



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des
transports, de l'énergie et de la communication DETEC
Office fédéral de l'énergie OFEN
Section recherche énergétique et cleantech

Rapport final du 5 décembre 2025

Projet SunHy

Etude de la viabilité économique et des impacts
potentiels de la production décentralisée
d'hydrogène à partir d'électricité photovoltaïque.



Ingénieurs de la transition énergétique

Prestataire de subvention :

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section recherche énergétique et cleantech
CH-3003 Berne
www.recherche-energetique.ch

Bénéficiaires de la subvention :

Planair SA
Rue Galilée 6, 1400 Yverdon-les-Bains
<https://www.planair.ch>

Auteur(s) :

Mathieu Boccard, Planair SA, mathieu.boccard@planair.ch
Valentin Gobert, Planair SA, valentin.gobert@planair.ch
Luc Humberset, Planair SA, luc.humberset@planair.ch

Suivi du projet à l'OFEN :

Stephan Oberholzer, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch

Numéro du contrat de l'OFEN : SI/502770-01

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



Résumé

Le projet SunHy a pour objectif d'étudier la faisabilité économique et les impacts de la production décentralisée d'hydrogène vert en Suisse, en valorisant les excédents de production photovoltaïque à faible coût. Cette approche innovante, reposant sur l'utilisation d'électrolyseurs compétitifs, vise à créer une alternative durable aux renforcements coûteux des réseaux électriques, tout en soutenant la transition énergétique et la décarbonation.

L'étude se concentre dans un premier temps sur la caractérisation technique et économique de la production d'hydrogène vert. Elle explore différents scénarios de fonctionnement, échelles de puissance et horizons temporels, adaptés aux spécificités géographiques suisses (rural, périurbain, alpin). Parallèlement, les applications potentielles de l'hydrogène sont analysées, qu'il s'agisse de stockage local, de réélectrification ou d'autres usages énergétiques et industriels. Ces analyses intègrent les coûts, les contraintes logistiques et la maturité technologique des solutions envisagées.

Le projet étudie également les possibilités de valorisation centralisée, telles que le stockage saisonnier et les moyens de transport adaptés (gazoducs, transport routier ou ferroviaire), afin de répondre aux besoins nationaux en électricité hivernale. Enfin, il combine ces analyses pour quantifier le potentiel économique, énergétique et écologique de la production décentralisée d'hydrogène et en évaluer l'impact global sur la transition énergétique suisse. Ces travaux permettront de formuler des recommandations concrètes pour le déploiement de cette solution innovante, en tenant compte des conditions techniques, économiques et légales nécessaires.

En apportant des réponses aux défis liés à la gestion des excédents photovoltaïques et au déséquilibre saisonnier entre production et consommation, ce projet ambitionne d'accélérer le déploiement du photovoltaïque en Suisse, tout en soutenant une transition énergétique durable et économiquement viable.



Zusammenfassung

Das Projekt SunHy zielt darauf ab, die wirtschaftliche Machbarkeit und die Auswirkungen der dezentralen Produktion von grünem Wasserstoff in der Schweiz zu untersuchen, indem kostengünstige oder negativ bewertete Überschüsse aus der Photovoltaik genutzt werden. Dieser innovative Ansatz, der auf der Verwendung von wettbewerbsfähigen Elektrolyseuren basiert, soll eine nachhaltige Alternative zu kostspieligen Netzverstärkungen bieten und gleichzeitig die Energiewende und Dekarbonisierung unterstützen.

Die Studie konzentriert sich zunächst auf die technische und wirtschaftliche Charakterisierung der Produktion von grünem Wasserstoff. Es werden verschiedene Betriebsszenarien, Leistungsskalen und zeitliche Horizonte untersucht, die auf die geografischen Besonderheiten der Schweiz (ländlich, periurban, alpin) zugeschnitten sind. Gleichzeitig werden die potenziellen Anwendungen von Wasserstoff analysiert, sei es für die lokale Speicherung, die Rückverstromung oder andere Energie- und Industrieanwendungen. Diese Analysen berücksichtigen Kosten, logistische Einschränkungen und den technologischen Reifegrad der vorgeschlagenen Lösungen.

Das Projekt untersucht zudem Optionen für eine zentrale Nutzung, wie die saisonale Speicherung und geeignete Transportmethoden (Pipelines, Strasse oder Schiene), um den nationalen Bedarf an Elektrizität im Winter zu decken. Schliesslich werden diese Analysen kombiniert, um das wirtschaftliche, energetische und ökologische Potenzial der dezentralen Wasserstoffproduktion zu quantifizieren und ihre Gesamtwirkung auf die Schweizer Energiewende zu bewerten. Diese Arbeiten münden in konkrete Empfehlungen für die Einführung dieser innovativen Lösung, wobei die erforderlichen technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden.

Indem es Herausforderungen im Zusammenhang mit der Verwaltung von Photovoltaiküberschüssen und dem saisonalen Ungleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch adressiert, zielt dieses Projekt darauf ab, den Ausbau der Photovoltaik in der Schweiz zu beschleunigen und gleichzeitig eine nachhaltige und wirtschaftlich tragfähige Energiewende zu unterstützen.

Summary

The SunHy project aims to study the economic feasibility and impacts of decentralized green hydrogen production in Switzerland by leveraging low-cost or negative-value surplus photovoltaic production. This innovative approach, based on the use of competitive electrolyzers, seeks to offer a sustainable alternative to costly grid reinforcements while supporting energy transition and decarbonization.

The study initially focuses on the technical and economic characterization of green hydrogen production. It explores various operating scenarios, power scales, and time horizons tailored to Switzerland's geographic specificities (rural, peri-urban, alpine). At the same time, the potential applications of hydrogen are analyzed, whether for local storage, re-electrification, or other energy and industrial uses. These analyses include costs, logistical constraints, and the technological maturity of the proposed solutions. The project also examines centralized valorization options, such as seasonal storage and suitable transport methods (pipelines, road, or rail), to address national winter electricity needs. Finally, it combines these analyses to quantify the economic, energy, and ecological potential of decentralized hydrogen production and evaluate its overall impact on Switzerland's energy transition. These efforts will result in concrete recommendations for the deployment of this innovative solution, considering the technical, economic, and legal conditions required.

By addressing challenges related to managing photovoltaic surpluses and the seasonal imbalance between production and consumption, this project aims to accelerate the deployment of photovoltaics in Switzerland while supporting a sustainable and economically viable energy transition.



Messages clés («Take-Home Messages»)

- Des surplus d'électricité conséquents sont anticipés dans la plupart des quartiers ruraux et périurbains. En équipant d'électrolyseurs les sous-stations moyenne-tension/basse-tension des quartiers les plus favorables (combinant un fort potentiel solaire et un transformateur de grande taille), une production annuelle d'hydrogène de 9 TWh à horizon 2035 et 16 TWh à horizon 2050 serait possible.
- La taille optimale d'électrolyseurs à l'échelle du quartier (sous-station transformatrice) est de l'ordre de 500 kW en zone périurbaine à horizon 2035, et jusqu'à 1500 kW à horizon 2050 (300 kW à 1200 kW en zone rurale). La puissance totale d'électrolyse serait ainsi de 3 GW en 2035 et 8 GW en 2050, pour des prix de 5 à 10 milliards de francs, bien en deçà des prix envisagés pour le renforcement du réseau.
- Le coût de production de l'hydrogène avec cette approche peut atteindre 12 cts/kWh, mais les étapes de transport et/ou de stockage, nécessaire à l'utilisation pertinente de l'hydrogène généré, doublent voire triplent cette valeur. La combinaison d'hydrogène avec du carbone (typiquement le CO₂ d'installations de biogaz, d'usines d'incinération des déchets, ou de site industriel de type cimenterie) permet de réutiliser les infrastructures existantes (réseau de gaz et stockage, ou cuves de stockage de produits pétroliers) et est une piste prometteuse afin de réduire ces coûts de transport et stockage.
- Malgré l'adéquation entre le potentiel énergétique de cette approche et les besoins projetés en combustible de synthèse dans une Suisse décarbonée (tous deux de l'ordre de 10 TWh/an), le bilan économique est le principal frein à son déploiement. Une baisse des coûts d'investissements, une incitation forte à la décarbonation, ou des soutiens publics sont des pistes pour concrétiser cette vision, de même qu'une valorisation efficace de la chaleur grâce à une convergence des réseaux électriques, gaziers et de chaleur.



