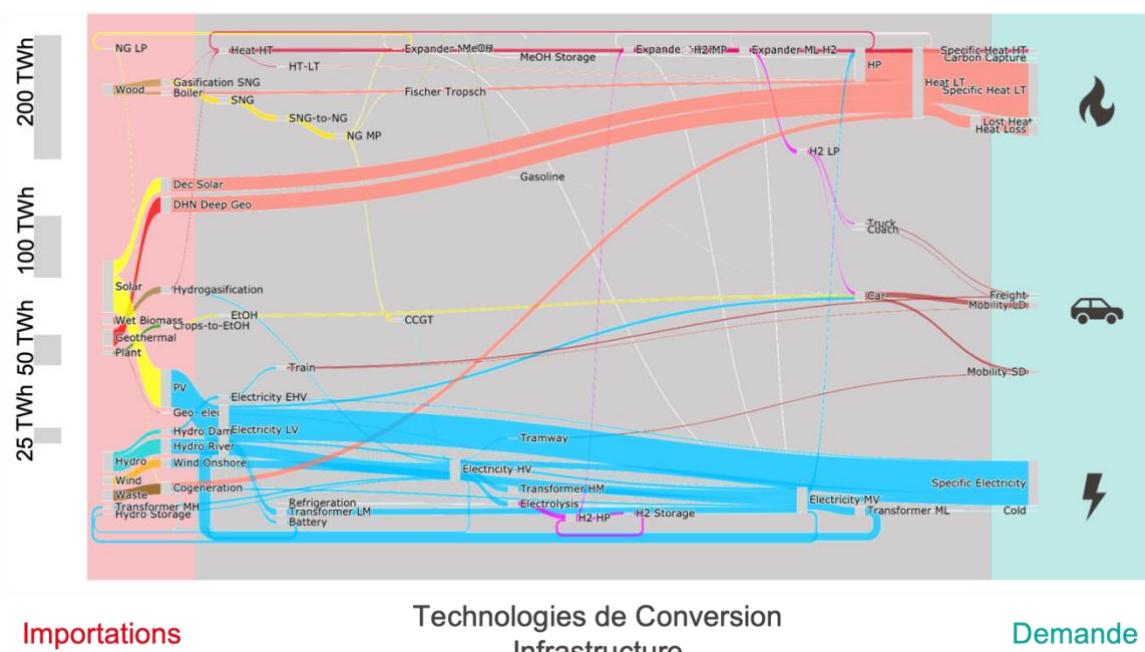


Figure 1: Diagramme de Sankey de la Suisse indépendante énergétiquement et neutre climatiquement en 2050 telle que calculée par EnergyScope 2.0.



2.2 Le modèle EnergyScope

EnergyScope est un modèle d'optimisation énergétique MILP (mixed integer linear programming) qui a été créé par Moret et al [1] avec une résolution temporelle de l'ordre de plusieurs mois. EnergyScope permet d'optimiser le système énergétique en fonction d'objectifs économiques ou environnementaux. L'objectif de ce modèle était de créer un modèle énergétique rapide et libre basé sur la conservation de l'énergie, afin de déterminer l'impact de l'incertitude caractérisant les hypothèses de départ sur l'écartement des solutions possibles au moyen d'une analyse de Monte-Carlo à itérations élevées.

Limpens et al. [2] ont restructuré EnergyScope en y intégrant l'optimisation de jours-types avec une résolution horaire, ce qui a permis de d'inclure la représentation des technologies de stockage inter et intra journaliers telles que les batteries. La résolution horaire a en outre permis de modéliser le caractère intermittent des ressources renouvelables comme le vent, le soleil, etc. L'augmentation de la résolution temporelle entraîne une augmentation du temps de calcul de résolution du modèle de 1 à 3 minutes.

L'intégration du bilan de masse permet de modéliser les flux de carbone. Li et al. [3] a intégré les flux de carbone dans les systèmes énergétiques du modèle, en créant différentes couches de flux de CO₂, à savoir biogénique, atmosphérique, capturé, séparé, etc. Cette séparation permet de prendre en compte les technologies de capture du carbone et d'améliorer l'appréhension des aspects environnementaux.

Le projet actuel consiste à intégrer une paramétrisation des réseaux énergétiques au modèle. Le modèle des flux carbone avec une résolution mensuelle a été choisi comme modèle de base.

2.3 Caractérisation et comparaison de l'infrastructure

2.3.1 Caractérisation des réseaux

L'infrastructure du système énergétique se compose de technologies de stockage et de transport. Alors que les technologies de stockage ont déjà été déjà caractérisées dans des études antérieures [4]–[7] et a pu être intégré dans le modèle EnergyScope directement. L'infrastructure de transport (réseaux) par contre était, dans les versions précédentes du modèle, représentée par un modèle de boîte noire, où l'infrastructure de transport engendrait des coûts et des impacts environnementaux proportionnel à leur déploiement. L'infrastructure était considérée comme effet secondaire au déploiement de technologies, sans satisfaction de balance massique ou énergétique.

Dans le modèle développé dans ce projet, l'infrastructure de transport est représentée par des éléments satisfaisant l'équilibre d'énergie et de masse et convertissant les ressources en produits et pertes. Tout élément du réseau est caractérisé par les variables auxiliaires de référence \dot{E}_g et l_g^{ref} , permettant de déterminer les attributs spécifiques des réseaux comme les pertes et les coûts.

Puissance de référence

La puissance du réseau \dot{E}_g est discrétisée en quatre niveaux de puissance, permettant de distinguer entre des réseaux de distribution et des réseaux de transmission. Chaque niveau de réseau peut donc être caractérisé individuellement et par la suite, intégré dans le modèle EnergyScope.

Les niveaux de puissance correspondent à la capacité de transport de quantité d'énergie par unité de temps, ce qui se traduit par niveaux de tension pour le réseau électrique. Swissgrid [8] caractérise la limite de puissance thermique limitant des niveaux de tension, définissant ainsi puissance de référence \dot{E}_g .



Le réseau gazier est limité par le niveau de pression des conduites, où chaque conduite est distinguée par un débit, ainsi qu'un diamètre caractéristique. Les données de pression du gaz [9], [10] permettent de déterminer cette puissance de référence, qui est proportionnelle au diamètre D_g [m] des conduites et à la vitesse de transition u_g [$\frac{m}{s}$]. La densité du gaz ρ ainsi que la puissance calorifique LHV sont considérées indépendantes du niveau de pression.

$$\dot{E}_g = \frac{\pi \cdot D_g^2 \cdot \rho \cdot LHV \cdot u_g}{4}, \quad \forall g \in GAS-GRIDS$$

Longueur de référence

La longueur de référence l_g^{ref} modélise la longueur moyenne de transport du vecteur énergétique dans le réseau. Elle est définie comme le rapport entre la longueur du réseau l_g^{tot} et le nombre de stations de conversion, de transformateurs et de consommateurs n_g :

$$l_g^{ref} = \frac{l_g^{tot}}{n_g}, \quad \forall g \in GRIDS$$

L'estimation de la longueur de référence l_g^{ref} du réseau électrique est basée sur des données statistiques du réseau de transmission et de la position et de la puissance des transformateurs respectifs. Le calcul de la longueur de référence des niveaux de distribution (MV & LV) est basé sur l'estimation du réseau électrique de distribution par Gupta et al. [12]. En partant des données statistiques du réseau à très haute tension, en réduisant et en distribuant par niveau jusqu'au réseau à moyenne tension [11]. Le réseau basse tension est estimé en appliquant une méthode d'équidistance des consommateurs, représentés par le registre national des maisons et bâtiments [12] dans les polygones de moyenne tension respectifs définis par Gupta et al. [11]. La densité équidistante ρ_i est dérivée des propriétés géométriques, en supposant une surface carrée A_i d'une longueur de côté a_i et en distribuant de manière équidistante les consommateurs N_i .

$$\rho_i = \frac{a_i}{A_i} = \frac{\sqrt{N_i} + 1}{\sqrt{A_i}}, \quad \forall i \in DISTRICTS$$

La validation de cette approche est réalisée en l'appliquant à l'estimation du réseau moyenne tension pour les 1257 cellules moyenne tension de la Suisse. L'erreur moyenne sur la longueur de référence est de 2.01%, tandis que l'erreur cumulée est de 23.1%.

L'estimation de la longueur de référence du réseau gazier se base sur une méthodologie similaire. Contrairement au réseau électrique, pas d'étude d'estimation du réseau de distribution n'a été faite. Avec les informations statistiques de l'emplacement et puissance des conduites de transmission (très haute pression (EHP) et à haute pression (HP)), il est possible d'appliquer l'approche d'estimation de réseau distribution similaire au réseau électrique. Comme que 20% des bâtiments en Suisse sont connectés au réseau de gaz, une région tampon géographique de 5 [km] autour des réseaux de transmission est dessinée, permettant d'estimer les quartiers connectés au réseau gazier. Les quartiers identifiés sont corrélés avec les polygones de Voronoï [11] et les réseaux de distribution sont caractérisés en se basant sur l'estimation du réseau électrique.

La densité de conduites des différents niveaux de pression π a été estimée, en supposant la même distribution que les niveaux de réseau électrique correspondants ϵ , en la mettant à l'échelle avec le rapport pression / longueur totale du réseau correspondant :

$$\rho_i^\pi = \rho_i^\epsilon \cdot \frac{l_{tot}^\pi}{l_{tot}^\epsilon}$$

La longueur du réseau gazier suisse est indiquée dans les statistiques annuelles des transporteurs gaziers Suisses [14], résumé en 2 niveaux : > 5 [bar] pour le transbordement (2243 [km]) et < 5 [bar]



pour la distribution (17648 [km]). Dans ce cas, le pipeline de transmission correspond à la grille HP et EHP, tandis que la distribution correspond aux niveaux MP et LP.

Comme aucune donnée précise n'est disponible pour la division supplémentaire de l'infrastructure, la même répartition est appliquée que pour les parts du réseau électrique. La longueur du réseau électrique en fonction du niveau de tension a été estimée par EICOM et rapportée par l'ETHZ [15]. La validation de cette hypothèse peut être faite en comparant les valeurs effectives et les valeurs estimées. En appliquant cette méthode, il est possible d'estimer les densités de pression de tous les districts (Figure 2).

La Figure 3 représente les densités de lignes de réseau obtenues grâce à la méthode présentée ci-dessus pour les districts MT de Voronoï de la Suisse. Alors que les densités de réseau basse tension suivent la distribution des agglomérations, avec une concentration maximale autour des zones densément peuplées (Genève, Zurich, Berne, Bâle), les régions alpines peuvent être clairement identifiées. L'écart entre l'environnement urbain et alpin est encore plus prononcé pour la densité du réseau de gaz, où seules les agglomérations situées dans la zone d'action des lignes à haute pression sont alimentées.

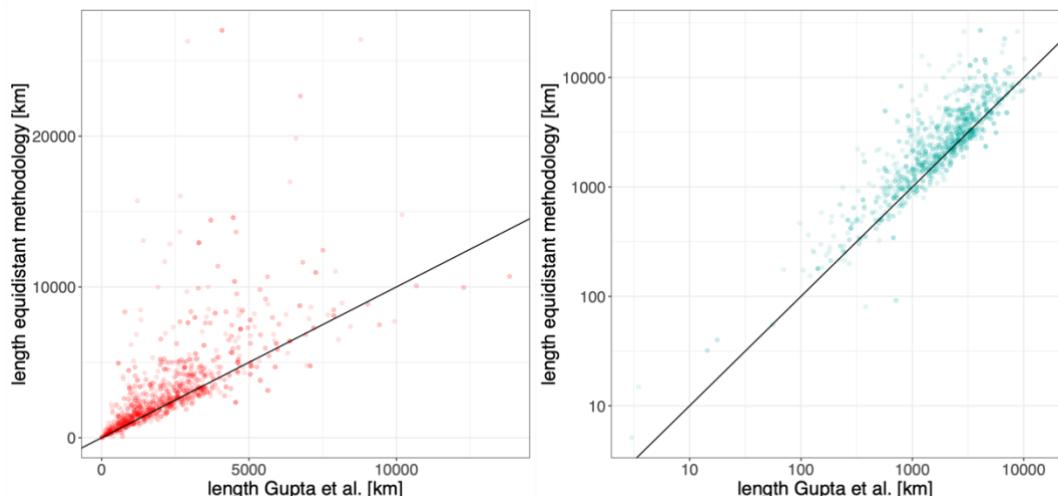


Figure 2: Tracé de parité sur la longueur du réseau de moyenne tension, caractérisé par Gupta et al. et la méthode équidistante. Les principales sources d'erreurs se trouvent dans les polygones de grande superficie par rapport aux quelques agglomérations, correspondant à l'environnement alpin et forestier. La méthode équidistante distribue les petites agglomérations regroupées dans la grande zone, ce qui conduit à une surestimation de la grille nécessaire.

Pertes

Les pertes \dot{E}_g^{losses} peuvent être exprimées comme le produit des pertes spécifiques η_g [$\frac{\%}{km}$], de la puissance d'entrée E_g^{in} [GW] et la longueur de grille de transport l_g^{ref} [km]

$$\dot{E}_g^{loss} = E_g^{in} \cdot \eta_g \cdot l_g^{ref}, \quad \forall g \in GRIDS$$

Pour le réseau de gaz, les pertes correspondent à la chute de pression dans les pipelines. La perte de puissance est donc donnée par la chute de pression à l'intérieur d'un pipeline, en fonction du qui est fonction du diamètre interne du tuyau, de la densité du fluide ρ et du carré de la vitesse du fluide v^2

$$P_{gas}^{loss} \propto D \cdot \rho \cdot v^2$$

Pour le réseau électrique, les pertes sont dues aux pertes ohmiques, en fonction de la tension U et de la résistance R



$$P_{elec}^{loss} \propto \frac{U^2}{R}$$

Coûts d'investissement

De façon similaire aux pertes, les coûts d'investissement dans le réseau $C_g^{inv} [MCHF]$ dépendent principalement du volume à construire. La longueur est exprimée comme la longueur du réseau installé $l_g^{inst.}$, tandis que la puissance des réseaux installée $S_g [GW]$ définit la surface des réseaux. Le volume est donc multiplié par le coût d'investissement spécifique du réseau $c_g^{inv} \left[\frac{MCHF}{km \cdot GW} \right]$

$$C_g^{inv} = S_g \cdot c_g^{inv} \cdot l_g^{inst.}, \quad \forall g \in GRIDS$$

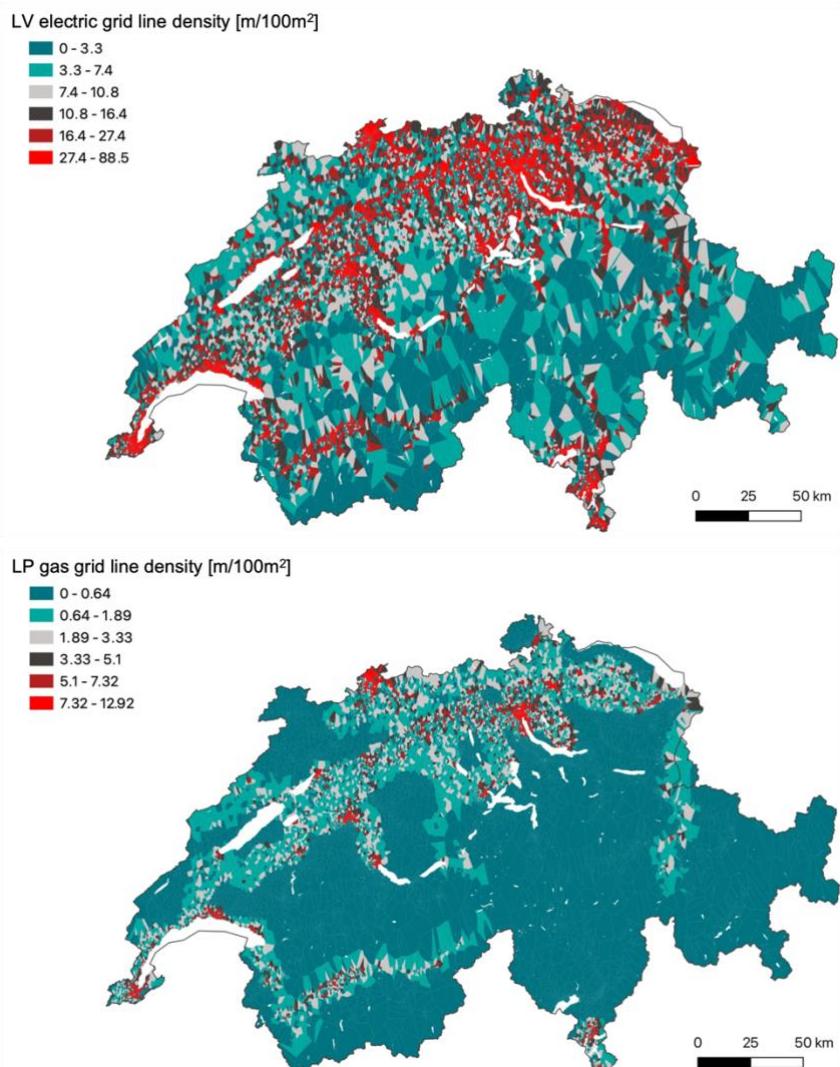


Figure 3: Carte de la Suisse avec l'estimation des densités de lignes de réseau. La figure du haut montre la densité des lignes du réseau électrique, pour les polygones de moyenne tension déterminés par la localisation des transformateurs MV/HV. La figure du bas montre la densité du réseau de gaz à basse pression, appliquée aux cellules du réseau de moyenne tension dans une plage de 5 km autour des lignes de réseau de gaz EHP et HP.

Résultats

La Figure 4 représente les paramètres caractérisant les différents réseaux, chacun divisé en quatre niveaux de puissance sur un diagramme de dispersion à échelle logarithmique.

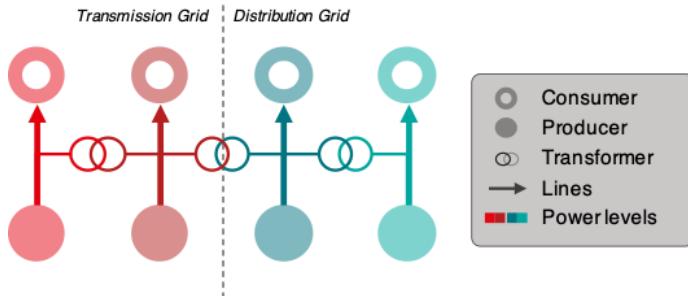


Figure 4: Caractérisation des éléments constitutifs du réseau.

On peut observer que le même ordre de grandeur s'applique aux longueurs de référence pour les niveaux de puissance. La principale différence est visible dans le coût spécifique de l'installation (Figure 5) : Cette différence s'explique principalement par les coûts des matériaux pour les conduites. Les lignes à haute tension nécessitent une grande quantité de cuivre, alors que les conduites à gaz nécessitent moins de matière et sont moins onéreuses.

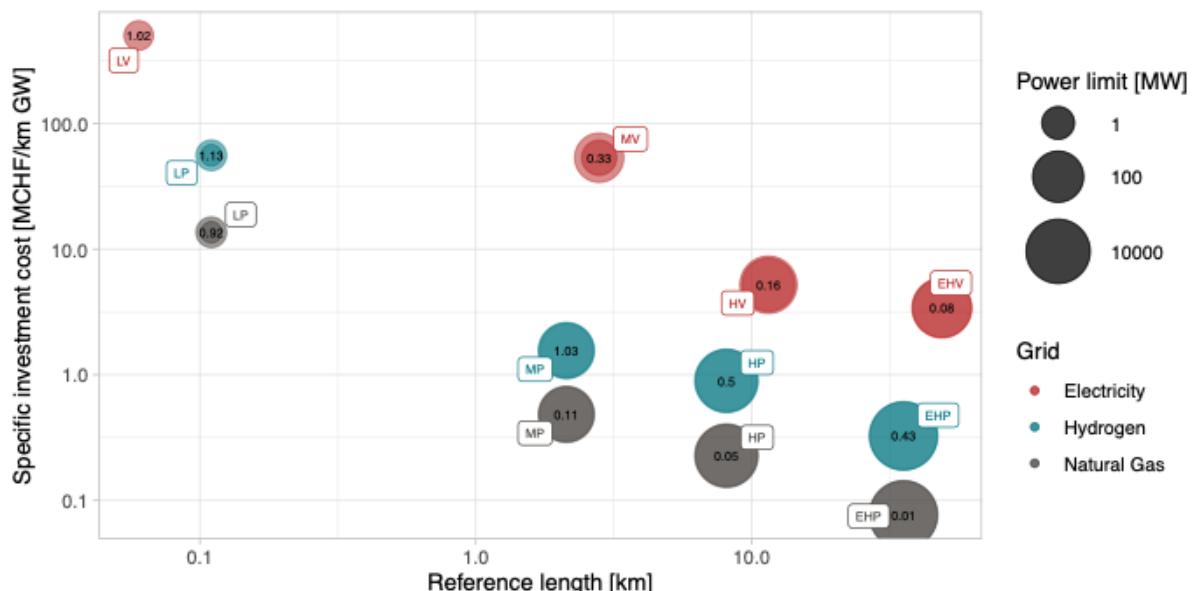


Figure 5: Caractérisation technico-économique de l'infrastructure du réseau électrique, du réseau de méthane, et du réseau d'hydrogène modélisés, pour quatre niveaux de puissance : très haute (EH), haute (H), moyenne (M) et basse (L) tension resp. pression. Le rayon intérieur correspond à la limite de puissance minimale et le rayon extérieur à la limite de puissance maximale. Étude de cas pour l'infrastructure suisse moyenne. Les pertes spécifiques sont rapportées à l'intérieur des disques.

Pour tous les réseaux, les pertes spécifiques diminuent avec l'augmentation du niveau de puissance. Ce phénomène est dû au diamètre plus grand, réduisant les pertes de frottement relatives dans les réseaux gaziers et permettant d'augmenter la tension dans le réseau électrique, réduisant les pertes ohmiques relatives.



2.3.2 Modélisation des technologies d'infrastructure de réseaux

Les réseaux sont composés d'éléments d'infrastructure. Les technologies de transformation permettent de passer d'un niveau de puissance à un autre (Figure 4). Pour les réseaux électriques, il s'agit de transformateurs, tandis que pour le réseau gazier, les transformateurs correspondent à des compresseurs ou des expulseurs. Les compresseurs utilisent de l'électricité afin d'augmenter le niveau de pression. Les expulseurs permettent d'en générer en utilisant la chute de pression.

Chacune des technologies décrites dans la Figure 4 est caractérisée selon des attributs énergétiques (Tableau 1) et économiques (Tableau 2). Le bilan thermique décrit la demande ou la perte de chaleur résultant du processus, de façon similaire au bilan électrique. De plus, la taille de référence des technologies est définie comme la puissance d'entrée de leur principal flux de vecteur énergétique. Le flux principal est divisé en pertes de conversion et en flux de sortie, qui peut être utilisé dans le système énergétique par la suite. L'efficacité de cette conversion est définie par la perte respective du réseau. Le rendement vectoriel est défini comme le rendement global de la technologie, après soustraction des pertes non récupérables. Les valeurs négatives sont définies comme des besoins énergétiques pour faire fonctionner le processus, tandis que les valeurs positives sont des flux de sortie qui peuvent être exploités.

Tableau 1: Caractérisation énergétique des technologies de transformation des infrastructures de réseau pour les trois vecteurs énergétiques (électricité / méthane / hydrogène). Le rendement du vecteur correspond au rendement de transformation de la ressource vers un niveau de puissance différent, tandis que le bilan thermique représente les pertes ou les demandes de chaleur, de manière similaire au bilan électrique. La taille de référence correspond à la taille typique de la technologie des transformateurs.

Level	η_{vector} Vector efficiency			η_{heat} Thermal balance			$\eta_{electric}$ Electric balance			Reference Size [MW]		
	[%]			[%]			[%]					
	Elec	CH ₄	H ₂	Elec	CH ₄	H ₂	Elec	CH ₄	H ₂	Elec	CH ₄	H ₂
EHL-HL	98.80	95.25	98.56	1.20	-0.11	0.72	98.80	4.86	0.72	1000	41.2	12.4
HL-EHL					0.10	-0.69		-4.46	-0.69			
HL-ML	97.35	95.60	97.96	2.65	.05	1.02	97.35	4.45	1.02	375	29.4	8.9
ML-HL					0.04	-0.93		-4.44	-0.96			
ML-LL	95.70	97.80	95.98	4.30	-0.01	2.01	95.70	2.21	2.01	75	3.3	1.0
LL-ML					0.01	-1.92		-1.99	-1.84			

Comme pour la caractérisation thermique, la caractérisation économique est basée sur la taille de référence de la technologie d'infrastructure. Le coût d'investissement pour un transformateur est estimé et est principalement composé de coûts des matériaux et de coûts de production et de développement. Les coûts du compresseur et du détendeur de méthane sont ceux de turbines disponibles sur le marché. Les coûts d'infrastructure de l'hydrogène ont été mis à l'échelle en fonction de la taille de référence spécifique, en supposant des conditions de fonctionnement similaires à celles du méthane.



Tableau 2: Caractérisation économique des transformateurs pour les trois vecteurs énergétiques (électricité / méthane / hydrogène).

Level	Lifetime			Investment costs			Maintenance costs		
	[years]			[MCHF/GW]			[MCHF/GW]		
	Elec	CH ₄	H ₂	Elec	CH ₄	H ₂	Elec	CH ₄	H ₂
EHL-HL	65	35	35	12.3	0.018	0.056	1.00	0.001	0.005
HL-EHL					7.920	13.030		0.990	1.6350
HL-ML	70	35	35	19.8	0.020	0.068	2.50	0.002	0.005
ML-HL					7.270	18.450		0.910	2.360
ML-LL	75	35	35	54.6	0.119	0.395	12.75	0.010	0.032
LL-ML					33.070	36.470		4.130	4.560

2.3.3 Différences de résolution temporelle

La modélisation des systèmes énergétiques consiste à créer des jumeaux numériques des systèmes énergétiques pour les analyser en intégrant diverses hypothèses techniques et économiques. Le lien entre la dimension du monde réel et le modèle informatique peut être déterminé en intégrant des facteurs d'échelle $k_g^{i \leftrightarrow j}$ (Figure 6). Nous distinguons trois puissances différentes.

1. \dot{E}_g^s la puissance modélisée dans EnergyScope avec une puissance moyenne sur la période de modélisation typique TP [GW^{TP}]
2. P_g^i la puissance mesurée dans le réseau à une fréquence de 15 minutes [GW^{15min}]
3. S_g^{inst} la puissance du réseau installée estimée par un ingénieur, afin de satisfaire les variations instantanées [$GW^{instantané}$]



Figure 6: Taille de l'installation puissance observée et puissance modélisée procédure de liaison avec des facteurs d'échelle et , représentés par l'installation de transformateurs sur le réseau électrique.

Le lien entre l'installation réelle et la puissance observée $k_g^{P \leftrightarrow S}$ correspond à l'intégration d'un coefficient de sécurité par un ingénieur, décidant de la taille du transformateur S_g^{inst} en observant la puissance maximale dans le réseau P_g^i mesurée. Cette puissance peut être modélisée dans le jumeau numérique du système énergétique \dot{E}_g^s , qui est lié à la puissance maximale dans le réseau P_g^i via le facteur d'échelle $k_g^{P \leftrightarrow S}$, représentant la différence de résolution temporelle entre la réalité et le modèle.

$$S_g^{inst} = k_g^{\dot{E} \leftrightarrow P} \cdot k_g^{P \leftrightarrow S} \cdot \dot{E}_g^s$$

Les facteurs d'échelle peuvent être déterminés à l'aide de données historiques. Alors que la puissance observée est exprimée en puissance moyenne sur 15 minutes, le rapport de résolution temporelle entre



la puissance mesurée et la puissance modélisée varie pour la transmission et la distribution (Figure 7), ce qui peut se résumer à une distribution uniforme de $2^{+0.76}_{-0.11}$, prise en compte dans l'analyse de sensibilité.

L'estimation du coefficient de sécurité entre l'observation et l'installation est réalisée en comparant les données mesurées $P_g^i [GW^{15min}]$ aux tailles des transformateurs installés. Gupta et al. [11] ont caractérisé le réseau électrique suisse, en discrétilisant la zone d'influence des transformateurs à très haute tension en fonction du niveau de tension du réseau à moyenne tension. L'identification de la puissance annuelle maximale par transformateur de niveau de tension $P_g^{i,max}$ à la taille typique de l'installation du transformateur S_g^{inst} , permet d'estimer le coefficient de sécurité de l'installation $k_g^{P \leftrightarrow S} = 3^{+0.18}_{-0.40}$.

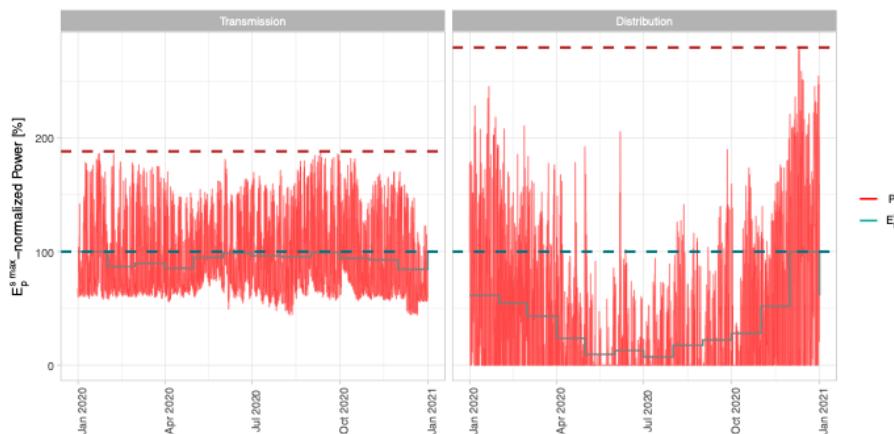


Figure 7: Évolution temporelle des courbes de puissance observées et modélisées pour la transmission et la distribution, normalisées par la puissance modélisée maximale. Le rapport entre le maximum des courbes de puissance (en pointillés) correspond au coefficient d'observation.

2.4 Modélisation de l'infrastructure

La méthodologie décrite précédemment est intégrée dans EnergyScope [1], [3], [17], modèle de système énergétique à résolution rapide exprimé sous la forme d'un problème linéaire mixte en nombres entiers basé sur des bilans énergétiques et massiques. Les bilans sont appliqués pour chaque période type, permettant de prendre en compte des variations de consommation et production différente au cours de l'année. Au sein de ce projet, la période type correspondait aux 12 mois de l'année 2050.