Table des matières

Résumé.....	3
Zusammenfassung.....	4
Summary	4
Messages clés («Take-Home Messages»)	5
Table des matières	6
1 Introduction.....	8
1.1. Contexte et motivation	8
1.2. Objectifs du projet.....	11
2 Activités, méthodes, résultats et discussions	13
2.1. WP1 : Caractérisation de la production décentralisée	13
2.1.1. Champ d'étude	13
2.1.2. Méthodologie et récolte de données	13
2.1.3. Traitement statistique	14
2.1.4. Définition des hypothèses utilisées	16
2.1.5. Élaboration d'un modèle d'optimisation.....	22
2.1.6. Résultats à l'échelle du transformateur	24
2.1.6.1. Excédents énergétiques locaux identifiés	24
2.1.6.2. Fonctionnement de l'électrolyseur	25
2.1.6.3. Production décentralisée d'hydrogène dans le cas médian	26
2.1.6.4. Production annuelle envisageable.....	29
2.1.7. Extrapolation à l'échelle Suisse et coûts associés	30
2.1.8. Analyse des résultats et bilan du WP1	35
2.2. WP2 : Caractérisation de la demande décentralisée.....	36
2.2.1. Demande liée à la mobilité	36
2.2.1.1. Mobilité routière et aviation	36
2.2.1.2. Evolutions temporelles et perspectives	36
2.2.1.3. Mobilité lacustre	38
2.2.1.4. Véhicules industriels et de chantier	38
2.2.1.5. Mobilité agricole	38
2.2.1.6. Véhicules alpins (dameuses et ratrack).....	38
2.2.1.7. Bilan et évolution temporelle envisageable	39
2.2.2. Demande pour la conversion du CO ₂ biogénique provenant de méthanisation	39
2.2.3. Demande pour la décarbonisation des entreprises par Power-to-Gas	41
2.2.4. Caractérisation des possibilités de stockage.....	42
2.2.4.1. Stockage Gazeux	43
2.2.4.2. Stockage Liquide	43



2.2.4.3. Stockage Solide par hydrure	44
2.2.4.4. Stockage Solide par cycle Redox.....	44
2.2.4.5. Comparaison de ces technologies	44
 2.2.5. Bilan du WP2.....	46
2.3. WP3 : Centralisation	47
2.3.1. Demande en stockage saisonnier pour la décarbonation de l'approvisionnement énergétique suisse.....	47
2.3.2. Comparaison des coûts de transport par conduite et par route	48
2.3.3. Évaluation de stockage gazeux sous forme comprimée	49
2.3.4. Conversion de l'hydrogène en carburants.....	50
 2.3.5. Bilan du WP3.....	51
2.4. WP4 : Etude de marché et quantification des impacts.....	52
2.4.1. Stockage saisonnier	52
2.4.2. Application de mobilité.....	53
2.4.3. Conversion en gaz.....	53
3 Conclusions et perspectives.....	55



1 Introduction

1.1. Contexte et motivation

Contexte et problématique La transition énergétique nécessite la décarbonisation de tous les secteurs. La production d'hydrogène par électrolyse à partir d'électricité renouvelable est à même d'y contribuer de plusieurs façons : en servant d'intermédiaire pour le stockage de la production électrique excédentaire estivale, de carburant pour la mobilité locale, ou encore pour certains besoins industriels ou d'injection gaz, afin de sécuriser un approvisionnement hivernal raisonnable en coûts et en impacts. Néanmoins, dans les conditions de marché actuelles, la production d'hydrogène vert a besoin d'une électricité non seulement renouvelable, mais également bon marché. Ainsi, aujourd'hui en Suisse, la plupart des sites de production, en activité ou en projet, s'appuient sur une production hydraulique peinant à trouver sa place sur le marché de l'électricité. Or, le potentiel de développement de l'électricité hydraulique est restreint, notamment en comparaison de celui d'autres sources renouvelables comme le photovoltaïque dont le potentiel technique est estimé à entre 30 et 80 TWh/an. Malheureusement, une forte proportion de ce potentiel n'a pas de viabilité économique dans les conditions actuelles et reste donc inexploitée, notamment en raison de l'obligation de renforcement du réseau et des mécanismes d'encouragement basés sur l'autoconsommation.

La préférence actuelle pour la production d'hydrogène vert à partir d'électricité hydraulique tient principalement dans les puissances en jeu, de l'ordre du MW, et dans sa production « en ruban » permettant de maximiser le temps de fonctionnement de l'électrolyseur. Ces deux facteurs permettent ainsi de réduire les coûts de production de l'hydrogène grâce à des économies d'échelle. Néanmoins, la récente baisse des coûts des électrolyseurs ouvre de nouvelles perspectives en termes d'approvisionnement en électricité renouvelable et de puissance nominale des unités de production. Des électrolyseurs de quelques centaines de kW alimentés par de l'électricité photovoltaïque pourraient ainsi présenter une rentabilité suffisante pour déclencher les investissements correspondants. L'adoption récente du Mantaierlass et sa mise en application dès 2025 renforce encore le potentiel de telles approches. La mise en place de communautés électriques locales correspondrait à l'échelle discutée ici, et l'exonération de taxes réseau pour les installations de production d'hydrogène sous certaines conditions favoriserait les investissements initiaux.

Solution proposée

Ce projet a pour but d'étudier ce mode de production décentralisée d'hydrogène vert à partir d'électricité photovoltaïque. Rapprocher la production d'hydrogène de la production photovoltaïque permet d'éviter le passage par le réseau public pour la valorisation de la production locale, et par conséquent les coûts de renforcement associés. Elle assure aussi la création d'une valeur locale à même de rémunérer des investissements qui ne pourraient l'être par la seule autoconsommation.

La Figure 1 ci-dessous illustre un exemple type de production décentralisée d'hydrogène à l'échelle d'un quartier résidentiel dont les données chiffrées sont extraites d'une étude récemment menée par Planair.

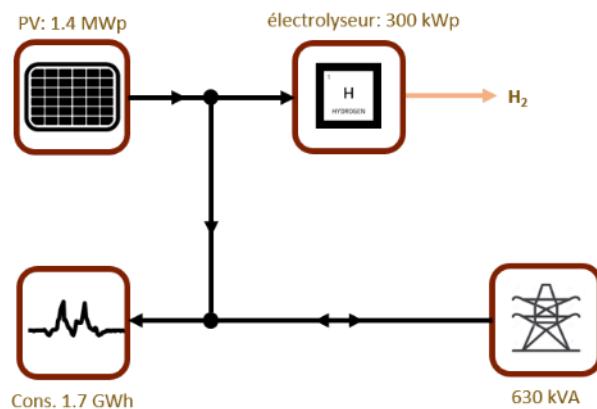


Figure 1: Exemple type de production décentralisée à l'échelle de quartiers

En termes d'énergie, le potentiel photovoltaïque du quartier considéré est comparable à la consommation locale. Cependant, la puissance du point de raccordement au réseau moyenne tension étant significativement inférieure à la puissance crête du potentiel photovoltaïque, celui-ci ne peut être réalisé sans des coûts de renforcement prohibitifs. À l'échelle Suisse, un budget de 100 milliards de francs d'investissement nécessaire pour entretenir et renforcer le réseau afin d'absorber l'énergie photovoltaïque d'ici 2050 a notamment été indiqué dans une étude récente de Consentec, EBP et Polynomics [2]. Un tel budget permettrait de couvrir l'achat d'électrolyseurs d'une capacité de 20 GW et de piles à combustible d'une capacité de 15 GW. L'ajout d'un électrolyseur d'une puissance de l'ordre de la moitié de celle du point de connexion permettrait de valoriser, d'une manière ou d'une autre, l'entier du potentiel photovoltaïque sans renforcement du point de connexion, comme le montre la Figure 2 ci-dessous.

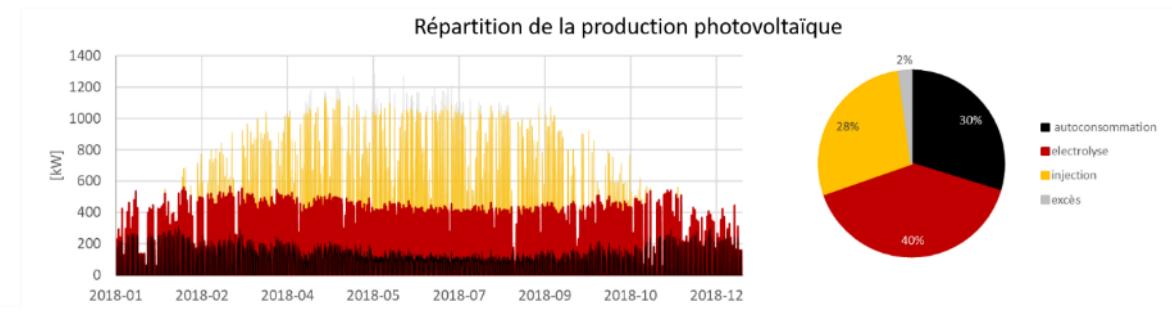


Figure 2: Répartition de l'utilisation du potentiel photovoltaïque pour le cas d'exemple type

Près du tiers de la production pourrait être valorisée par autoconsommation à un tarif suffisant pour assurer la majorité de la rentabilité des installations photovoltaïques. La partie excédentaire serait convertie en hydrogène jusqu'à hauteur de la puissance nominale de l'électrolyseur, ce qui représenterait 40% de l'électricité produite dans la zone. Les pointes ne pouvant être ni autoconsommées ni converties en hydrogène pourraient être réinjectées sur le réseau (28%) ou écrêtées (2%) conformément à la puissance du point de connexion.

Pour des prix de rachat de l'électricité photovoltaïque de quelques centimes, le coût de revient de la production d'hydrogène prend une valeur tout à fait compatible avec certains marchés actuels de l'hydrogène vert en Suisse, et ceci malgré un fonctionnement limité à l'équivalent d'un peu plus de 2000 heures de pleine charge. De tels prix de rachat pour l'électricité photovoltaïque pourraient également



s'avérer réalistes, soit dans une perspective de politique de limitation des coûts de renforcement réseau, soit dans le cas de prix de marché négatifs en journée. Il est à noter que des prix négatifs en journée liés à une forte intégration du solaire par rapport à la consommation sont déjà effectifs aux Pays-Bas, qui a une pénétration du PV seulement 2 fois supérieure à la Suisse.