Pour chaque période type, les variables de décision de la taille de l'installation technologique $F [GW]$ et de l'utilisation des technologies et des ressources $F_t \left[\frac{GW}{t_{TP}} \right]$, sont optimisées sous différentes fonctions objectives, soumises à des contraintes environnementales, économiques et techniques.

2.4.1 Catégorisation des technologies et décomposition de la demande

Décomposition de la demande

Alors que les modèles de systèmes énergétiques conventionnels intègrent des demandes d'utilisations finales uniques, EnergyScope prend en compte la demande de chaleur, de mobilité et d'électricité. Afin de s'aligner sur la séparation des niveaux de puissance présentée dans ce document, la demande

d'électricité spécifique des trois secteurs d'utilisation finale d'énergie (ménages, services, industrie) doit être catégorisée. La Suisse en l'an 2020 a été choisie comme cas de validation, en considérant la consommation historique et la distribution des demandes d'utilisation finale. Afin de déterminer la demande d'électricité spécifique de chaque secteur dans les quatre niveaux de puissance, la demande d'énergie des sous-secteurs correspondants a été classée en fonction de la demande de tension (Figure 8). Les ménages sont supposés n'avoir qu'une demande d'électricité BT (Figure 8 haut gauche), tandis que pour l'industrie et les services, la caractérisation des secteurs par l'Office fédéral de la statistique [18] a été utilisée (Figure 8 bas)².

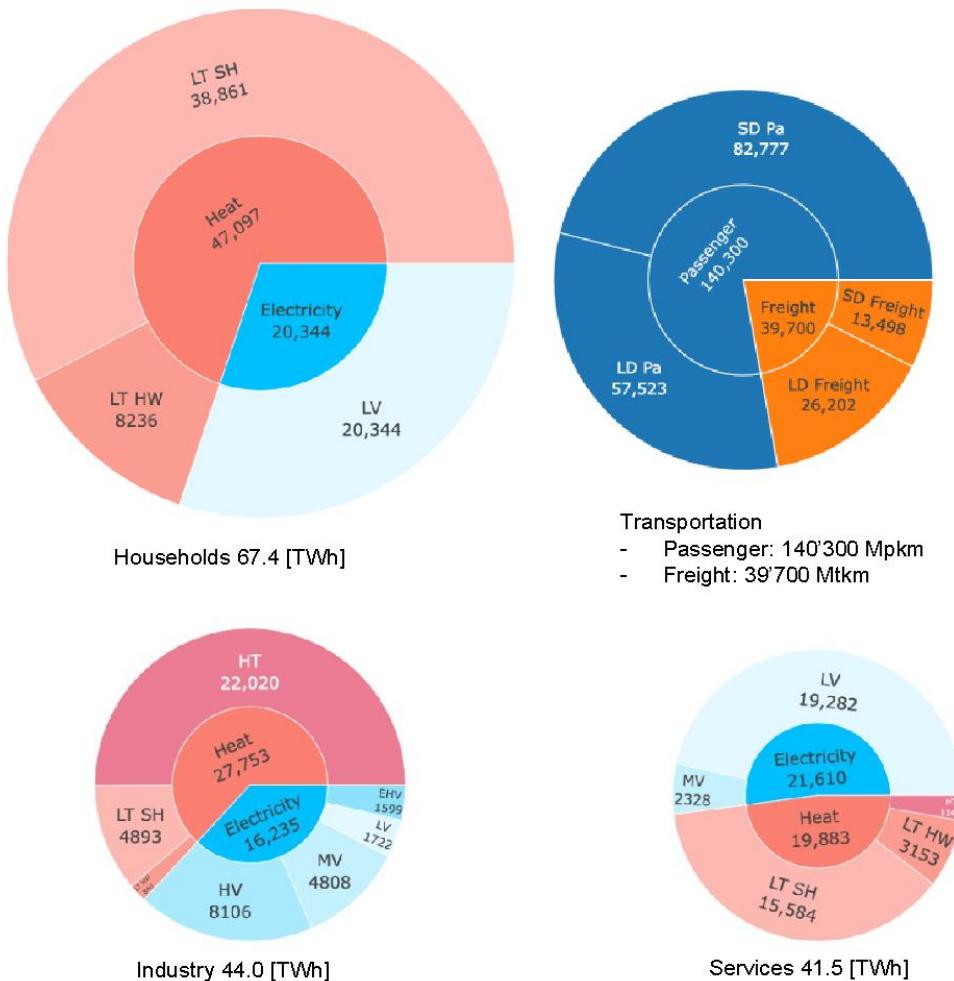


Figure 8: Séparation des demandes d'utilisation finale pour les secteurs de demande directe [GWh] de l'étude de cas Suisse 2020. La demande de chaleur est divisée en chaleur haute température (HT), chauffage des locaux à basse température (LT SH) et eau chaude (LT HW). L'électricité est divisée en niveaux de puissance : très haute tension (THT), haute tension (HT), moyenne tension (MT) et basse tension (BT). Le diamètre est proportionnel à la demande énergétique totale de chaque secteur.

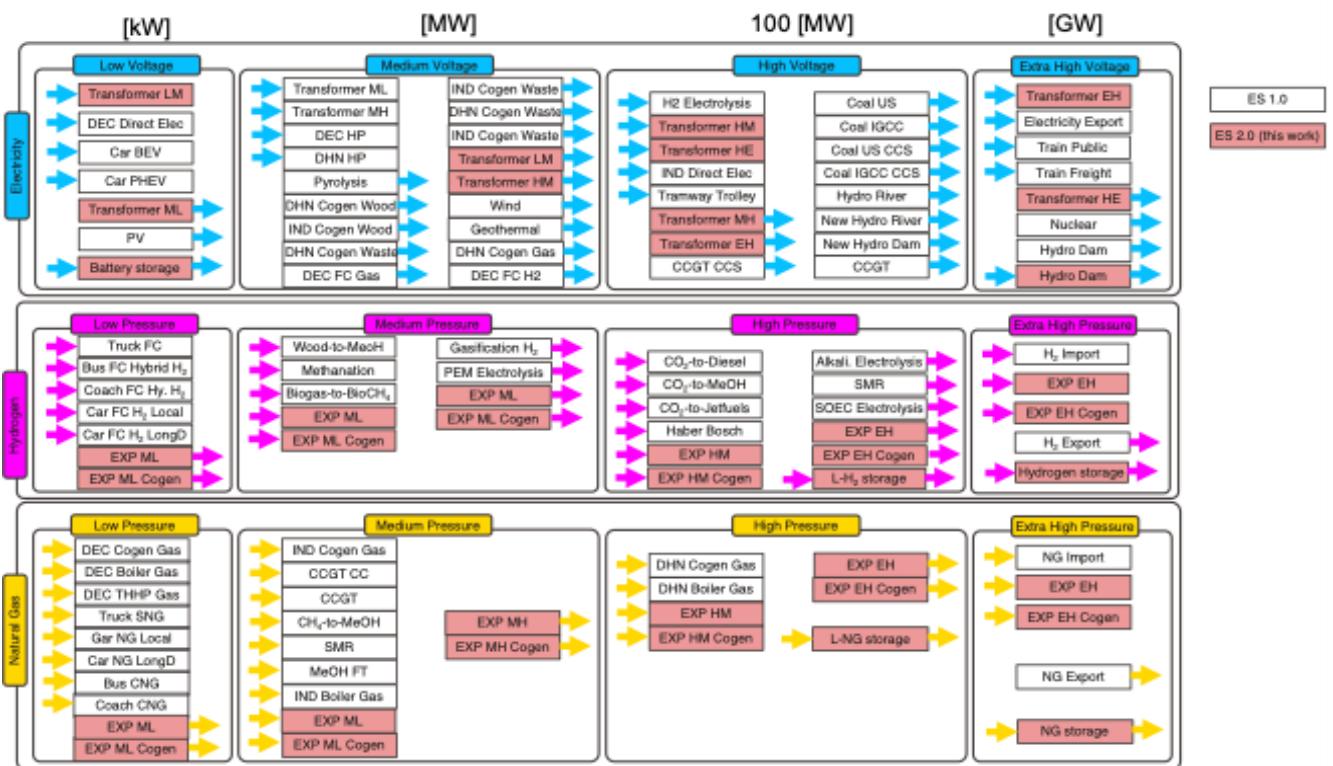
² La caractérisation détaillée des sous-secteurs industriels est accessible dans le matériel supplémentaire https://gitlab.com/jonasschnidrig/infra-documentation-/blob/main/Electricity%20infrastructure/voltage_es.html



La méthodologie appliquée a permis d'identifier la répartition en puissance de chaque vecteur énergétique. Alors que l'industrie et les services ont des demandes énergétiques totales presque similaires, le secteur des ménages dépasse les autres de 35 %. Les ménages utilisent trois fois plus de chaleur que d'électricité. Les besoins dominants sont le chauffage des locaux et l'électricité basse tension. La même dominance de la basse tension et du chauffage des locaux est visible dans le secteur des services, avec une part plus importante de l'électricité (1:1) et quelques petites parts de demande de haute température et de moyenne tension. Le secteur de l'industrie est dominé par la haute température pour la chaleur industrielle (50 %). La demande d'électricité (36%) est répartie entre tous les niveaux de tension.

Catégorisation des technologies de conversion

Alors que le réseau de transmission composé d'EHL et d'HL vise à transporter les vecteurs énergétiques sur de longues distances à l'échelle nationale et internationale, le réseau de distribution permet de distribuer les vecteurs énergétiques à des échelles géographiques plus petites dans les villes ou les quartiers. De la même manière que la demande de puissance des consommateurs, les technologies de conversion de l'énergie sont associées à leur niveau de puissance respectif (Figure 9).





2.4.2 Configuration et opération d'infrastructure

L'utilisation F_t et l'installation F de technologies de conversion ($tec \in TECHNOLOGIES$) d'électricité et de gaz entraînent l'utilisation de réseaux et de l'infrastructure correspondante ($g \in GRIDS$), afin de pouvoir transporter le vecteur énergétique ($l(g) \in E - LAYERS$) à la prochaine conversion ou consommation. Le fonctionnement du réseau pendant la période t est déterminé par la somme des produits de toutes les technologies dans une couche de réseau donnée. Elle est calculée en multipliant l'utilisation de la technologie par le facteur de sortie correspondant η_{out} du vecteur énergétique souhaitée pour chaque période t .

$$F_t(g, t) \geq \sum_{tec} F_t(tec, t) \cdot \eta_{out}(tec, l(g)) \cdot \frac{1}{n_g}$$
$$\forall g \in GRIDS(l), t \in PERIODS, tec \in TEC, l \in E - LAYERS$$

La taille d'installation du réseau est déterminée par le maximum de la taille de fonctionnement du réseau sur toutes les périodes t .

$$F(g) \geq F_t(g, t)$$
$$\forall g \in GRIDS(l), t \in PERIODS$$

La perte de puissance du réseau peut être modélisée par la multiplication du fonctionnement du réseau, de la longueur de référence $l_{ref}(g)$ et du coefficient de perte spécifique $\eta_{Loss}(g)$.

$$F_t^{Loss}(g, t) = F_t(g, t) \cdot \eta_{Loss}(g) \cdot l_{ref}(g)$$
$$\forall g \in GRIDS, t \in PERIODS$$

2.4.3 Conservation d'énergie et satisfaction de demande

Les demandes annuelles du système énergétique global sont réparties en quatre secteurs : les ménages, les services, l'industrie et la mobilité. La demande énergétique de chaque secteur est classée en trois types de demandes : (i) électricité selon quatre niveaux de tension, (ii) chauffage des locaux, eau chaude et chaleur industrielle et (iii) transport de personnes et de marchandises. La transformation des vecteurs énergétique en *END USES* par heure est résumée dans la Figure 11. La demande est satisfaite grâce aux technologies de conversion de l'énergie, qui transforment les niveaux de puissance et de masse en d'autres niveaux avec une efficacité spécifique. La catégorisation des technologies est résumée dans la Figure 10.

L'utilisation finale est satisfaite par les technologies et les ressources F_t , le stockage $Sto_{out} - Sto_{in}$ et la compensation des pertes dans les réseaux F_t^{Loss} . Notez qu'aucune utilisation finale n'est définie pour le gaz, ce qui implique qu'aucune importation de gaz est demandée. Cela conduit à un équilibre entre la production, la transformation, les pertes et le stockage.

$$END\ USES(l, t) = \sum_{i \in RES\ TEC} F_t(i, t) \cdot \eta(i, l) - F_t^{Loss}(l, t) + \sum_{j \in STO\ TEC} Sto_{out}(j, l, t) - Sto_{in}(j, l, t)$$
$$\forall l \in E - LAYERS, t \in PERIODS$$

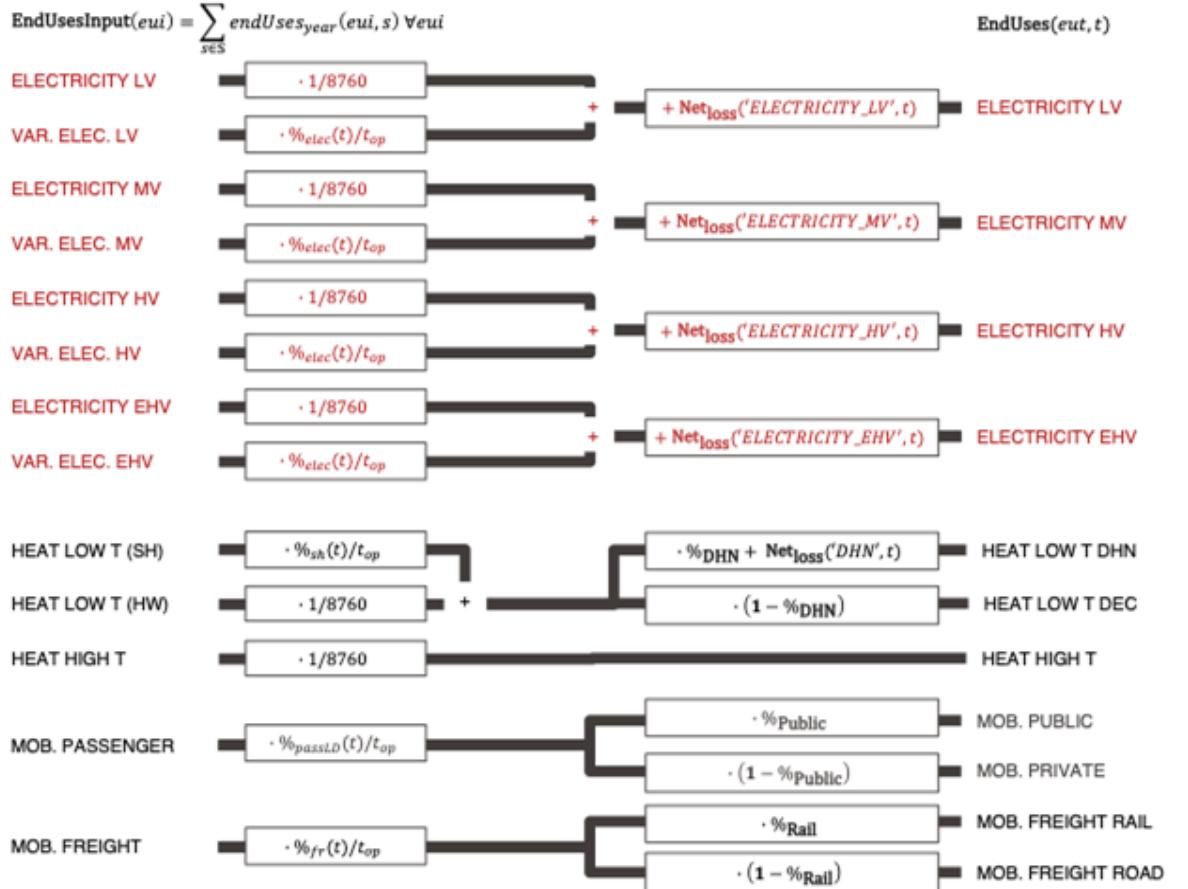


Figure 10: Séparation et attribution de la demande annuelle en demandes sectorielles (électricité, chaleur et mobilité) temporelle. Les parties rouges représentent les modifications du modèle en comparaison au modèle EnergyScope initial.