Au rythme de déploiement actuel autour d'un GW par année, le marché Suisse pourrait lui aussi connaître des prix négatifs récurrents d'ici environ 1-2 ans les weekends, et environ 3 ans en semaine, laissant ainsi ouverte l'opportunité de prix nul voir négatif pour la reprise d'installation solaire d'une certaine envergure à ces moments. Des tarifs différenciés hiver et été commencent par ailleurs à apparaître (par exemple les tarifs professionnels Viteos 2024) de même que des tarifs dynamique (par exemple le Vario de Groupe e également en 2024).

Besoins de recherche

Avant que ce type de production ne devienne une réalité, il est cependant nécessaire d'apporter des réponses à un certain nombre de questions spécifiques à une production décentralisée à partir d'électricité d'origine photovoltaïque, notamment en ce qui concerne la faisabilité économique. Ainsi, le volume potentiel et les coûts de revient de l'hydrogène ainsi produit doivent être estimés avec précision, et ceci pour différents cas de figure (zone rurale / périurbaine / alpine, échelle, mode de fonctionnement, etc...). Il est également nécessaire de caractériser en détail les marchés potentiels permettant la valorisation de cet hydrogène (volume et niveaux de prix acceptables / cibles, notamment pour la production d'électricité hivernale). La mise en commun de ces deux aspects (offre et demande) permettra d'évaluer précisément le potentiel de la production décentralisée d'hydrogène vert.

Cette étude vise des résultats transférables aussi directement que possible. En définissant précisément les rentabilités cibles et les conditions permettant la mise en application, cette étude a pour objectif une mise en application rapide des résultats obtenus. Cet objectif s'inscrit dans une perspective d'une augmentation significative de la production d'hydrogène vert permettant la décarbonisation du paysage énergétique suisse.

A notre connaissance, il n'y a pas d'étude focalisée sur les aspects économiques d'une conversion en hydrogène de la production photovoltaïque à l'échelle de la centaine de kW dans les conditions de marché Suisse. Il existe de nombreux projets qui ont étudié la production d'hydrogène avec le surplus d'énergie solaire à l'échelle d'une maison. Il existe même des entreprises qui proposent de tels systèmes, comme Sirea en France, pour le stockage de longue durée et inter saisonnier de l'énergie photovoltaïque excédentaire d'une habitation. La petite taille des électrolyseurs et le faible nombre d'heures d'utilisation augmentent l'importance du CAPEX.

Dans la plupart des études actuelles, la production photovoltaïque est centralisée à travers le réseau moyen tension vers des électrolyseurs de taille toujours plus grande (>100 MW). Dans l'étude Perspectives des technologies «Power-to-X» en Suisse, rédigée par le PSI, il y a une analyse des coûts « Electricité-à-Hydrogène », pour différents scénarios de coût de l'électricité, mais l'échelle de quelques centaines de kW n'est pas abordée. Finalement, l'échelle de production considérée ici s'inscrit entre les extrêmes principalement couverts par la littérature existantes : la production décentralisée avec des unités de quelques kW et la production centralisée avec des unités de plusieurs dizaines de MW. En couvrant les aspects spécifiques à une échelle moyenne de quelques centaines de kW, ce projet vise également à compléter l'état de l'art actuel. Cette échelle est également potentiellement celle correspondant aux communautés électriques locales (CEL) qui pourraient bientôt être autorisées.



1.2. Objectifs du projet

L'objectif principal de cette étude est d'évaluer le potentiel au niveau suisse de la production décentralisée d'hydrogène à partir de photovoltaïque. L'objectif est d'approfondir la faisabilité d'un approvisionnement solaire à bas coût rendant possibles les perspectives de stockage saisonnier identifiées par Planair avec la réutilisation des structures des industries fossiles.

Une approche nouvelle est nécessaire, car les études références actuelles comme l'étude récente du PSI ne prennent pas en compte une opportunité rencontrée par Planair dans ces projets d'hydrogène insulaire : la création d'hydrogène à un prix compétitif pour le système énergétique à partir d'excédents solaires à faible valeur et avec un prix d'électrolyseur inférieur aux coûts des renforcement réseaux. L'atteinte de cet objectif principal passe par la réalisation de plusieurs objectifs secondaires décrits ci-dessous.

Le premier objectif secondaire est la caractérisation de la production décentralisée d'hydrogène vert. Cette partie de l'étude, axées sur les coûts de revient cibles, prendra non seulement en compte les caractéristiques techniques et économiques de la conversion en hydrogène mais également la sécurisation des investissements dans le photovoltaïque. Ces questions seront analysées selon différents scénarios faisant varier le mode de fonctionnement du système, l'échelle et l'horizon temporels considérés.

Le second objectif secondaire reflète le premier et est lié à la caractérisation des utilisations potentielles de l'hydrogène vert, que ce soit au niveau local (consommation décentralisée) ou au niveau national (consommation centralisée). Les différentes applications potentielles seront ainsi identifiées et caractérisé selon leur maturité technologique ainsi que selon leurs prix et volumes cibles. Cette partie de l'étude a également pour but de prendre en compte les contraintes logistiques et techniques ainsi que les coûts associés.

Finalement, le dernier objectif de cette étude est de déterminer la réplicabilité et l'intérêt de la production décentralisée d'hydrogène pour les aspects énergétiques et économiques de la transition énergétique suisse. Cette réplicabilité sera déterminée en estimant le nombre de sites potentiels d'implantation en Suisse afin d'établir le potentiel technique de cette solution. Ce potentiel technique sera ensuite confronté au potentiel économique afin de déterminer le potentiel effectif de la solution proposée. Les vecteurs de transports et stockage les plus adaptés aux marchés suisses identifiés seront établis. Ce potentiel économique sera estimé par croisement des données liées à l'offre (production) et à la demande (consommation) de l'hydrogène vert produite de manière décentralisée.

Quant à l'intérêt de la production décentralisée d'hydrogène à partir de photovoltaïque, il sera établi grâce la quantification de ses impacts positifs en termes énergétiques (utilisation des productions photovoltaïques), économiques (valeur créée, évitemennt des coûts de renforcement du réseau, etc...) et environnementaux (décarbonation des applications finales, évitemennt du recours au fossile).

En résumé cette étude vise à répondre aux questions :

- Quelles sont les valeurs de référence pertinentes pour un système de valorisation d'excédents de production photovoltaïque sous forme d'hydrogène à une échelle locale ? (WP1)
- Quelles est l'installation optimale en termes de coûts de production pour différentes zones (rural, périurbain, alpin) ? (WP1)
- Quel coût de production d'hydrogène en découle, et à quel coût pour l'électricité produite en hiver en cas de stockage local ? (WP1)
- Un système (production, stockage, utilisation) entièrement décentralisé est-il envisageable, pour quels volumes et à quels coûts pour l'hydrogène et l'électricité produite en hiver ? (WP2)
- Quels moyens de centraliser l'hydrogène sont envisageables et lequel est le plus pertinent (conduites / transport routier / rail) ? (WP3)
- Quel cadre légal et quelles incitations / subventions sont nécessaires pour atteindre un cout de l'électricité en hiver raisonnable par ce biais ? (WP4)
- Un déploiement décentralisé de systèmes hydrogène autour d'excédents de production PV estivale est-il finalement pertinent, souhaitable, et économiquement viable ? (WP4)



Cette étude s'organise en 5 lots de travail (work packages), eux-mêmes divisés en plusieurs tâches. L'enchaînement des lots de travail est illustré à la Figure 4.

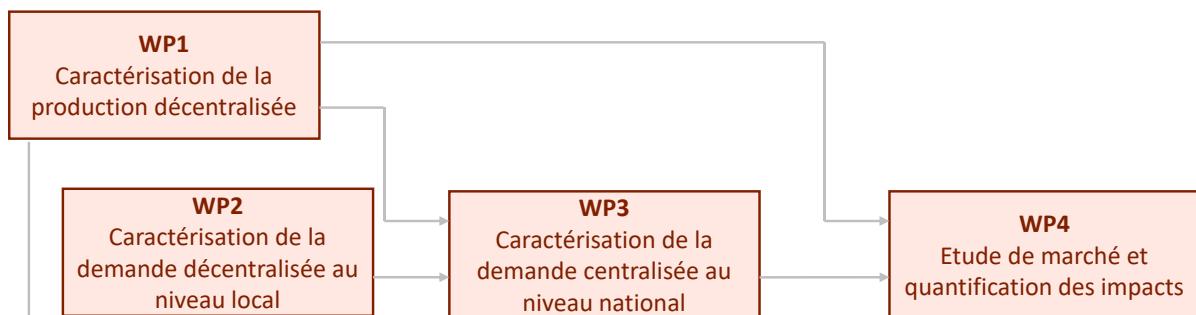


Figure 3: Déroulement du projet de recherche



2 Activités, méthodes, résultats et discussions

2.1. WP1 : Caractérisation de la production décentralisée

2.1.1. Champ d'étude

L'échelle retenue pour ce projet est celle de la sous-station transformatrice, dans les environnements ruraux, péri-urbains et alpins. Les deux premières situations ont été étudiées durant cette première phase de projet, des données sont encore nécessaires pour le troisième cas.

Le modèle d'optimisation étudie les 3 cas suivant : Sans électrolyseur, Avec électrolyseur alimenté par le PV uniquement, Avec électrolyseur alimenté par le PV et le réseau.

Les résultats sont ensuite analysés au niveau dynamique, temporel et avec une étude de sensibilité de certains paramètres.

Les horizons temporels étudiés sont 2025, 2035 et 2050.

2.1.2. Méthodologie et récolte de données

La première étape était de regrouper les informations suivantes pour les différentes typologies de quartier :

- Consommation
- Puissance photovoltaïque actuelle
- Estimation de la puissance photovoltaïque future
- Puissance du transformateur du quartier
- Nombre de clients par quartier

Nous avons récolté dans le cadre de cette étude 2 types de données. D'une part des données détaillées pour une sous-station particulière, représentative des cas qui nous intéressent. D'autre part des données statistiques sans détails temporel de consommation ou production, mais avec un grand nombre de sous stations transformatrices alors recensées.

Romande Energie nous a en effet fourni des données générales sur leurs près de 3100 sous-stations de transformation moyenne tension - basse tension. Ces données contiennent la zone (rural, péri-urbain, urbain) dans laquelle se situe le poste de transformation, la puissance du transformateur, le nombre et la puissance totale de raccordement ainsi que le potentiel photovoltaïque. Les données issues de 760 quartiers de type péri-urbains et 1970 quartiers ruraux ont été synthétisées en réalisant une étude statistique par type de quartier. Les résultats ont été ensuite complétés par des hypothèses Planair afin d'avoir toutes les informations nécessaires pour le modèle d'optimisation.

Afin de valider la représentativité de ces données pour la Suisse, nous avons effectué les analyses suivantes. La somme du potentiel photovoltaïque total recensé sur la zone de desserte de Romande Energie atteint 3.4 GW. En supposant que chaque kW produit annuellement 1 MWh, cela représente 5% du potentiel photovoltaïque pour les toits et façades en Suisse selon l'étude de l'OFEN. Romande Energie a par ailleurs fourni en 2023 un total de 2,7 térawattheures d'énergie selon son rapport d'activité. Cela représente 5% de la fourniture électrique totale en Suisse cette année-là. Les chiffres sont donc cohérents. Néanmoins, en extrapolant le potentiel total recensé dans nos données, un total à l'échelle Suisse de 68 TWh est obtenu, ce qui est deux fois plus élevé que la production photovoltaïque prévue dans la stratégie 2050, de 34 TWh annuels.

Dans son plan plus ambitieux en termes d'énergie photovoltaïque, Roger Nordmann propose par ailleurs l'installation d'un total de 72 GW de capacité photovoltaïque (76 TWh de production annuelle) afin de relever le défi de la transition énergétique au niveau suisse. Cette capacité beaucoup plus élevée que selon la stratégie énergétique 2050 permet de décarboner la chaleur industrielle à haute température et de fournir une réserve d'énergie hivernale pour un appont de production électrique. Nous verrons



dans le bilan du WP1 que la conversion en hydrogène des excédents d'électricité photovoltaïque permet de réconcilier ces deux visions, en absorbant 25 TWh d'énergie photovoltaïque proche des sources de production.

2.1.3. Traitement statistique

Les figures et tableaux suivants présentent une analyse statistique des données de transformateurs collectées.

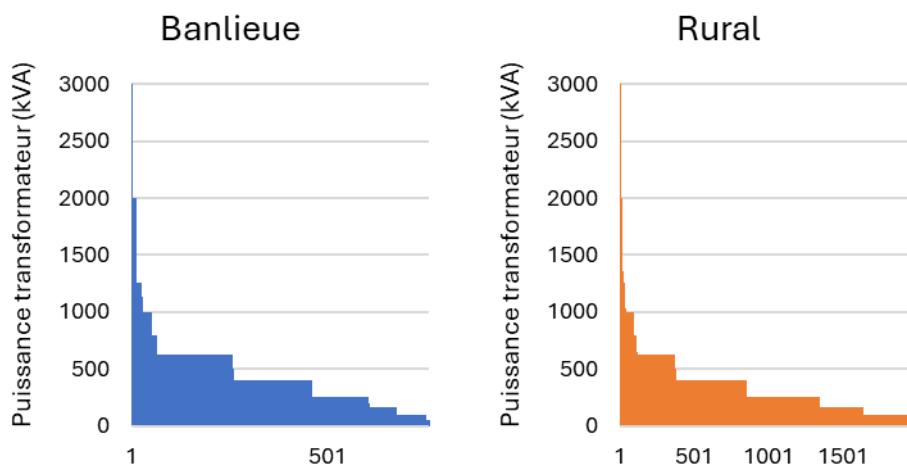


Figure 4 - Puissance des transformateurs en zones péri-urbaine et rurales, classées de la plus grande à la plus faible

Hormis quelques exceptions, la plupart des sous-stations sont équipées de transformateurs d'une puissance de 50 kVA à 1000 kVA. En zone péri-urbaine, la majorité se situe entre 250 kVA et 630 kVA, avec une médiane à 400 kVA. En zone rurale, la médiane est à 250 kVA et la répartition est plus diffuse entre 100 kVA, 250 kVA, 400 kVA et 630 kVA.

La puissance PV installée en 2024 est faible et presque systématiquement inférieure à la capacité du transformateur comme indiqué ci-dessous.

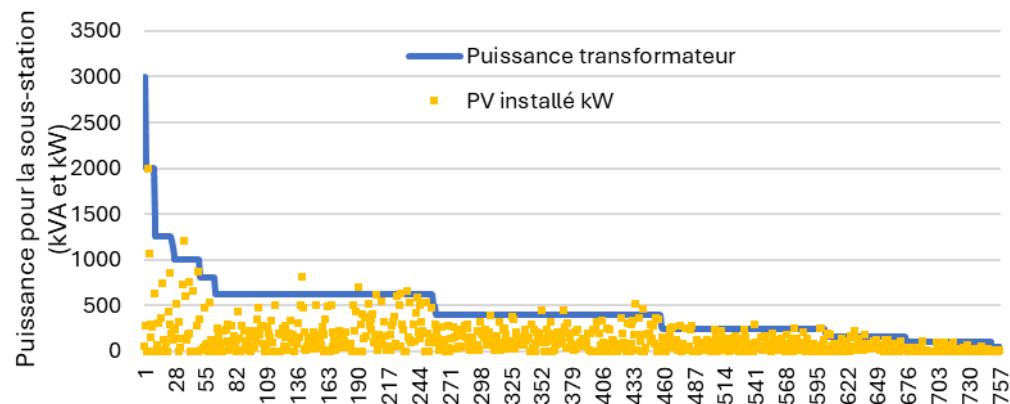


Figure 5 - Puissance du transformateur et capacité PV installée pour ce transformateur, pour la zone péri-urbain



En ce qui concerne le potentiel PV, celui-ci est beaucoup plus variable entre près de 0 et 6000 kW. Il n'y a qu'une très faible corrélation entre la capacité du transformateur et le potentiel PV, uniquement pour les petits transformateurs. On observe un excédent de potentiel PV de 600 kW en médiane, avec un premier quartile à 200 kW et un troisième à 1200 kW. Les valeurs pour la situation rurale sont similaires.

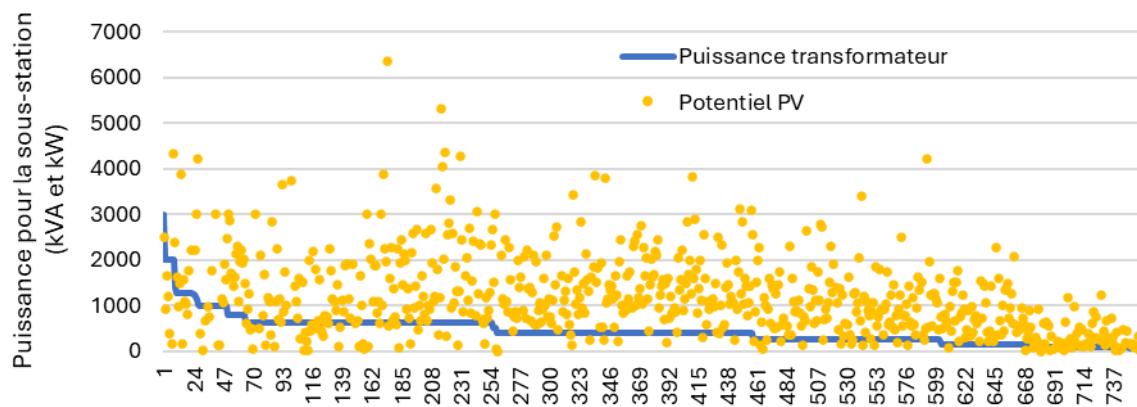


Figure 6 - Puissance du transformateur et potentiel PV identifié pour ce transformateur, pour la zone péri-urbain

Le tableau ci-dessous reprend les valeurs principales extraites de l'analyse des données disponibles. La puissance PV actuelle est généralement largement en dessous de la capacité du transformateur. Pour les autres métriques, il y a une très forte hétérogénéité dans les données. Une situation médiane peut être tirée, ainsi que des quartiles. Le ratio potentiel PV sur puissance transformateur est supérieur à un pour la majorité des situations. Il est déjà de 1.56 (resp 1.75) même pour le premier quartile dans la situation péri-urbaine (resp. rurale). Ce ratio monte à 2.77 et même 3.30 (resp 4.35 et 5.63) pour la médiane et le troisième quartile. La zone rurale est ainsi plus impactée par les dépassements de capacité de transformateur. Cela peut s'expliquer par la faible intensité électrique actuelle de ces zones, en relation avec les grandes surfaces de toiture disponibles (hangars agricoles). Les petites tailles de transformateurs dans ce type de zone est également un facteur.