2.4.4 Coûts et fonction objectif

Suivant la fonction de coût total C_{tot} , composée des coûts d'investissement, de maintenance et d'exploitation, les coûts spécifiques au réseau sont composés des coûts de maintenance et d'investissement.

Dans le coût d'investissement, seule l'installation de technologies supplémentaires est prise en compte. Le coût d'investissement spécifique est multiplié par la différence entre la taille d'installation de la technologie F et la taille de la technologie existante f_{ext} . La possibilité que cette différence soit inférieure à zéro entraîne la nécessité d'ajouter une variable de scories F_{inv} , garantissant la positivité de C_{inv} pour chaque technologie. L'annualisation de la technologie se fait avec le facteur d'annualisation $\tau = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$, où n est la durée de vie de l'installation et $i = 3\%$ le taux d'intérêt.

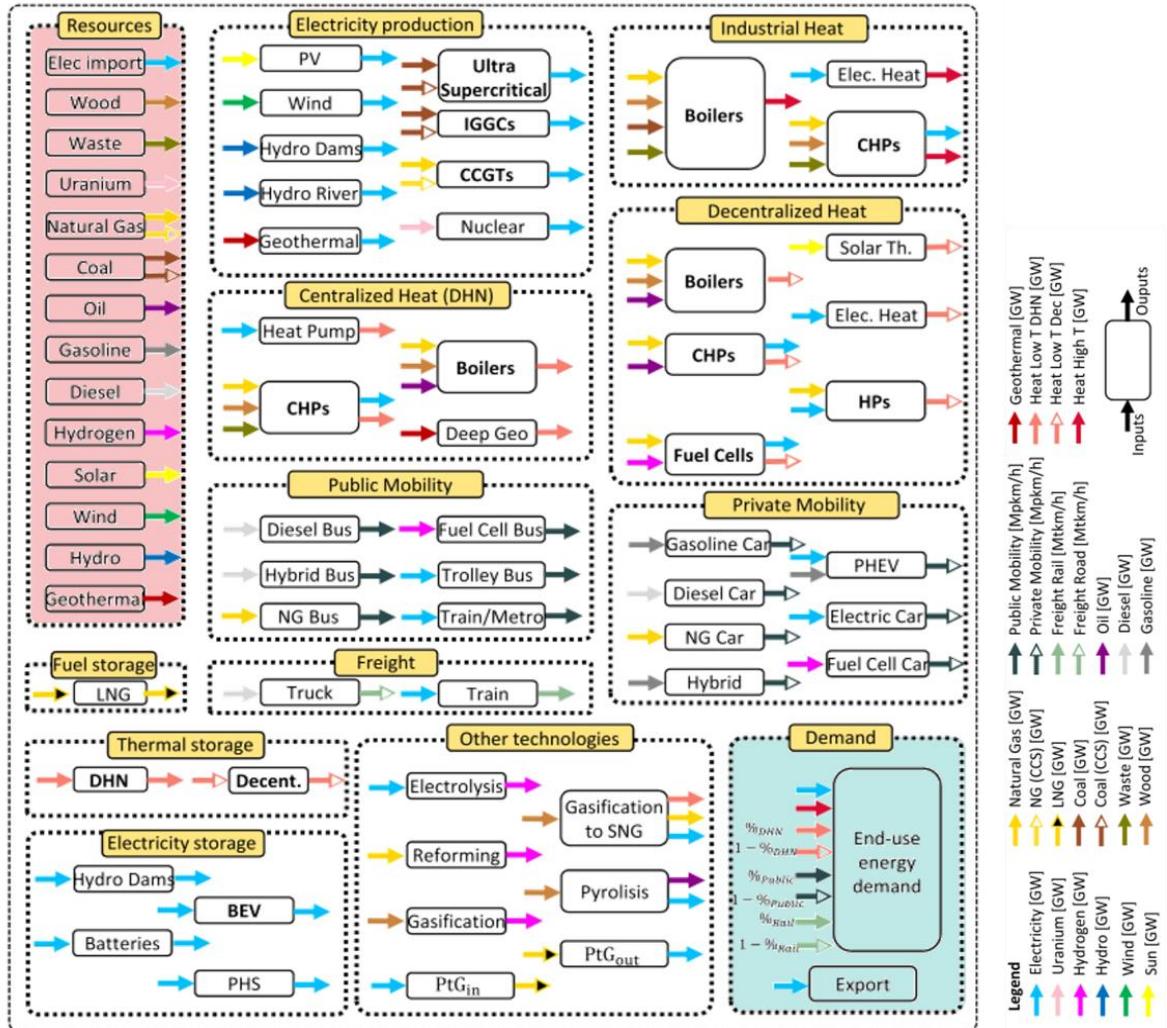


Figure 11 : Représentation schématique de la catégorisation des technologies avec les flux énergétiques respectifs (Moret et al. 2016).

Le coût de maintenance est appliqué à la taille totale de la technologie, telle que définie par Moret et al. [1].

$$\begin{aligned}
 C_{tot} &= \sum_{tec} (C_{inv}(tec) \cdot \tau(tec) + C_{maint}(tec)) + \sum_{res} C_{op}(res) + \sum_g (C_{inv}(g) \cdot \tau(g) + C_{maint}(tec)) \\
 C_{inv}(tec) &= c_{inv}(tec) \cdot (F(tec) - f_{ext}(tec)) + \Gamma_{inv}(tec) \\
 C_{maint}(tec) &= c_{maint}(tec) \cdot F(tec) \\
 C_{op}(res) &= \sum_t c_{op}(res) \cdot F_t(res, t) \cdot t_{op}(t) \\
 \forall \quad res \in RES, tec \in TEC, t \in PERIODS
 \end{aligned}$$

Le coût d'investissement du réseau est calculé en multipliant le coût d'investissement spécifique pour le renforcement nécessaire du réseau $F(g) - f_{ext}(g)$ par la longueur de référence. Il est ramené à



l'échelle de la réalité grâce aux facteurs d'échelle $k^{i \leftrightarrow j}(g)$. coût d'adaptation de l'infrastructure du réseau est le coût de maintenance spécifique au réseau, multiplié par la taille installée F , la taille de référence du réseau $l_{ref}(g)$ et les facteurs de niveau.



3 Validation du modèle

Une première validation du modèle augmenté avec l'infrastructure des réseaux a été réalisée en comparant les pertes et les coûts des réseaux calculés par le modèle (coûts d'investissement annuels et pertes annuelles) aux valeurs historiques réalisées rapportés dans la littérature. Pour ce faire, le champ des solutions possibles d'EnergyScope a été contraint pour reproduire le système énergétique suisse de 2020.

3.1 Système énergétique 2020

La simulation de configurations de systèmes énergétiques est soumise à l'hypothèse de minimisation des coûts du système total et à des contraintes d'objectifs climatiques. La question à laquelle on cherche à répondre est :

Comment arriver à un système énergétique durable satisfaisant les objectifs climatiques nationales en 2050 au coût minimal ?

3.1.1 Comportements différents dans l'optimisation énergétique

En simulant le système énergétique 2020, on constate une différence entre le système au coût minimal, proposé comme solution par le modèle, et le système réel en 2020. Cette différence peut s'expliquer par les perspectives supposées des différents acteurs pouvant être simulés par le modèle :

Homo economicus

Homo economicus est un être se comportant de manière rationnelle économiquement. Ses décisions sont prises afin de minimiser le coût du système énergétique pour la totalité des citoyens et citoyennes Suisses. Sans contraintes supplémentaires, cette configuration ne permet pas de reproduire le système énergétique suisse actuel, du fait que celui-ci est le résultat d'une évolution historique soumise à des contraintes passées différentes de celles d'aujourd'hui.

Homo helveticus

Contrairement à *Homo economicus*, *Homo helveticus* ne choisit pas d'installer la solution la plus économique pour la totalité, mais essaye d'optimiser son bien-être personnel avec une certaine inertie, résultant d'une multitude de sources d'information parfois contradictoires. Au niveau de l'implémentation, la tendance à la conservation du système existant revient à ajouter des contraintes dans le modèle d'optimisation économique, afin d'arriver à reproduire la configuration 2020.

3.1.2 Validation et comparaison de comportement

Pour la validation du modèle, aussi bien la perspective d'*Homo economicus* que celle de d'*Homo helveticus* a été appliquée. La contrainte supplémentaire appliquée à la configuration *Homo helveticus* est celle de reproduire, en minimisant la différence totale, la consommation d'énergie primaire rapportée dans la Statistique globale suisse de l'énergie [19]. Ensuite, les résultats obtenus pour les deux configurations sont comparés au système suisse réel. Les résultats de la validation sont rapportés dans la Table 3.

Les différences majeures entre les résultats du modèle selon la perspective *Homo helveticus* et la réalité de 2020 peuvent être expliquées par (i) des technologies de conversion plus efficaces dans le modèle EnergyScope que celles installées en 2020 et (ii) l'utilisation des ressources à des fins autres que celles modélisées. Du fait de la contrainte imposée, le modèle reproduit exactement la consommation primaire totale. Les plus grandes différences sont cependant observées dans la part d'énergie fossile et nucléaire utilisées.



Les solutions rapportées pour *Homo economicus* illustrent la différence de configuration totale. L'optimisation économique sous contrainte de neutralité climatique (sans émissions nettes de CO₂) et d'indépendance (sans importations) mène le modèle à l'instauration d'un système énergétique entièrement renouvelable et plus efficace, avec une consommation d'énergie primaire réduite de 80.62 [TWh], soit –29%.

Nous constatons donc qu'il n'est pas possible de modéliser le comportement *Homos Economicus 2020*, pour différentes raisons qui ne peuvent être que supposées. (i) L'homme ne se comporte pas comme un être économique rationnel comme il essaye d'optimiser son bien-être personnel. (ii) De plus il est influencé par son passé ; soit par son éducation menant à des choix non-optimaux ou/et par l'infrastructure existante. L'approche *Homo Economicus* appliquée peut être décrit comme une approche « baguette magique », où il est possible de définir le système optimal sur un canevas blanc, sans latence ou influence historique. Les solutions présentées *Homo Economicus 2050* correspondent donc à ce qui peut être réalisé dans le cas idéal, avec les prix estimés d'aujourd'hui.

Table 3: Validation du modèle EnergyScope par la simulation de la configuration du système énergétique 2020. Comparaison des acteurs.

2020	Resource	BFE[19]	Homo Helveticus		Homo Economicus	
			ES	Difference	ES	Difference
Primary energy [TWh]	Coal	1.01	0.88	-0.13	0	-1.01
	Gasoline	23.91	23.44	-0.47	0	-23.91
	Diesel	30.55	31.65	1.10	0	-30.55
	NG	31.35	31.69	0.34	0	-31.35
	LFO ³	27.05	26.58	-0.47	0	-27.05
	Nuclear	44.6	43.78	-0.82	0	-44.6
	Solar PV	2.6	2.62	0.02	52.31	49.71
	Water	40.61	40.61	0	40.61	0
	Wind	0.15	0.14	-0.01	21.02	20.87
	Waste	16.79	17.04	-0.25	19.75	-2.96
	Wood	10.97	11.16	0.19	15.28	4.31
	Total	229.59	229.59	0.00	148.97	-80.62

3.2 Pertes et auto-consommation

Un deuxième élément de validation se base sur les pertes du réseau électrique et l'autoconsommation du réseau de gaz. Les pertes obtenues pour les réseaux simulés sont comparées avec celles du réseau réel telles qu'énoncées dans la Statistique globale suisse de l'énergie [19].

Les pertes annuelles du réseau électrique simulé par EnergyScope pour l'année 2020 se montent à 7878 [GWh], –6,63 % par rapport à la perte effective de 8438 [GWh] rapportée en 2020 (Table 4). L'autoconsommation relative au réseau de méthane se monte à 118 [GWh] selon la simulation,

³ Light fuel oil (mazout)



dépassant de 12,38 % la consommation de 105 [GWh] attribuée à la compression dans la Statistique de l'OFEN.

Considérant la simplicité de l'approche de modélisation moyenne, l'amplitude des erreurs obtenue nous semble satisfaisant.

Table 4: Validation de la modélisation par comparaison des statistiques énergétiques et le modèle 2020 homo helveticus

Resources	EnergyScope	BFE [19]	Error
	[GWh]	[GWh]	[%]
Electricity	7878	8438	-6.63
NG	118	105	12.38

3.3 Estimation et distribution des coûts

Enfin, un troisième élément de validation est constitué par le coût du réseau électrique. L'amortissement de l'infrastructure électrique est inclus dans le prix actuel de l'électricité [21], soit un total de 33% du prix de vente d'électricité au consommateur. En recréant la configuration du système énergétique 2020 grâce aux contraintes imposées au modèle, l'optimisation économique permet de calculer les coûts d'investissement annualisés des différentes technologies. Ainsi, selon les résultats du modèle (Figure 12), les infrastructures électriques représentent une part de 37% des coûts d'investissement totaux, soit une différence relative de 11,7%, par rapport aux valeurs réelles, ce qui nous semble satisfaisant étant donnée l'étendue du système modélisé.



Figure 12: Ventilation des coûts d'investissement pour 2020, exprimés en CHF par habitant et par an, pour une population de 8'637 millions d'habitants en 2020. Validation de la modélisation des coûts d'infrastructure. Modélisation réalisée en simulant les caractéristiques du système énergétique suisse en 2020.



4 Résultats : application à la transition énergétique

4.1 Le système énergétique

Après validation, le modèle a été appliqué à l'optimisation économique d'un système énergétique suisse à l'échéance 2050, climatiquement neutre (sans émissions nettes) et indépendant (sans importations), et sans centrales nucléaires. Il fait usage d'une résolution mensuelle avec une approche de moyenne centralisée ponctuelle, selon laquelle la Suisse est modélisée par un point consommateur énergétique sans différences géographiques tel que potentiels, demandes ou installations de technologies. La neutralité est imposée en ajoutant une contrainte d'émissions de CO₂ égale à zéro, tandis que l'indépendance est forcée en contraignant les importations de ressources à zéro.

4.1.1 Analyse d'incertitude

Afin de tenir compte de l'incertitude associée aux paramètres intégrés, une approche Monte-Carlo est appliquée :

$$\begin{aligned} x_s(i) &: f_{HE}(x_s(i), \pi_c(i)) \\ s.t. \quad A_{\pi_u(i)}x_s(i) &\geq b_{\pi_u(i)} \\ \pi_c(i) &= P(\tilde{\pi}_c, d_c) \\ \pi_u(i) &= P(\tilde{\pi}_u, d_u) \end{aligned}$$

Les paramètres présentés aux sections 2.3.1 et 2.3.2 ont été identifiés et une distribution uniforme a été supposée autour de leur valeur par défaut avec leurs bornes inférieures et supérieures déterminées lors de leur modélisation. 50'000 calculs ont ensuite été effectués dans l'espace de Monte-Carlo ainsi défini, ce qui résulte dans différentes configurations du système énergétique (solutions) et permet ainsi de définir l'écart entre ces différentes solutions.