	Banlieue	Rural
Puissance transformateur	Moyenne	439 346
Puissance transformateur	Médiane	400 250
Puissance raccordé	Moyenne	1303 1048
Puissance raccordé	Médiane	1172 884
Puissance raccordé/puissance transfo	Moyenne	3,30 3,37
Puissance raccordé/puissance transfo	Médiane	2,95 2,98
Puissance raccordé / Nb client	Moyenne	38,34 37,37
Puissance raccordé / Nb client	Médiane	17,12 19,64
Nombre clients	Moyenne	91,13 60,54
Nombre clients	Médiane	61,00 40,00
Puissance PV installée	Moyenne	132 113
Puissance PV installée	Médiane	82 68
Puissance PV / puissance transformateur	Moyenne	0,31 0,32
Puissance PV / puissance transformateur	Médiane	0,24 0,24
Puissance PV / puissance transformateur	Premier quartile	0,06 0,06



Puissance PV / puissance transformateur	Troisième quartile	0,46	0,48
Potentiel PV	Moyenne	1178	1124
Potentiel PV	Médiane	924	854
Potentiel PV / puissance transformateur	Moyenne	3,30	4,10
Potentiel PV / puissance transformateur	Médiane	2,77	3,41
Potentiel PV / puissance transformateur	Premier quartile	1,56	1,75
Potentiel PV / puissance transformateur	Troisième quartile	4,35	5,63

**Un ensemble de données robuste a pu être collecté pour mener à bien les analyses de ce travail.
Les données retenues pour les modélisations sont reprises ci-dessous.**

2.1.4. Définition des hypothèses utilisées

Nous nous sommes concentrés sur quelques cas types pour cette étude, synthétisé comme représentatif des situations réelles. Malgré une volonté de simplification, un grand nombre de cas est nécessaire pour illustrer la diversité des situations. Nous avons ainsi retenu :

- 3 horizons temporels (2025, 2035 et 2050)
- 2 typologies de zones (rurale / périurbaine)
- 3 puissances de transformateur sont considérées
- 3 variantes de pénétration du PV
- 1 niveau de consommation par zone, puissance de transformateur et par horizon temporel

Cela représente ainsi un total de 18 situations envisageables. Pour chacune, l'effet de différents tarifs pour l'électricité est également évalué, avec plusieurs schémas de tarifs pour la consommation depuis le réseau, et également pour la consommation depuis la production locale.

Potentiel Solaire

Selon les données de Romande Energie ci-dessus, les potentiels solaires ont pu être estimés par typologie et temporalité. Cependant pour plus de sensibilités de nos analyses, nous avons pris également un scénario avec un potentiel solaire installé bas et un scénario avec un potentiel solaire installé haut. La variante haute ne représente pas un extrême, mais le troisième quartile, et un nombre significatif de sous-stations se trouve ainsi dans cette situation.



Puissance PV – Variante Médiane (kW)		
Temporalité	Péri-Urbain	Rural
2025	96	60
2035	404	317
2050	1107	853

Puissance PV – Variante Basse (kW)		
Temporalité	Péri-Urbain	Rural
2025	25	14
2035	240	170
2050	625	438

Puissance PV – Variante haute (kW)		
Temporalité	Péri-Urbain	Rural
2025	184	120
2035	622	515
2050	1738	1406

Tableau 1: Potentiel PV par temporalité et typologie avec une sensibilité basse et haute.

Concernant le productible, le choix a été fait de le fixer dans les simulations à 1000 kWh/kW.

Ces puissances PV ensuite introduite dans le modèle d'optimisation en multipliant cette puissance par une courbe type provenant de données internes Planair.

Consommation

Afin d'estimer l'augmentation de la consommation d'électricité future, le scénario Zéro Base de Perspective énergétique 2050+ a été utilisé ainsi que des ratios consommation par puissance de transformateur venant des données internes Planair.

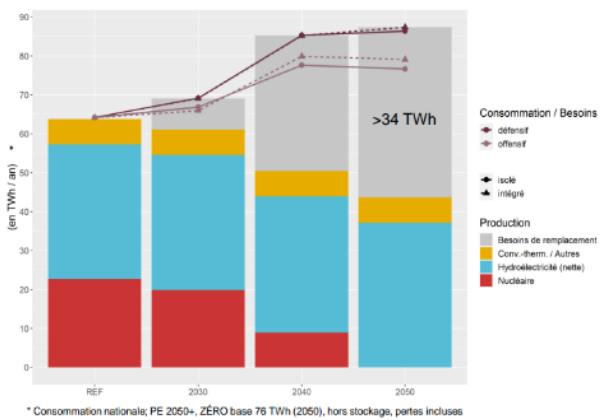


Figure 7: Scénario Zéro Base de Perspective énergétique 2050+



	Banlieue	Rural
Consommation / Puissance transformateur ((kWh/an)/kW)	2 600	2 300

Tableau 2: Ratios consommation par puissance transformateur par type de quartier.

Des courbes de synthèses provenant de données internes ont ensuite été utilisées afin de représenter les consommations ci-dessus afin d'être intégrées dans le modèle d'optimisation.

Consommation et production annuelles résultantes sont indiquées sur le tableau suivant (Tableau 3). La production PV annuelle totale est ainsi inférieure à la consommation totale pour tous les quartiers en 2025 et 20. Elle devient significativement supérieure à la consommation uniquement pour les quartiers ayant un potentiel PV élevé à l'horizon 2050. Dans les autres cas, des excédents sont cependant présents lorsque l'on fait un bilan horaire détaillé, la production journalière estivale dépassant régulièrement la consommation. Cette analyse des surplus est effectuée en section 2.1.7.

Tableau 3 - Production et consommation annuelles des quartiers types

Typolo-gie	P. transfo.	Consommation (MWh/an)			Potentiel PV du quartier	Production PV (MWh/an)		
		2025	2035	2050		2025	2035	2050
Rural	100 kW	226	270	303	Faible	6	68	175
					Médian	24	127	341
					Élevé	48	206	562
Rural	250 kW	565	674	756	Faible	14	170	438
					Médian	60	317	853
					Élevé	120	514	1406
Rural	400 kW	904	1078	1210	Faible	23	271	701
					Médian	96	507	1364
					Élevé	192	823	2250
Péri-urbain	250 kW	649	773	868	Faible	16	150	390
					Médian	60	253	692
					Élevé	115	389	1086
Péri-urbain	400 kW	1038	1237	1389	Faible	25	240	625
					Médian	96	404	1107
					Élevé	184	622	1738
Péri-urbain	630 kW	1635	1949	2188	Faible	39	378	984
					Médian	151	637	1744
					Élevé	290	979	2738



Valeur de l'électricité produite localement

Un élément crucial de cette analyse est le coût auquel doit être considérée l'électricité. Cela concerne l'électricité produite localement (dans la zone de distribution de la sous-station) mais aussi celle importée depuis le réseau. Plusieurs considérations peuvent être faites :

- Les tarifs de reprise de l'électricité photovoltaïque sont en forte baisse et seront prochainement calquées sur les prix de marché. Ceux-ci sont relativement faibles (hormis le phénomène de 2022). Des tarifs minimaux officiels sont annoncés, ceux envisagés sont cités dans la fiche tarifaire de Groupe e :

Installations photovoltaïques de moins de 30 kW	4.6 ct/kWh
Installations photovoltaïques de 30 à 150 kW, avec autoconsommation	0.0 ct/kWh
Installations photovoltaïques de 30 à 150 kW, sans autoconsommation	6.7 ct/kWh

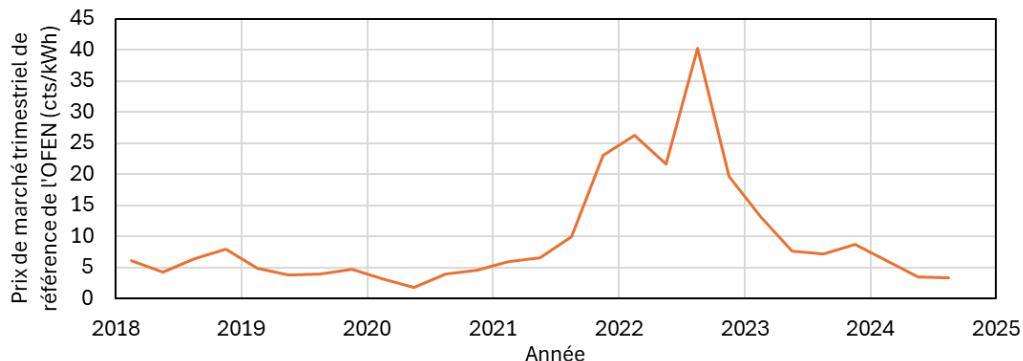


Figure 8- Tarif de marché de référence de l'OFEN sur la période 2018- 2024

- Conformément à Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) (art. 19c, en lien avec l'art. 17c, al. 4–5, LApEI), l'utilisation garantie de la flexibilité pour l'ajustement de l'injection autorise le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) à écrêter au maximum 3% de l'énergie annuellement produite au point de raccordement. Cette utilisation garantie ne donne pas lieu à rémunération ; au-delà de 3 %, toute réduction relève d'un contrat de flexibilité conclu avec le détenteur et doit être rémunérée. Ces dispositions entreront en vigueur le 1er janvier 2026.
- Les garanties d'origine s'ajoutent au tarif de reprise de l'énergie. Celles-ci sont de l'ordre de 1 à 4 cts/kWh. Elles servent parfois de variable d'ajustement, permettant de réduire l'amplitude des variations de tarif pour les producteurs. Groupe e les a notamment augmentées pour 2025, et les tarifs BKW reflètent cette tendance également.