4.1.2 Représentation de systèmes énergétiques

La configuration d'un système énergétique peut être représentée dans un diagramme de coût et d'énergie spécifique (Figure 13). En ordonnée, le coût d'investissement annualisé, divisé par l'énergie convertie annuellement, est représenté pour les technologies prises en compte. En abscisse, l'énergie spécifique convertie annuellement par chaque technologie et par habitant est représentée. La multiplication de l'énergie spécifique et de l'investissement annuel permet de déterminer l'investissement technologique annuel par habitant. Le rectangle ainsi généré détermine l'investissement dans les technologies de charge de base (rectangles horizontaux) et les technologies d'effacement (rectangles verticaux).

Les centroïdes des technologies correspondent à la médiane des 50000 itérations de Monte-Carlo réalisées pour cette étude. L'énergie spécifique est calculée selon la moyenne annuelle de l'énergie convertie, ramenée au nombre d'habitants en divisant par la population suisse de 8.627 [Mcapita]. Les quantiles 95% sont représentés par les barres d'erreur à l'intérieur des centroïdes, générés par la distribution. La fréquence d'apparition de la technologie est représentée par la transparence des points.

Les points extérieurs autour des centroïdes sont proportionnels à la puissance totale installée, tandis que le point intérieur représente la puissance annuelle moyenne, où le rapport entre le rayon intérieur et extérieur représente le facteur de capacité annuel. Le gradient de couleur représente le nombre de technologies installées d'un type donné dans le système énergétique, ce qui permet de distinguer les



technologies centralisées comme les 4 grands barrages hydroélectriques $\geq 500[MW]$ et les technologies décentralisées comme les 4.6[M] installations photovoltaïques.

4.1.3 Configurations typiques

Les intervalles d'incertitude autour des médoïdes de la Figure 13 sous-entendent la présence de configurations de systèmes énergétiques typiques. Ces dernières sont identifiées à l'aide d'un regroupement de k-médoïdes sur les capacités des technologies installées.

En appliquant le k-médoïdes clustering, 5 configurations typiques ont été identifiées, se distinguant par leurs configurations de technologies et puissances installées. La Figure 14 représente la puissance installée des technologies caractérisant les différentes configurations, réparties dans les catégories de technologies de (i) distribution, (ii) satisfaction de services, (iii) technologies de conversion d'énergie primaire renouvelable et (iv) autres. En comparant les figures, les configurations se distinguent par la quantité de photovoltaïque installé, l'utilisation de biomasse, la les flux de CO₂, et le renforcement d'infrastructure.

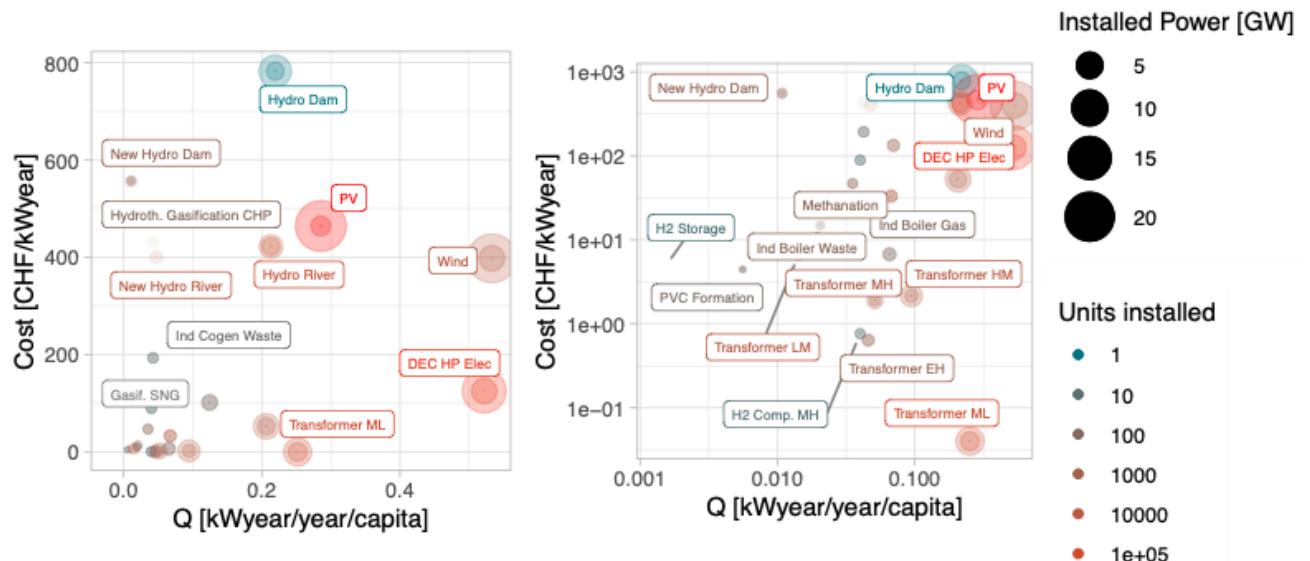


Figure 13: Configuration du système énergétique d'une Suisse neutre en CO₂ et indépendante énergétiquement en 2050 sous incertitude. L'axe des abscisses représente la production annuelle moyenne d'électricité par technologie et par habitant, tandis que l'axe des ordonnées représente le coût par production annuelle. La figure de droite correspond à la figure de gauche avec une échelle logarithmique, permettant de distinguer les technologies de faible taille et de faible coût.

La taille de la bulle extérieure est proportionnelle à la puissance installée de la technologie, tandis que la taille intérieure représente le facteur de capacité en traçant la puissance moyenne de sortie. La position des bulles correspond à la médiane de l'analyse d'incertitude.

La transparence des bulles est proportionnelle à la fréquence d'observation des solutions.

L'échelle de couleurs représente le nombre de technologies installées, où le vert correspond aux technologies uniques centralisées et le rouge aux technologies multiples décentralisées.

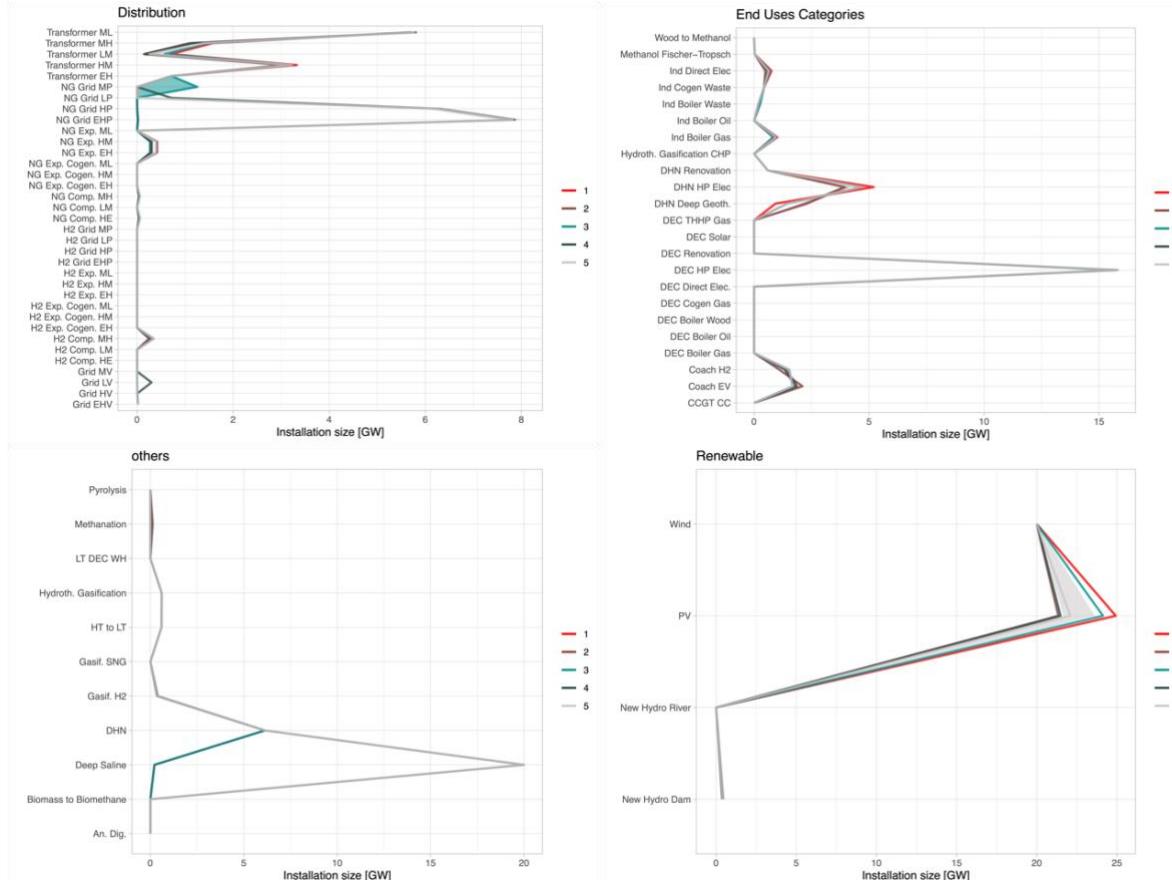


Figure 14: Tailles d'installation des configurations types utilisant le regroupement par k-medoids représentées sous forme de coordonnées parallèles et intervalles de confiance aux quantiles 95%. Les technologies sont réparties entre infrastructure de distribution (en haut à gauche), les technologies de demande d'utilisation finale (en haut à droite), les sources d'énergie renouvelable (en bas à droite) et autres (en bas à gauche).

En analysant les corrélations, il est possible de déduire le comportement des différentes technologies. En fonction de la variation des paramètres de modélisation de l'infrastructure, le type d'énergie primaire utilisée ainsi que le système énergétique s'adaptent afin de satisfaire aux différents bilans énergétiques et massiques. La demande d'énergie primaire varie et est compensée par l'installation de puissance photovoltaïque. En outre, si plus de biomasse est utilisée, la demande en gaz synthétique diminue, ce qui mène à un renforcement des réseaux gaziers plus petits. La dépendance entre production et renforcement est également visible pour les réseaux électriques. La variation de puissance d'installation de photovoltaïque est corrélée au renforcement du réseau électrique.

4.2 Cas d'étude : réponses aux questions

Comme indiqué plus haut (Ch. 1.3), le conseil consultatif a défini différents cas d'étude afin de répondre aux questions posées par la transition énergétique. Deux cas d'étude principaux ont été identifiés, abordant chacun un autre aspect : (i) le rôle de l'infrastructure dans la transition énergétique et (ii) les questions liées à la sécurité d'approvisionnement.



4.2.1 Rôle et renforcement des réseaux

Le cas d'étude relatif au rôle et au renforcement des réseaux rassemble principalement les questions des acteurs de la transmission et de la distribution de l'énergie. D'une part se pose la question du comportement et de l'effet du déploiement des technologies renouvelables sur les réseaux de transmission et de distribution. D'autre part, la question de l'identification et de la part du renforcement de l'infrastructure dans la transition du système énergétique a été abordée. De plus, la composition des coûts de différents scénarios et donc du prix moyen spécifique sont investigués.

Utilisation et renforcement des réseaux

Afin de satisfaire les demandes au coût minimal, le modèle installe des technologies renouvelables intermittentes. L'énergie primaire convertie doit être transportée par des réseaux, soit directement au consommateur, ou alors dans des stocks dû au déphasage avec la consommation. Le transport des vecteurs énergétiques est donc contraint par la capacité des réseaux existants. Le dépassement de la capacité engendre une nécessité de renforcement des réseaux, ce qui mène à l'augmentation des coûts. Cette séquence de relations entre satisfaction des demandes, conversion d'énergie primaire, transport, stockage et renforcement des réseaux se fait de manière simultanée dans l'optimisation, minimisant les coûts totaux. La Figure 15 représente l'utilisation mensuelle sommée des réseaux, avec une partie inférieure en transparent qui correspond à l'utilisation des réseaux dans la puissance existante, tandis que la partie supérieure est le renforcement des réseaux.

L'investissement dû au renforcement des réseaux est corrélé au dépassement maximal de la capacité de chaque réseau durant l'année. Le réseau basse tension est donc renforcé pour la production solaire

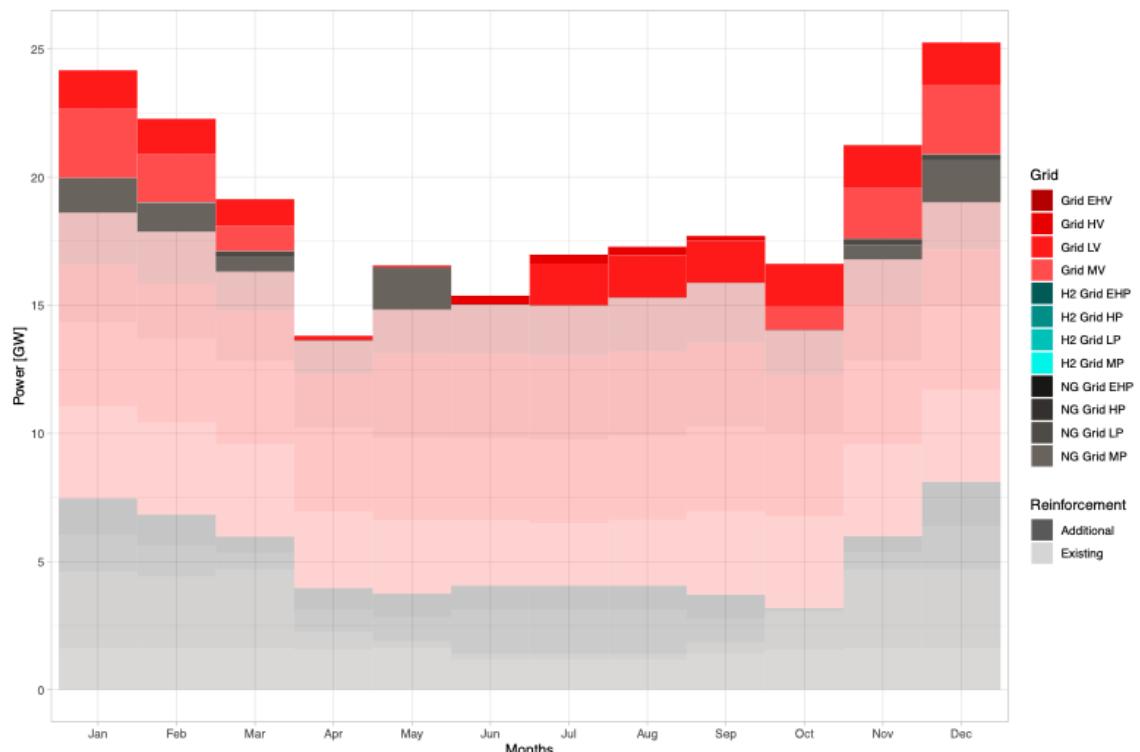


Figure 15: Identification de la capacité nécessaire au renforcement du réseau par niveau de puissance des vecteurs énergétiques, par représentation de l'évolution mensuelle de la charge.
Étude de cas pour l'optimisation économique d'un système énergétique suisse neutre (pas d'émissions nettes de CO₂), indépendant (pas d'importations) et sans nucléaire en 2050, représentant la médiane de 50'000 calculs Monte-Carlo.



maximale durant les mois d'été, au contraire du renforcement du réseau moyenne tension où l'éolien produit le plus d'électricité durant les saisons froides.

Investissements à la transition

Le renforcement des réseaux implique des investissements dans les autres composants du système énergétique. La Figure 16 représente la répartition des investissements pour le système énergétique 2050, catégorisé selon les différents types de technologies. Contrairement au système 2020 (Figure 12), selon Energyscope la majorité des investissements (51%) à l'échéance 2050 se fait dans le secteur de la conversion d'énergies primaires renouvelables. La satisfaction des demandes de services énergétiques (pompes à chaleur, chaudières, voitures, bus, trains,...) est en seconde place (27%), tandis que l'infrastructure n'est plus qu'en troisième place.

Il est à remarquer que le principal poste d'investissement dans l'infrastructure se fait dans les réseaux décentralisés (MV et LV), en raison de l'installation de capacités massives d'éolien et photovoltaïque. Les réseaux de transport ne sont pas renforcés, malgré l'installation de technologies hydrauliques centralisées. Ceci est dû au caractère centralisé du système électrique actuel, dimensionné pour transmettre principalement l'électricité hydraulique des Alpes ou alors l'énergie nucléaire vers les zones de haute consommation.

L'investissement dans le renforcement du réseau gazier ne prend qu'une place négligeable (0.78%) comparé au renforcement du réseau électrique. Trois raisons expliquent ce comportement : (i) le réseau gazier est moins cher à l'installation que le réseau électrique (Figure 4), (ii) la transition vers l'électrification du système énergétique laisse inexploitées des capacités du réseau gazier. De plus (iii) la production de vecteurs énergétiques gaziers se fait de manière centralisée, utilisant donc les grosses

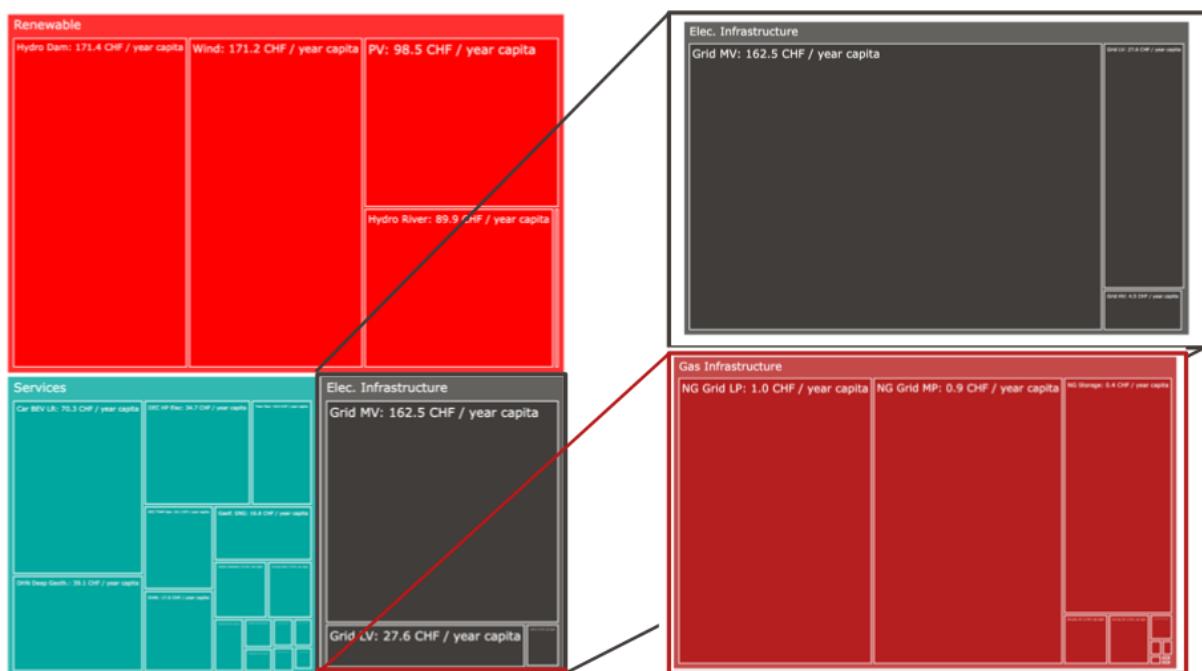


Figure 16: Répartition des coûts d'investissement 2050 exprimés en CHF par habitant et par an avec une population de 10 Millions d'habitants en 2050. Développement de la partie infrastructure électrique et gazière.
Etude de cas pour l'optimisation économique d'un système énergétique suisse neutre (pas d'émissions nettes), indépendant (pas d'importations) et sans nucléaire en 2050, représentant la médiane de 50'000 calculs Monte-Carlo.



capacités de transmission gazière installées historiquement pour l'importation et le transit de méthane, et ne nécessitant donc que très peu de renforcement du réseau gazier de distribution.

Composition du coût de l'énergie

Les coûts totaux du système correspondent à la somme des coûts d'opération, des coûts de maintenance, et des coûts d'investissements présentés ci-dessus. La Figure 17 représente les coûts totaux spécifiques décomposés pour les scénarios (i) 2050 *Homo economicus* (2050 HE), (ii) 2020 *Homo economicus* (2020 HE) et (iii) 2020 *Homo helveticus* (2020 HH). L'ordonnée représente les coûts relatifs aux investissements du système 2020 HH, correspondant au système « réel » et historique de la Suisse. Le coût spécifique est déterminé en divisant le coût annuel du système par la population (8.637 M habitants en 2020 et 10 M habitants en 2050). Comme dit plus haut, notons que les scénarios 2020 HE et 2050 HE sont hypothétiques, du fait qu'ils s'affranchissent totalement de l'inertie imposée par des infrastructures existantes.

Les scénarios se différencient par leurs coûts totaux, où les scénarios HE sont en effet moins coûteux (-33-34%) que pour le scénario 2020 HH. Ce comportement est dû à la mise en œuvre, dans le modèle, de technologies plus efficaces et la quasi-élimination des coûts d'opération. En effet, le système optimisé économiquement tel que calculé par le modèle fait appel à des ressources quasiment uniquement renouvelables, ne nécessitant donc pas d'importations de ressources fossiles. Celles-ci représentaient quasiment deux tiers des coûts totaux du système en 2020. Quant aux coûts de maintenance, ces derniers sont directement liés aux investissements dans des technologies plus complexes permettant un rendement meilleur. Ils sont donc plus hauts dans les scénarios HE.

Une autre différence apparaît en comparant les scénarios HE. Le coût total spécifique est moins haut en 2020 qu'en 2050, malgré un scénario similaire se distinguant uniquement par une augmentation des demandes en 2050. Ceci s'explique par le fait qu'avec l'augmentation des demandes, certaines technologies atteignent leurs limites de déploiement (dans ce cas principalement les réseaux), menant

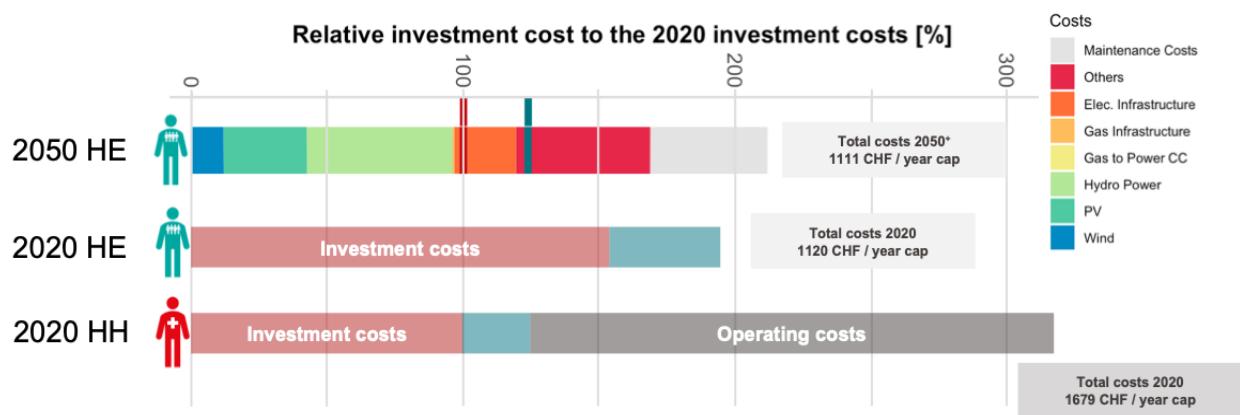


Figure 17: Comparaison des coûts du système énergétique de la solution médiane 2050, au système énergétique de 2020. L'axe des ordonnées est exprimé en investissements par rapport aux investissements du système existant en 2020. Les coûts de maintenance et d'exploitation (ressources importées) sont représentés sur la ligne horizontale.

Etude de cas de l'optimisation économique d'un système énergétique suisse neutre (pas d'émissions nettes) et indépendant (pas d'importations) en 2050, sans énergie nucléaire.

Calcul des coûts d'exploitation 2020 sur la base des coûts annuels des ressources d'exploitation 2020.

Investissement 100% 2020 = 529 CHF / an / habitant (population suisse 8.637 Millions)



à l'installation et à l'utilisation différée des technologies et à un coût de conversion total spécifique plus haut en 2050.

4.2.2 Sécurité d'approvisionnement

Au vu de la situation géopolitique actuelle, la question de la sécurité d'approvisionnement de la Suisse est d'une importance cruciale. Se pose notamment la question de répondre à une perspective de pénurie éventuelle par des centrales à gaz ou nucléaires et finalement la question de la dépendance énergétique de pays tiers.

Combien coûte la neutralité et l'indépendance de la Suisse ?

Le coût du système énergétique peut être estimé en observant l'ordonnée de la Figure 18. Celle-ci représente les coûts totaux du système énergétique, en prenant comme référence le prix du système énergétique 2020 HH de la Figure 17. Les principaux investissements dans la génération, l'infrastructure et les services sont représentés, ainsi que les coûts de maintenance de ces derniers. Cette composition évolue le long de l'abscisse, sur lequel la puissance éolienne installée varie de 0 à 20 GW. Le prix total du système énergétique 2050 HE varie entre 1111 CHF/cap à 1217 CHF/cap, en faisant l'hypothèse

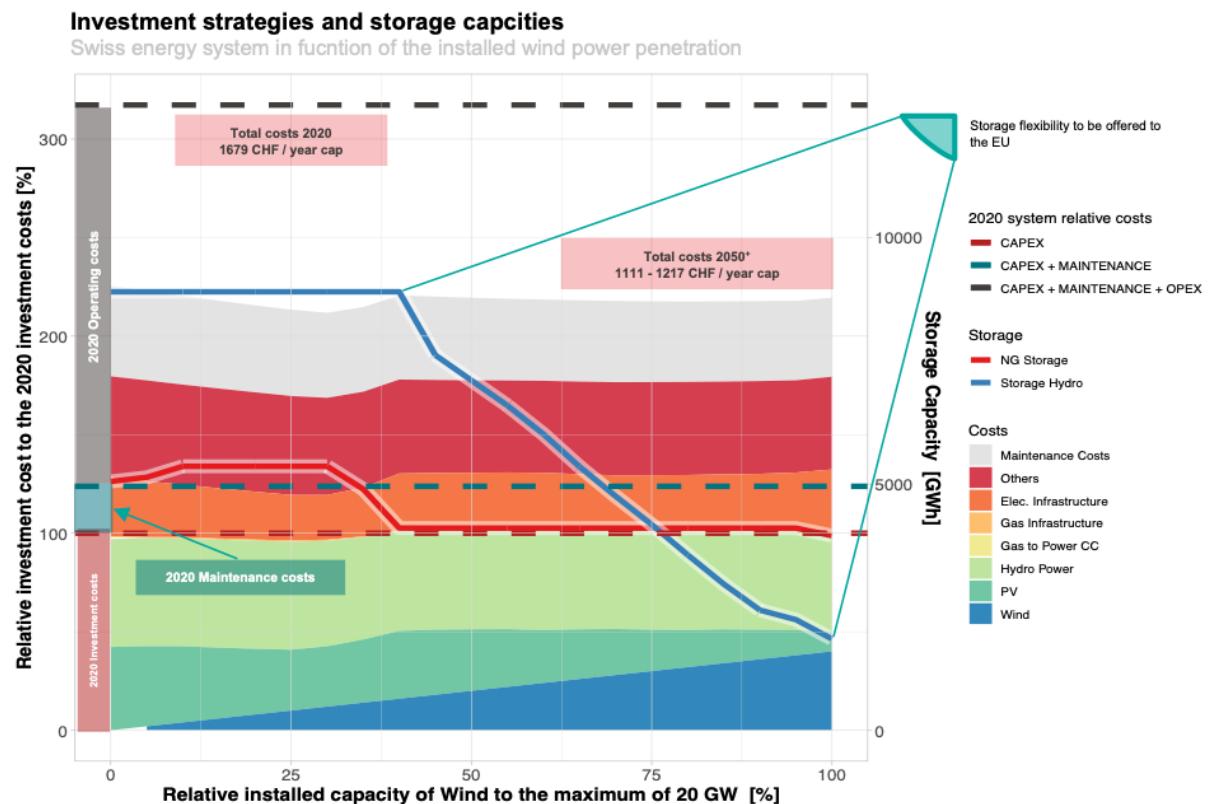


Figure 18: Évolution des investissements et de la capacité de stockage du système énergétique suisse en fonction de la pénétration de la force éolienne en 2050. Les coûts d'investissement sont exprimés relativement aux coûts d'investissement pour le système existant en 2020. Les coûts de maintenance et d'exploitation (ressources importées) sont également représentés.

Etude de cas de l'optimisation économique d'un système énergétique suisse neutre (pas d'émissions nettes de CO₂) et indépendant (pas d'importations) en 2050, sans énergie nucléaire.

La catégorie « others » est composée des technologies pyrolyse, méthanation, gasification hydrothermale, séquestration salines, digestion anaérobique, réseau de chauffage à distance tel que dans la figure 14.

Calcul des coûts d'exploitation 2020 sur la base des coûts annuels des ressources d'exploitation 2020.

Investissement 100% 2020 = 529 CHF / an / habitant (population suisse 2020 8.637 Millions, 2050 10 Millions).



d'une population de 10 Millions d'habitants. Le minimum se trouve à 5.3 GW d'éolien installé. Le coût total reste pour tous les scénarios toujours en-dessous du coût du système énergétique 2020 HH.

L'axe y est exprimé en coûts d'investissement relatifs à 2020 : les coûts sont normalisés selon l'investissement annualisé pour le système énergétique 2020 HH en Suisse. La normalisation permet de (i) comparer la quantité d'investissements réalisés au sein du pays pour 2050 entre les différents scénarios et de (ii) comparer le ratio d'investissement au prix total du système énergétique total. Indépendamment du scénario, l'investissement total est entre 70% et 83% plus haut que l'investissement en 2020. Ceci résulte de coûts de maintenance également plus élevée, étant donné que ces derniers sont directement liés à l'investissement dans de nouvelles technologies. La réduction des coûts totaux du système 2050 résulte donc essentiellement de la réduction drastique des coûts d'importation des ressources fossiles et de l'électricité.