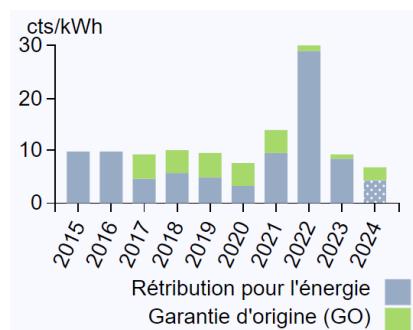


Figure 9 - Tarifs de reprise de BKW

Ainsi, différents tarifs seront envisagés pour le rachat depuis la production locale variant entre 0 cts/kWh et 10 cts/kWh. Une distinction pourra également être faite entre la production qui, en l'absence d'électrolyseur, aurait excédé la capacité du transformateur, et celle inférieure. Pour ces analyses,

➔ un tarif de 7 cts/kWh pour l'électricité produite localement.

Un tarif inférieur est également testé dans l'analyse de sensibilité.



Prix de l'électricité importée du réseau

Pour ce qui est du tarif d'achat de l'électricité depuis le réseau, plusieurs scénarios hypothétiques ont été défini. Le tarif en hiver est gardé élevé, ce qui reflète les tendances actuelles à risquer une pénurie hivernale. Les tarifs estivaux ont eux été variés avec un tarif de l'électricité variant de 32 ct/kWh à 4 ct/kWh. Ces 3 variantes tarifaires sont appliquées à tous les 18 cas précédemment mentionnés (notamment les 3 horizons temporels), ce qui amène à 54 situations.

Prix d'achat électricité (CHF/kWh)			
	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Trimestre 1	0,32	0,32	0,32
Trimestre 2	0,32	0,1	0,04
Trimestre 3	0,32	0,1	0,04
Trimestre 4	0,32	0,32	0,32

Tableau 4: Trois scénarios hypothétiques de l'évolution du prix d'achat de l'électricité

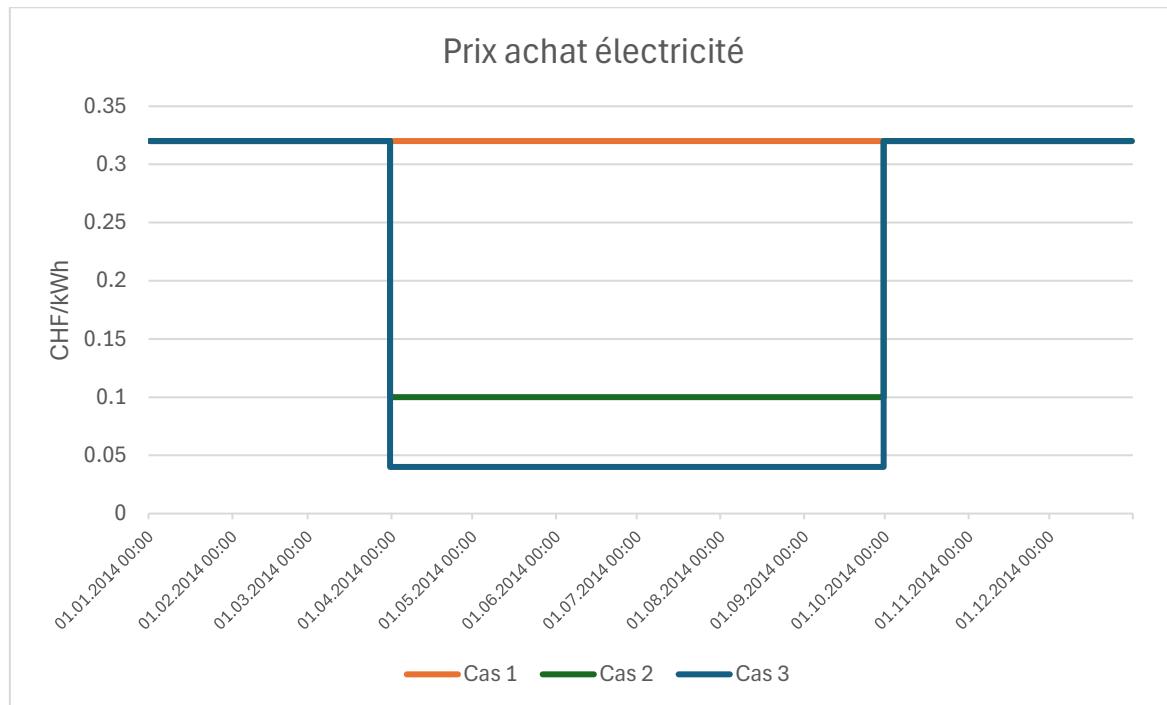


Figure 10: Trois scénarios hypothétiques de l'évolution du prix d'achat de l'électricité

Coût et performance des systèmes d'électrolyse

Pour la partie électrolyse, le premier point à prendre en considération est la partie investissement. Ci-dessous, l'évolution des CAPEX, CAPEX stack, OPEX en fonction de la temporalité. Les OPEX représentent 5% du CAPEX.



Coût Electrolyse				
Année	CAPEX (CHF/kW)	CAPEX stack (CHF/kW)	Coûts fixes CAPEX (offset) (kCHF)	OPEX (CHF/kW/an)
2025	2100	750	250	105
2035	1200	610	250	60
2050	750	500	250	38

Etant donné que les puissances d'électrolyses ne dépasseront pas le MW, un offset a été ajouté au CAPEX pour ajouter les coûts nécessaires pour le génie civil, raccordements, autorisations et autres.

Les autres hypothèses prisent dans le modèle d'optimisation sont :

- La durée de vie de l'électrolyseur est de 20 ans.
- La durée de vie du stack est de 15 ans.
- Le rendement d'électrolyse est fixé à 70%.
- Le taux d'actualisation (TRI) est de 5%
- Le prix de valorisation (sortie électrolyse) considéré pour l'hydrogène est de 3, 7 ou 10 CHF/kg_{H2}

Coût et performance des batteries

Les hypothèses, concernant l'utilisation des batteries, prisent dans le modèle d'optimisation sont

- La capacité de stockage de la batterie (kWh) est calculée en représentant 10% de la puissance PV installée.
- Le rendement de charge et décharge de la batterie est de 95%
- Le temps de décharge de la batterie est fixé à 2 heures.



2.1.5. Élaboration d'un modèle d'optimisation

La modélisation permet d'optimiser conjointement (minimisation des coûts) le fonctionnement du système énergétique du quartier à la granularité horaire ainsi que le dimensionnement de l'électrolyseur. Afin de caractériser le développement d'électrolyseurs décentralisées à l'échelle du quartier et d'évaluer les impacts des électrolyseurs sur les équilibres énergétiques du quartier, plusieurs modèles ont été construits selon une complexité croissante (voir Figure 11) :

- Modèle n°1 Sans électrolyseur :

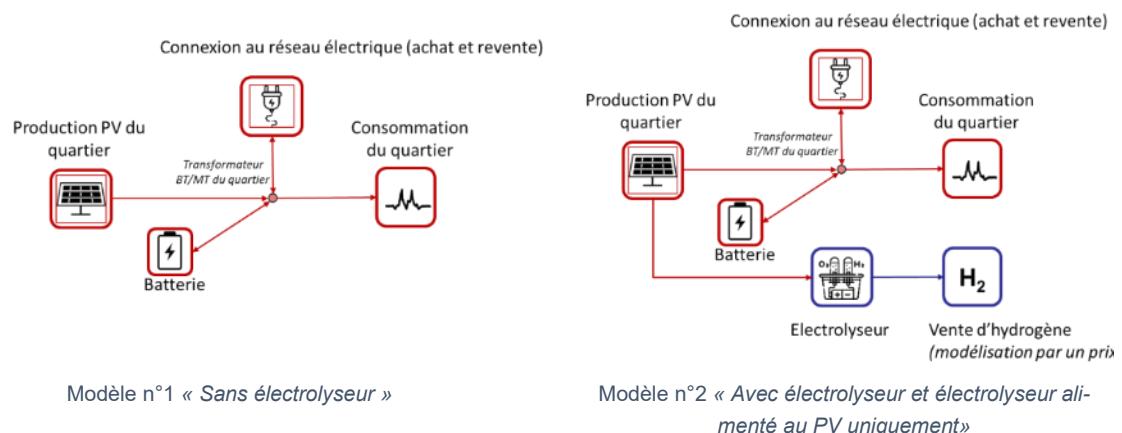
Le quartier est modélisé par sa consommation électrique, sa connexion au réseau permettant l'injection et le soutirage d'électricité ainsi que d'un niveau de déploiement photovoltaïque et batterie. Le modèle ne permet pas l'installation d'électrolyseur.

- Modèle n°2 Avec électrolyseur et électrolyseur alimenté au PV uniquement :

La modélisation repart du modèle n°1 et permet en plus l'installation d'électrolyseurs. Les électrolyseurs peuvent être alimentés uniquement par le surplus d'électricité solaire produite par l'installation photovoltaïque. La valorisation de l'hydrogène produit est réalisée par un tarif de vente, sans contrainte temporelle de production et de stockage.

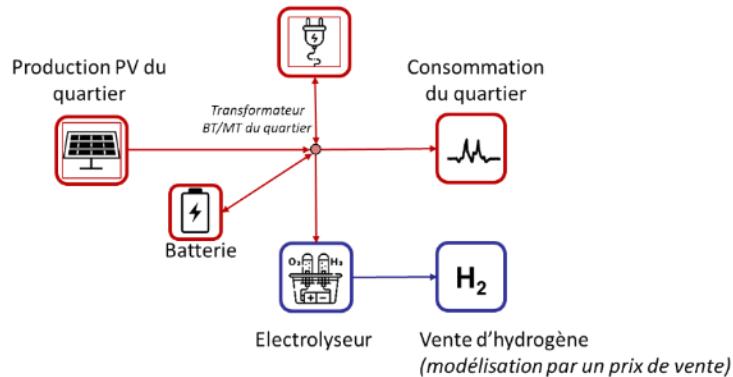
- Modèle n°3 Avec électrolyseur alimenté depuis le PV et le réseau:

Cette modélisation est similaire au modèle n°2, excepté que l'électrolyseur peut être alimenté par l'installation photovoltaïque, mais aussi par le réseau électrique.





Connexion au réseau électrique (achat et revente)



Modèle n°3 « Avec électrolyseur alimenté depuis le PV et le réseau »

Figure 11 – Représentation schématique des modélisations construites pour l'évaluation de la production décentralisée d'hydrogène

Les briques de modélisation sont caractérisées par les éléments suivants :

- La consommation électrique du quartier est modélisée par une courbe de charge horaire redimensionnée par un volume de consommation annuelle. La consommation annuelle est fonction des cas d'étude (typologique de quartier, année).
- De même la production photovoltaïque est modélisée par une courbe de charge ainsi qu'une capacité installée, qui varie selon le cas d'étude (type de quartier, année).
- La production photovoltaïque du quartier s'accompagne de batteries représentant le déploiement de ces solutions de stockage décentralisées. Les batteries peuvent stocker et déstocker l'électricité photovoltaïque ainsi que l'électricité du réseau si cela est pertinent économiquement. Un rendement de cycle est appliqué à la batterie.
- Le réseau électrique est modélisé par un tarif d'achat de l'électricité et par un tarif de reprise de l'électricité solaire qui peuvent être horaire. De plus, le réseau électrique est défini par un niveau d'injection et de soutirage maximum, représentatif de la puissance des transformateurs MT/BT.
- La production d'hydrogène est modélisée par un électrolyseur dont le fonctionnement est totalement flexible, ainsi qu'un tarif de valorisation de l'hydrogène. L'électrolyseur est caractérisé par un rendement de production et des coûts d'installation (CAPEX) et d'opération fixe (OPEX). Il peut s'approvisionner sur les surplus solaires et le réseau électrique selon les variantes de modèle.

Ainsi, la co-optimisation du dimensionnement et du fonctionnement de l'électrolyseur permet d'atteindre le coût de production optimal de l'hydrogène pour la situation étudiée. En mettant une valorisation à l'hydrogène (par défaut 10 CHF/kg), aucun électrolyseur n'est installé si ce tarif ne peut pas être atteint.



2.1.6. Résultats à l'échelle du transformateur

2.1.7. Excédents énergétiques locaux identifiés

Les excédents locaux de production photovoltaïque ont été compilés dans le Tableau 5 pour les différentes typologies de quartier, les trois puissances principales de transformateur, et les trois horizons temporels discutés.

Tableau 5 - Excédents de production photovoltaïque locale

Typologie	P. transfo.	Potentiel PV du quartier	Surplus PV (MWh/an)			Ecrêttement PV (MWh/an)		
			2025	2035	2050	2025	2035	2050
Rural	100 kW	Faible	0	11	80	0	0	0
		Médian	0	49	220	0	0	40
		Élevé	5	110	430	0	1	180
Rural	250 kW	Faible	0	28	200	0	0	0
		Médian	0	120	550	0	0	100
		Élevé	13	280	1 060	0	2	440
Rural	400 kW	Faible	0	44	320	0	0	0
		Médian	0	196	890	0	0	160
		Élevé	21	448	1 700	0	2	710
Péri-urbain	250 kW	Faible	2	19	130	0	0	0
		Médian	5	58	350	0	0	30
		Élevé	13	140	690	0	0	200
Péri-urbain	400 kW	Faible	3	30	200	0	0	0
		Médian	7	92	570	0	0	40
		Élevé	21	230	1 110	0	0	320
Péri-urbain	630 kW	Faible	4	47	320	0	0	0
		Médian	11	140	890	0	0	70
		Élevé	33	350	1 750	0	0	500

En 2025, on enregistre peu de surplus au niveau du quartier. La quasi-intégralité de la production locale est ainsi consommée localement sans remonter dans le réseau MT. Dans les projections de 2035 et 2050, on s'attend cependant à des excédents importants.

En 2035, les quartiers ruraux à fort potentiel photovoltaïque ont un surplus annuel d'électricité s'élevant à environ 200 MWh pour un transformateur de 250 kW. Pour les quartiers péri-urbains, 200 MWh sont également observés, mais pour un transformateur de 400 kW. Pour les quartiers à potentiel PV médian, le surplus est d'environ la moitié dans les deux zones géographiques, et pratiquement nul dans les cas de faible potentiel PV.

En 2050, les surplus photovoltaïques sont présents dans toutes les situations, même dans le cas des quartiers à faible potentiel photovoltaïque. Pour les quartiers à potentiel PV médian ou élevé, le volume du surplus attendu est approximativement multiplié par 4 par rapport à 2035. Dans les deux types de quartiers, jusqu'à 1,7 GWh par an sont disponibles pour les grands transformateurs et un potentiel photovoltaïque élevé dans le quartier (1,0 GWh pour les transformateurs de taille médiane). Cela représente l'électricité nécessaire à produire une trentaine de tonnes d'hydrogène vert annuellement pour chaque



transformateur de grande taille (respectivement une vingtaine de tonnes pour les transformateurs de taille médiane).

En termes de capacité d'injection, une surproduction par rapport à la capacité de conversion du transformateur (colonnes « écrêttement » dans le Tableau 5) n'est prévue que pour 2050 (cellules mises en évidence dans le Tableau 5). Le volume énergétique concerné est par ailleurs faible en comparaison au total des excédents, même en 2050.

2.1.8. Fonctionnement de l'électrolyseur

La production solaire photovoltaïque peut être consommée directement dans le quartier, stockée dans la batterie, utilisée par l'électrolyseur, injectée dans le réseau dans la limite du transformateur ou écrétée par le modèle. Cela est illustré sur la Figure 12 pour les 3 modèles d'optimisation dans le cas d'étude rural pour 2050, et l'on peut observer les phénomènes suivants :

- Sans électrolyseur (*modèle 1 – sans électrolyseur*), un cas standard est retrouvé où la production photovoltaïque est autoconsommée directement dans le quartier, voire indirectement via stockage dans les batteries – symbole ① sur le graphique. De plus, lorsque le surplus solaire est trop important et ne peut plus être injecté dans le réseau dû à la capacité du transformateur, la production solaire est écrétée - symbole ②.
- En ajoutant la possibilité d'installer un électrolyseur alimenté uniquement par la production photovoltaïque (*modèle 2 - Avec électrolyseur alimenté au PV uniquement*), on observe une réduction voire une disparition des pics d'écrêttement et d'injection solaire dans le réseau – symbole ③. L'électrolyseur consomme d'abord la production solaire écrétée qui a une valeur nulle dans le modèle, puis l'électricité injectée initialement dans le réseau d'une valorisation au tarif de reprise. L'arbitrage entre écrêtage/injection sur le réseau et consommation par l'électrolyseur pour production d'hydrogène est principalement dû aux hypothèses de tarif de reprise PV, de prix de valorisation de l'hydrogène et des coûts électrolyseurs. Lorsqu'il n'y a pas de production photovoltaïque, l'électrolyseur ne produit pas – symbole ④.
- En permettant à l'électrolyseur de consommer depuis le réseau (*modèle n°3 - Avec électrolyseur alimenté depuis le PV et le réseau*), on observe que celui-ci consomme la nuit, dans la limite du soutirage maximal défini par la puissance du transformateur – symbole ⑤. L'électrolyseur consomme uniquement si le tarif de l'électricité est avantageux économiquement, ce qui est le cas dans cette variante de simulation illustrative (tarif d'achat de l'électricité à 10 cts/kWh pendant la période estivale).
- En laissant l'opportunité à l'électrolyseur de consommer sur le réseau, on observe qu'il est rentable économiquement d'installer davantage de capacité électrolyseur. En effet les kW marginaux installées bénéficieront à la fois de la production solaire et à la fois de la disponibilité du réseau. La capacité supplémentaire d'électrolyseur permet de réduire davantage l'écrêttement et l'injection d'électricité solaire sur le réseau – symbole ⑥.