En comparant les différents scénarios 2050 HE, il est visible que le photovoltaïque compense efficacement l'éolien. En fonction de la quantité d'éolien et de PV installée, le reste du système énergétique s'adapte et le renforcement du réseau et de l'infrastructure correspondante s'adapte. Un minimum économique est obtenu à 25% de la capacité maximale de puissance éolienne considérée, soit 5.3 GW. Ce minimum correspond à un équilibre optimal entre la production photovoltaïque estivale et la production éolienne hivernale.

Comment utiliser le stockage dans le système énergétique neutre et indépendant ?

Les énergies renouvelables sont à caractère intermittent et en déphasage avec la consommation, ce qui nécessite des technologies de stockage d'énergie. L'axe y secondaire de la Figure 18 illustre la capacité de stockage énergétique installée en fonction des différents scénarios représentés sur l'axe x. Les deux technologies de stockage apparaissant sur ce graphique correspondent au stockage hydraulique (ouvrages à accumulation) et au stockage de méthane synthétique centralisé qui devra être construit proche du réseau EHP de 4500-5000 GWh, à un coût annuel de 42.3-47.0 CHF/cap. À faible pénétration d'énergie éolienne, le stockage hydraulique tel que modélisé par EnergyScope atteint le potentiel maximum des barrages (8900 GWh). À partir de 7 GW d'éolien installé, la capacité de stockage hydraulique diminue de manière quasi linéaire, jusqu'à atteindre 2500 GWh pour 20 GW d'éolien installé.

Le stockage de méthane synthétique est en augmentation de 5000 GWh jusqu'à 5500 GWh à l'optimum économique, avant de chuter à 4300 GWh à 7 GW d'éolien installé, point d'infexion de la courbe de stockage hydraulique. À partir de ce point, la quantité de stockage de méthane synthétique reste constante pour toute augmentation de capacité d'éolien installé.

Le stockage hydraulique est exploité au maximum de sa capacité à faible pénétration éolienne. Ceci s'explique par l'exploitation de l'infrastructure hydraulique existante, comparé à la nécessité d'investissement supplémentaire pour l'installation de stockage gazier. Le stockage gazier est quant à lui utilisé afin de compenser la limite de stockage hydraulique, avant d'être préféré comme moyen de stockage pour l'éolien, produisant à même tension que l'électrolyse, permettant donc d'utiliser le réseau gazier et électrique existant.

Quel est le rôle de la Suisse dans le système énergétique européen ?

Disposant d'infrastructure de stockage hydraulique existante, la Suisse peut opérer ses barrages de manière à offrir de la flexibilité de stockage à l'Europe en fonction de la configuration du système énergétique. Comme démontré à la Figure 18, le stockage hydraulique est exploité de manière maximale à faible pénétration éolienne, et diminue au-delà de 7 GW. Cette capacité de stockage reste existante mais n'est plus exploitée par le système énergétique Suisse, étant donné que la configuration du système n'en nécessite plus. La différence entre le potentiel maximum de 8900 GWh et la capacité de stockage utilisée peut être offerte à l'Europe, permettant ainsi de stocker jusqu'à 6400 GWh d'électricité provenant de production étrangère intermittente.



5 Comparaison des modèles

Le modèle augmenté développé dans ce projet a pour base le modèle Energyscope mensuel [1] comprenant les flux carbone [3]. Afin de vérifier la pertinence du travail effectué, le modèle développé est comparé au sein de ce chapitre au modèle des flux carbone de Li et al. [3].

5.1 Caractérisation des modifications

5.1.1 Modélisation

Comme indiqué aux chapitres précédents (2.4), les modifications implémentées dans ce travail sur Energyscope se résument comme suit :

- Séparation de niveaux de puissance des flux énergétiques gaziers et électriques
- Séparation de niveaux de puissance des flux énergétiques gaziers et électriques.
- Décomposition de la demande électrique selon la séparation de niveaux de tension.
- Définition de technologies d'infrastructure de réseau et intégration dans le modèle.
- Catégorisation des technologies de conversion selon le niveau de puissance.
- Modélisation de l'installation et opération d'infrastructure existante et du renforcement des réseaux.

5.1.2 Performance

À travers les modifications le modèle a été complémenté par de nouvelles technologies et contraintes, augmentant ainsi la complexité du modèle. Afin de mesurer les effets de ces modifications sur la performance du modèle, un scénario basique a été lancé sur un ordinateur portable avec processeur 2.3 GHz Quad-Core Intel Core i7 et 16 GB de RAM. Le solveur utilisé est CPLEX 20.1.0.0 avec la version AMPL 20210215 (Darwin 10.8.0 x86_64 (gcc 4.6.0)).

Les différences du modèle et sa performance sont rapportées dans le Tableau 5. On remarque que du côté de la taille du problème, les modifications engendrent une augmentation du nombre de variables de 14% et de 8%. La résolution du problème requiert 31% de temps supplémentaire, malgré une augmentation de 64% du nombre d'itérations.

Tableau 5 : Comparaison de performance du modèle Carbon Flows [3] et du modèle Infrastructure de ce projet par les caractéristiques de modélisation et résolution appliquée au cas d'étude de la Suisse 2020.

	Variables binaires	Variables linéaires	Contraintes d'égalité	Contraintes d'inégalité	Nombre d'itérations	Temps de résolution [ms]
Carbon Flows	389	6182	4002	4240	1971	683
Infrastructure	419	7038	4096	4590	3237	896
Déférence [%]	7.7%	13.9%	2.4%	8.3%	64.2%	31.2%



5.2 Différences de solutions

En enrichissant le modèle avec les contraintes et caractéristiques de l'infrastructure, il est non seulement possible d'avoir une vision approfondie dans l'aspect d'utilisation et renforcement du rôle des réseaux dans les systèmes énergétiques (Chapitre 4.2), mais également de modifier la composition du système énergétique en général comparé aux versions précédentes. Les indicateurs principaux sont comparés, tel que coûts, émissions et configuration du système pour le cas d'étude la Suisse indépendante et neutre 2050.

5.2.1 Configurations

Les configurations du système énergétique de la Suisse 2050 sans nucléaire, indépendante et neutre sont représentées dans la Figure 19. Il est visible que l'ajout d'infrastructure et des niveaux de puissance dans les réseaux tel que réalisé dans EnergyScope 2.0 ajoute de la complexité du système énergétique, avec plus de flux énergétique visibles entre les demandes et les ressources.

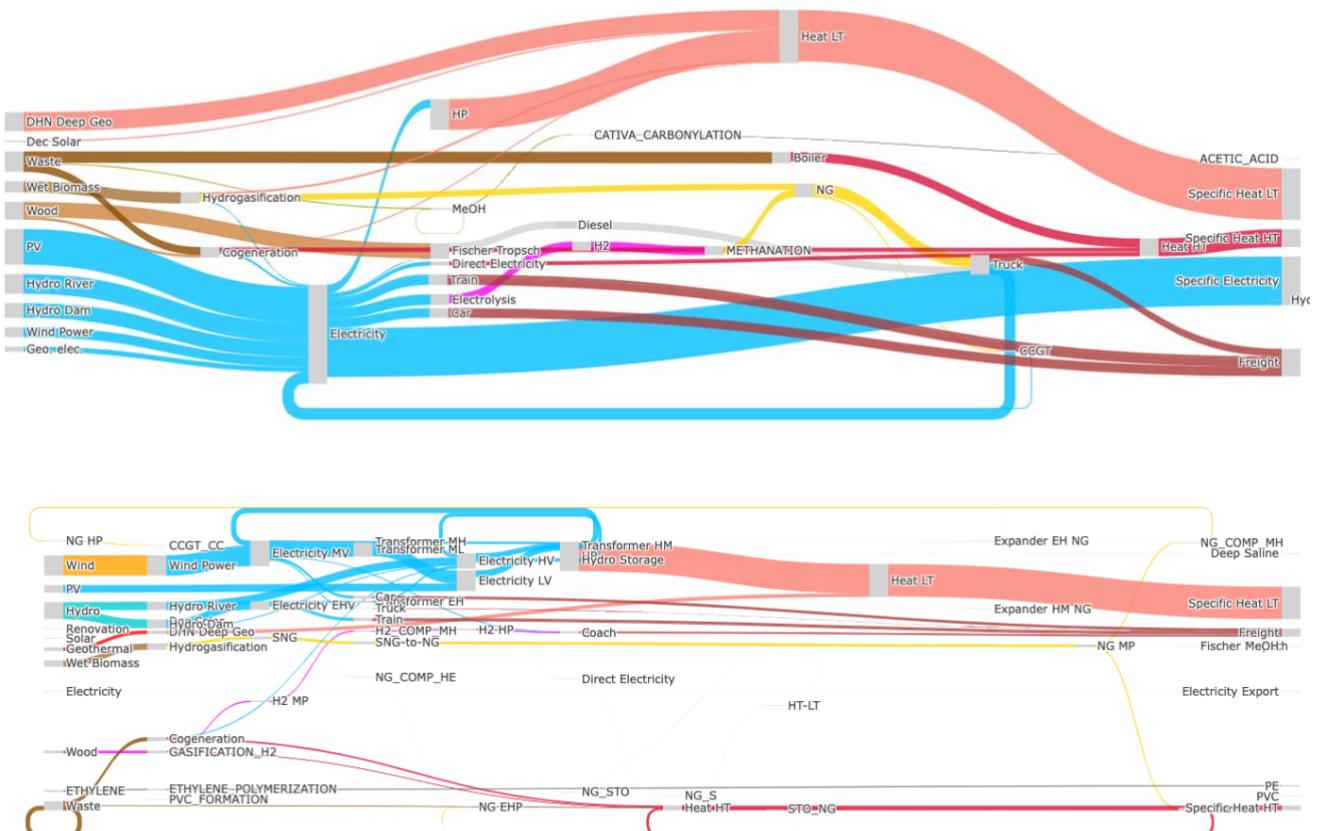


Figure 19 : Diagramme de Sankey de la Suisse indépendante et neutre 2050. Comparaison des configurations du système énergétique des modèles Carbon flows EnergyScope 1.0 (haut) et Infrastructure EnergyScope 2.0 (bas).

Au niveau de la consommation des ressources, les mêmes sources sont utilisées principalement :

- Électrification du système énergétique avec les ressources renouvelables PV, éolien et hydroélectrique



- Utilisation de la biomasse pour gazéification (hydrogène pour la mobilité publique routière et méthane pour la cogénération haute température).
- Combustion de tout le potentiel des déchets en cogénération (chaleur et électricité)
- Stockage de l'énergie afin de compenser le déphasage de production et consommation dans les barrages hydroélectriques et par stockage de méthane.

Les configurations se distinguent au niveau de la taille respective des technologies et de l'opération de ces dernières. La Figure 20 résume la production annuelle moyenne citoyenne au coût spécifique à la puissance moyenne par technologie.

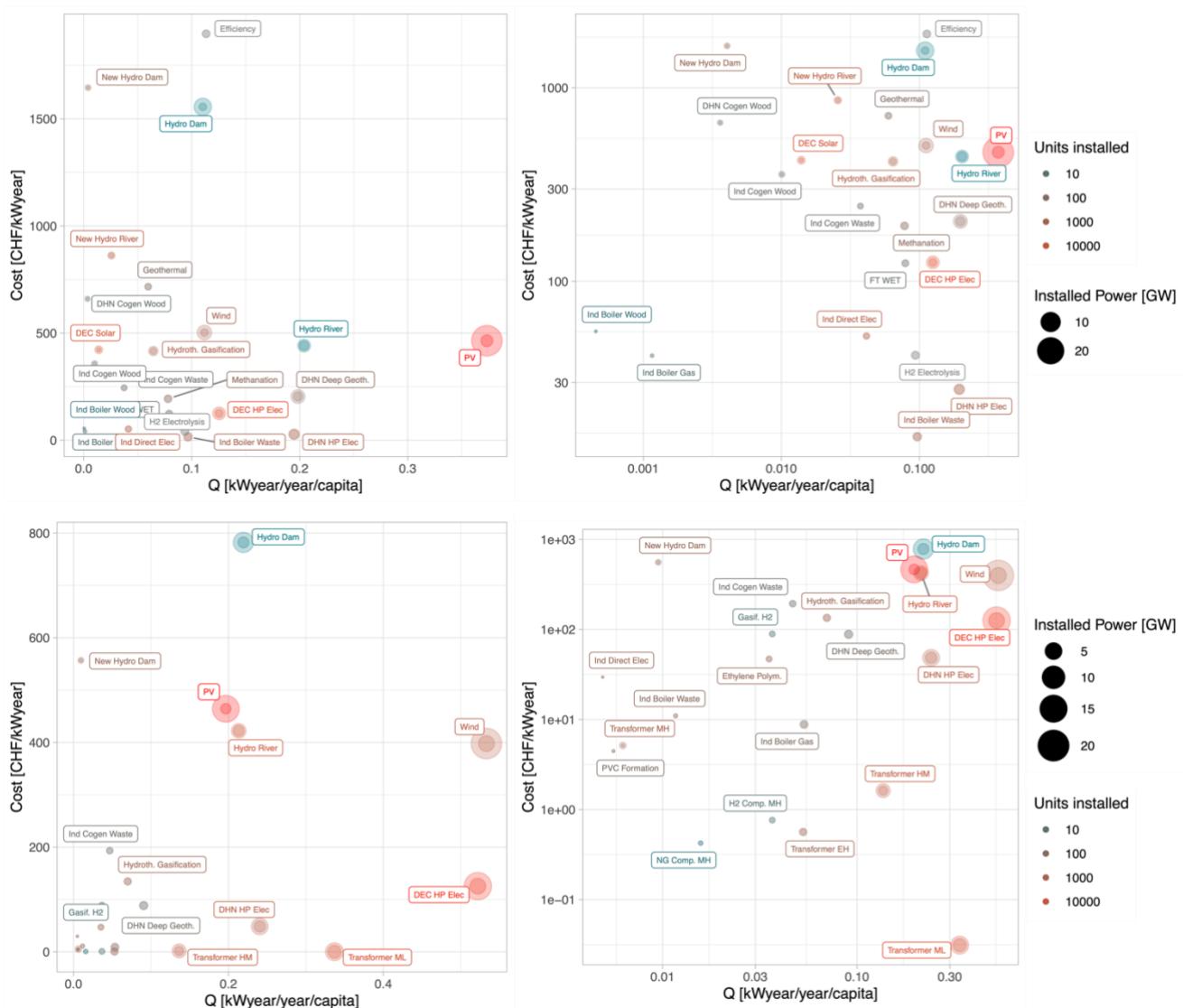


Figure 20 : Comparaison de configurations du système énergétique d'une Suisse neutre et indépendante en 2050 sous incertitude pour le modèle Carbone (Li et al. 2021) (haut) et le modèle *infrastructure* développé dans ce projet (bas). L'axe des abscisses représente la production annuelle moyenne d'électricité par technologie et par habitant, tandis que l'axe des ordonnées représente le coût par production annuelle. La figure de droite correspond à la figure de gauche avec une échelle logarithmique, permettant de distinguer les technologies de faible taille et de faible coût.



Les principales technologies renouvelables, PV, hydroélectrique et éolien, restent pour les deux modèles des technologies coûteuses mais grandes productrices, à la différence que le modèle de l'infrastructure installe et exploite 377% plus la ressource éolienne (40.3 TWh ES 2.0, 8.45 TWh ES 1.0) au détriment de la ressource solaire photovoltaïque (-47.1%) et hydroélectrique (-22%).

Au niveau de l'exploitation des ressources biomasse, les ressources sont converties dans les mêmes produits pour les deux modèles. La distribution d'utilisation de ressources se diffère. Alors que l'utilisation des déchets (-49%) et du bois (-69.3%) sont réduits du modèle ES 1.0 à ES 2.0, la conversion de biomasse humide en méthane est augmentée de 41%. Ce comportement peut être expliqué par la prise en compte d'infrastructure existante dans le modèle ES 2.0. Le renforcement du réseau électrique par l'installation de puissance de cogénération est compensé par l'utilisation du réseau gazier existant, étant donné que l'infrastructure gazière n'est pas prise en compte dans le modèle ES 1.0.

Le modèle sans infrastructure a la tendance à centraliser la production de chaleur avec l'installation de technologies de chauffage à distance afin de satisfaire les demandes en chaleur des logements et services (15.5 TWh chauffage géothermal centralisé, 13.1 TWh chauffage PAC électrique centralisée, 24.2 TWh PAC décentralisées), au contraire du modèle ES 2.0 où les pompes à chaleur décentralisées correspondent à la source primaire de chauffage avec 57.6 TWh.

5.2.2 Coûts

Les effets de différence dans l'utilisation des ressources primaires et dictée par la prise en compte de l'infrastructure existante est également visible dans la distribution des coûts (Figure 21). Les coûts totaux des modèles se distinguent de 4.3% uniquement, la partie d'infrastructure est plus conséquente pour le modèle ES 1.0, comme le modèle traduit toute installation électrique comme nécessite de renforcer le réseau électrique. Le modèle ES 2.0 quant à lui exploite les réseaux existants, avant de renforcer le réseau électrique principalement, menant à moins de coûts dans le renforcement de l'infrastructure. Comme le réseau gazier n'est pas considéré dans la version ES 1.0, plus de technologies de cogénération de méthane avec capture de carbone sont installées, alors que le modèle ES 2.0 compense cet investissement par le déploiement de plus éolien et renforcement de capacité de stockage hydraulique pour contrer l'intermittence éolienne.

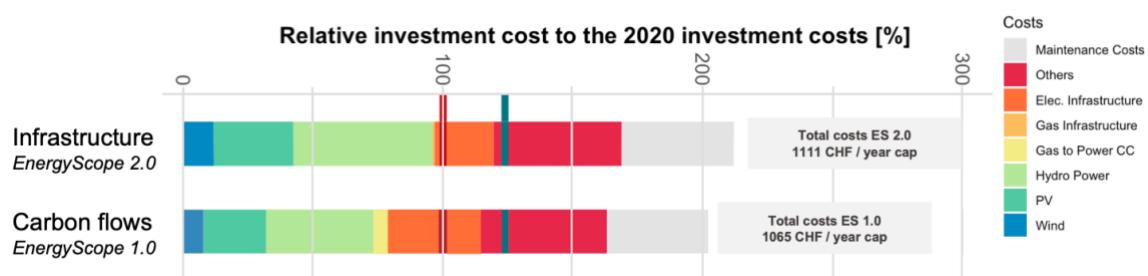


Figure 21 : Comparaison des coûts du système énergétique de la solution medoid 2050 infrastructure (EnergyScope 2.0), au système énergétique de 2050 Carbon flows (EnergyScope 1.0). Les coûts sont exprimés en investissements par rapport aux investissements du système existant en 2020. Les coûts de maintenance et d'exploitation (ressources importées) sont également représentés. Étude de cas de l'optimisation économique d'un système énergétique suisse neutre (pas d'émissions nettes) et indépendant (pas d'importations) en 2050, sans énergie nucléaire.

Calcul des coûts d'exploitation 2020 sur la base des coûts annuels des ressources d'exploitation 2020
Investissement 100% 2020 = 529 CHF / an / habitant (population suisse 8.637 Millions)

5.2.3 Émissions

Ayant contraint le système à être neutre, le bilan de carbone est nul pour les deux systèmes énergétiques. La Figure 22 montre les diagrammes de Sankey des flux de carbone pour les deux systèmes. Il en ressort que dans les deux cas, la biomasse prend en charge la majorité de la compensation des émissions, alors que la capture du CO₂ et la séquestration dans des mines de sel est utilisée afin de compenser les émissions indirectes de construction des technologies des systèmes (1.34 kt CO₂ ES1.0 et 1.54 kt CO₂ ES2.0).

Aucune technologie de capture directe de CO₂ de l'air n'est mise à contribution, étant donné que la biomasse suffit à la capture. Lors de la conversion de la biomasse et des carburants, une partie du CO₂ est capturé à la source et est recyclé au travers de processus de méthanation avec de l'hydrogène. Ceci permet de satisfaire la demande de méthane. 5.9 TWh de méthane synthétique sont produits par méthanation et 4.87 TWh par gasification hydrothermale du bois dans le modèle ES 1.0 qui est utilisé à des fins de transport, alors que le modèle ES 2.0 n'utilise que la filière de la gasification hydrothermale afin de satisfaire les besoins d'appoint de production de chaleur haute température et d'électricité.

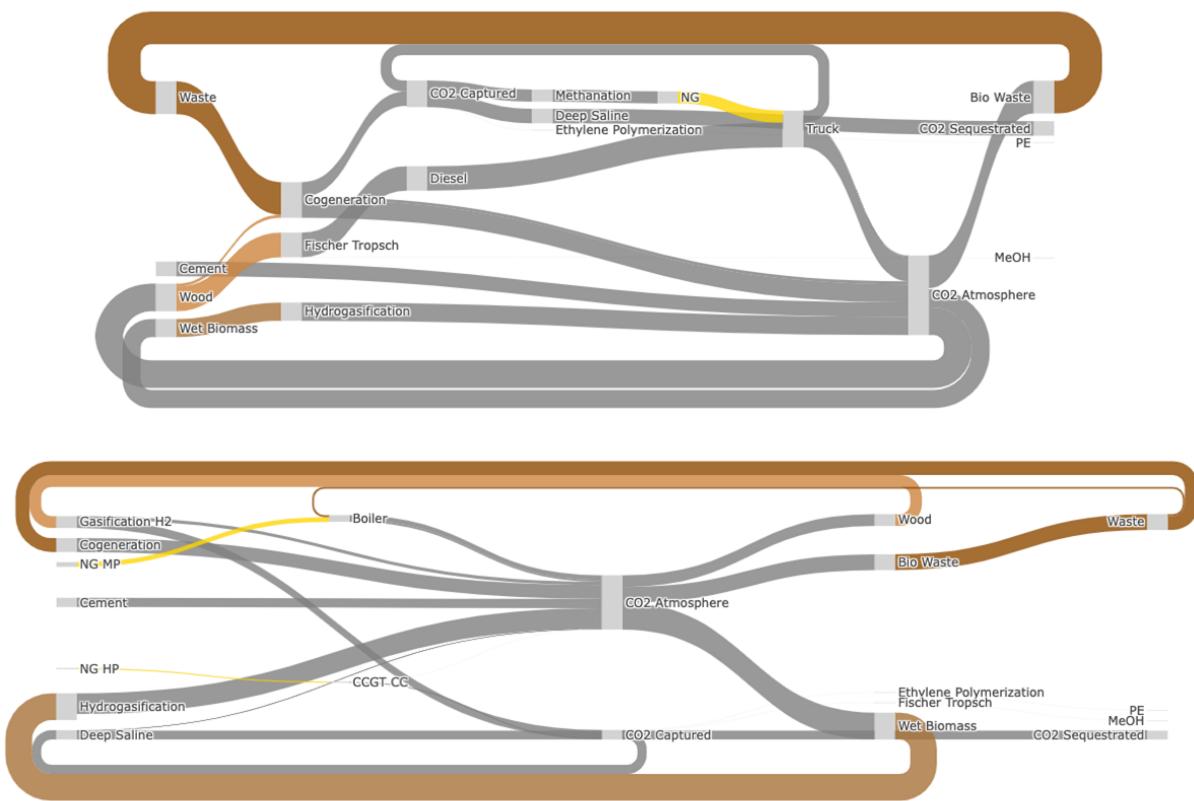


Figure 22 : Diagramme de Sankey de la conservation du CO₂ pour les systèmes énergétiques ES1.0 (haut) et ES2.0 (bas).



6 Coopération nationale et internationale

Energyscope est un modèle largement apprécié et repris par la communauté scientifique nationale et internationale. Les groupes suivants utilisent actuellement différentes versions du calculateur développé par le Laboratoire IPESE (Industrial Processes and Energy Systems Engineering) de l'EPFL :

- EPSE: Energy and Process Systems Engineering, ETHZ, Suisse
- TFL: Thermodynamics and fluid mechanics, UCLouvain - Belgique
- CIRAIIG: Centre international de référence sur l'analyse du cycle de vie et la transition durable, Polytechnique Montréal – Canada
- LWRG: Ligang Wang Research group, Research group North China Electric Power University - Chine

7 Communication et transfert

7.1 Mise en ligne du calculateur energyscope.ch

La phase de développement étant achevée, s'ouvre maintenant la phase de debugging de la version bêta du calculateur Energyscope 2.0. Un webinar de présentation des fonctionnalités du calculateur sera organisé dans le courant de l'automne 2022 et la version bêta sera partagée avec un ensemble d'utilisateurs et utilisatrices choisis. Après une phase de debugging de trois mois, la version finale du calculateur sera mise en ligne et accessible pour tout public au début 2023.

7.2 Actions de communication

La nouvelle version du calculateur Energyscope.ch a déjà été promue lors des événements suivants :

- Retraite des Commissions des Finances du Parlement fédéral du 4 Juillet 2022 à Bulle (présentation de résultats choisis et du site Energyscope.ch)
- Lunch session à l'Office fédéral de l'énergie le 12 septembre 2022.

Les événements suivants sont en outre en préparation :

- Présentation publique du calculateur à l'occasion de sa mise en ligne au début 2023, à laquelle seront notamment conviées les autorités cantonales et fédérales compétentes.

8 Suite du projet et développements futurs

Différentes pistes sont actuellement à l'étude pour favoriser la diffusion d'Energyscope.ch.

Une première piste consiste en une refonte de l'interface graphique du calculateur afin de la rendre plus ergonomique et plus intuitive pour un large public.

Une deuxième piste consiste à développer un jeu éducatif tiré du modèle Energyscope. Un prototype a déjà été réalisé dans le cadre du Climathon Valais, et semble prometteur.



9 Publications

- Schnidrig et al., “Regionalisation in high share renewable energy system modelling”. IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2022 (DOI: 10.1109/PESGM48719.2022.9917062)
- Schnidrig et al. “Assessment of the role of infrastructure in high share renewable energy systems”. Proceedings of ECOS 2022, Copenhagen
- Schnidrig et al., “On the effect of existing infrastructure in independent and neutral energy systems: A case study of Switzerland 2050 in complex energy system modeling”. Frontiers in Energy, 2022 (in preparation)
- Schnidrig et al. “Analysis of uncertainty under the constraint of energy transportation: Typical configurations in energy systems modeling” (in preparation)



10 Bibliographie

- [1] S. Moret, V. Codina Gironès, M. Bierlaire, and F. Maréchal, "Characterization of input uncertainties in strategic energy planning models," *Appl. Energy*, vol. 202, pp. 597–617, Sep. 2017, doi: 10/gbsxmz.
- [2] G. Limpens, S. Moret, H. Jeanmart, and F. Maréchal, "EnergyScope TD: A novel open-source model for regional energy systems," *Appl. Energy*, vol. 255, p. 113729, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113729.
- [3] X. Li *et al.*, "Decarbonization in Complex Energy Systems: A Study on the Feasibility of Carbon Neutrality for Switzerland in 2050," *Front. Energy Res.*, vol. 8, p. 549615, Nov. 2020, doi: 10/gjgz7v.
- [4] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu, "Review of energy storage technologies for sustainable power networks," *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 8, pp. 74–91, Dec. 2014, doi: 10/drwr.
- [5] H. Blanco and A. Faaij, "A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 1049–1086, Jan. 2018, doi: 10/gcqkvv.
- [6] A. Buttler and H. Sliethoff, "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 2440–2454, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.003.
- [7] X. Daguenet-Frick, P. Gantenbein, E. Frank, B. Fumey, R. Weber, and T. Williamson, "Seasonal Thermal Energy Storage with Aqueous Sodium Hydroxide - Reaction Zone Development, Manufacturing and First Experimental Assessments," in *Conference proceedings of EuroSun 2014*, Aix-les-Bains, France, 2015, pp. 1–10. doi: 10.18086/eurosun.2014.10.08.
- [8] swissgrid, "Grid levels," *swissgrid Grid levels*, 2020. <https://www.swissgrid.ch/en/home/operation/power-grid/grid-levels.html> (accessed Oct. 29, 2020).
- [9] Swissgas, "Schweizerisches Erdgastransportnetz 2018," Swissgas, 2018.
- [10] ENTSOG, "Maps | ENTSOG," 2021. <https://www.entsoe.eu/maps> (accessed Apr. 08, 2021).
- [11] R. Gupta, F. Sossan, and M. Paolone, "Countrywide PV hosting capacity and energy storage requirements for distribution networks: The case of Switzerland," *Appl. Energy*, vol. 281, p. 116010, Jan. 2021, doi: 10/gmnvcn.
- [12] Swiss Geoportal, "Registre des bâtiments et des logements." Office fédéral de la statistique, Neuchâtel, 2019. Accessed: Jan. 27, 2022. [Online]. Available: <https://map.geo.admin.ch>
- [13] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, "Versorgungssicherheit," 2021. <https://www.strom.ch/de/energiepolitik/versorgungssicherheit> (accessed Oct. 25, 2021).
- [14] Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG, "Das Jahr in Zahlen," gazenergie, Zürich, Switzerland, 2020.
- [15] Forschungsstiftung Strom und Mobilkommunikation, "Stromversorgung: Das schweizerische StromversorgungsnetzEMF," 2020. <https://www.emf.ethz.ch/de/emf-info/themen/technik/stromversorgung/das-schweizerische-stromversorgungsnetz> (accessed Jun. 16, 2021).
- [16] G. W. Howell and T. M. Weathers, "Aerospace Fluid Component Designers' Handbook. Volume I, Revision D," TRW SYSTEMS GROUP REDONDO BEACH CA, Feb. 1970. Accessed: May 02, 2022. [Online]. Available: <https://apps.dtic.mil/sti/citations/AD0874542>
- [17] J. Schnidrig, T.-V. Nguyen, and X. Li, "A modelling framework for assessing the impact of green mobility technologies on energy systems," in *Proceedings of ECOS 2021*, Taormina, ITALY, 2021, p. 13.
- [18] C. Del Taglia, R. Scherer, M. Ferster, and N. Stamm, "Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor," BFE, Jul. 2020.
- [19] Kost, Michael, "Gesamtenergiestatistik 2020," BFE, Bern, 10537, Jul. 2021.
- [20] M. Kost, "Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2015," BFE, Bern, 805.006.15 / 07.16 / 2500, Jul. 2016.



[21] Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, “Tätigkeitsbericht der ElCom 2020,” Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, Bern, Jun. 2021. [Online]. Available: https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2021/taetigkeitsberichtderelcom2020.pdf.download.pdf/Taetigkeitsbericht_ElCom_2020-DE_Einzelseiten.pdf