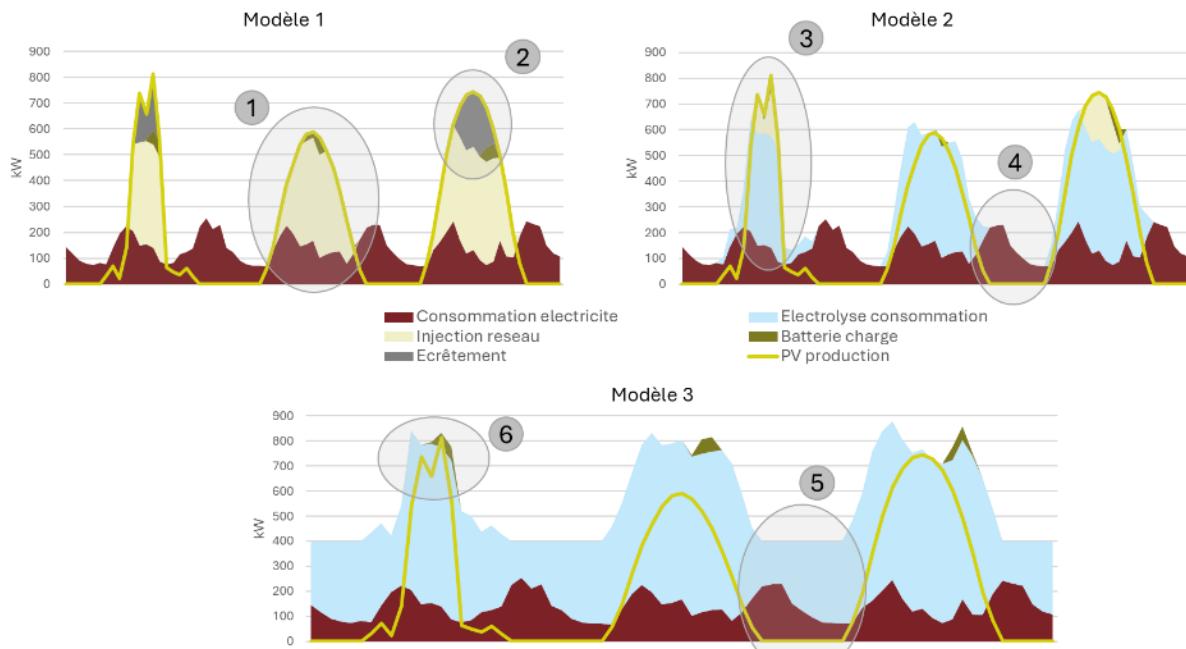
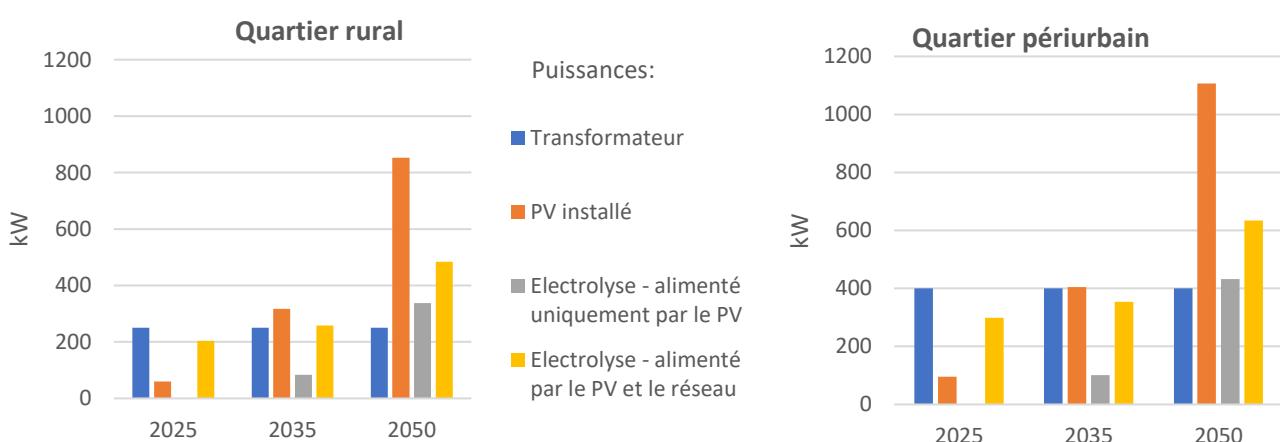


Figure 12- Equilibre de la production photovoltaïque avec la consommation, la batterie, l'électrolyseur et le réseau pour les 3 modèles d'optimisation, pour 3 journées d'été. Le cas d'étude choisi est le cas rural pour 2050, avec un tarif d'achat de l'électricité de 10 cts/kWh en période estivale.

2.1.9. Production décentralisée d'hydrogène dans le cas médian

Les capacités optimales d'électrolyseur dans le cadre du cas d'étude de base (potentiel photovoltaïque médian, tarif de l'électricité estivale à 10 cts/kWh) sont représentées sur la figure ci-dessous pour les 2 types de quartier et les années étudiées, ainsi que les capacités déployées de solaire photovoltaïque et du transformateur de quartier.



On observe qu'aucun électrolyseur n'est installé en 2025 lorsque celui-ci ne peut bénéficier que du surplus solaire, mais qu'il est pertinent économiquement d'en installer s'il peut consommer l'électricité du réseau à 10 cts/kWh en période estivale, en plus de l'électricité produite localement. En 2035, les puissances photovoltaïques déployées permettent des surplus solaires suffisants pour une exploitation économique par les électrolyseurs. Cela est davantage le cas en 2050, avec des niveaux d'électrolyseur pouvant dépasser la capacité du transformateur afin de profiter des fortes périodes production solaire.



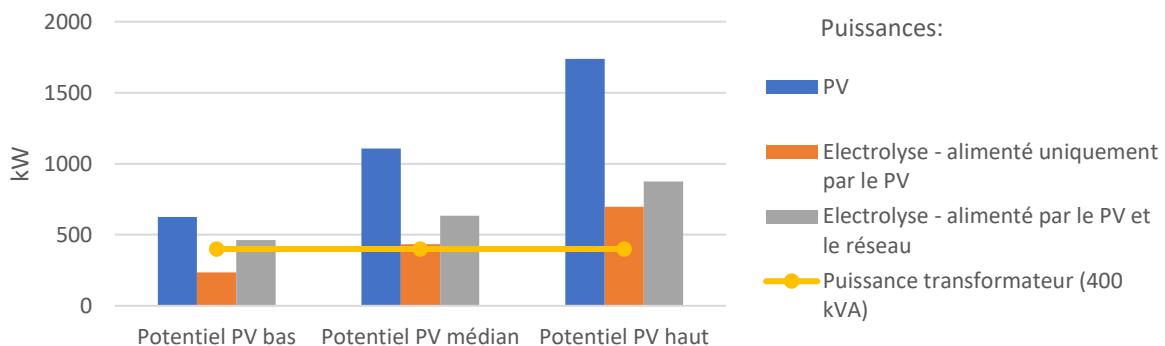
Ce phénomène caractérise un **avantage du déploiement des électrolyseurs en aval du transformateur, qui est de ne pas être limité par la capacité du transformateur pour profiter des surplus solaires**, et dans le même cas de contribuer à la flexibilité du système électrique en réduisant les variations de puissance au niveau du transformateur.

Les observations sont similaires entre le quartier rural et le quartier urbain, avec des productions d'hydrogène plus importantes pour le quartier périurbain étant donné le fort potentiel solaire et un raccordement au réseau supérieur.

Impact du niveau de production photovoltaïque

Le développement de la production photovoltaïque a un impact considérable sur le potentiel des électrolyseurs décentralisés. Pour illustrer cela, la figure ci-dessous représente les capacités optimales électrolyseurs pour trois quartiers ayant différents potentiels solaires dans un quartier périurbain, et dans un cadre favorable à la production d'hydrogène décentralisée, c'est-à-dire un scénario 2050 avec un tarif de l'électricité prélevée depuis le réseau électrique en période estivale de 10 cts/kWh.

Lorsque la capacité solaire photovoltaïque déployée augmente, on observe que l'écart entre la capacité optimale d'électrolyseur lorsqu'il est alimenté uniquement par le PV, et celle où l'électrolyseur est alimenté par le PV et le réseau se réduit. En effet le soutirage d'électricité sur le réseau est limité par la capacité du transformateur, alors que les surplus solaires disponibles augmentent avec le déploiement du solaire.



Impact du tarif estival de la consommation d'électricité

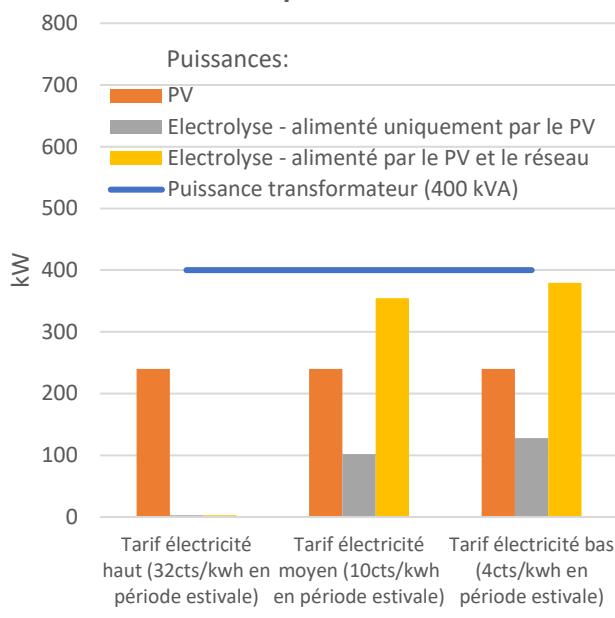
Puisque l'électrolyseur consomme en partie de l'électricité sur le réseau, le tarif d'achat de celle-ci est particulièrement dimensionnant sur le niveau d'électrolyse potentiel. Les cas d'études ont été simulées pour trois différents tarifs d'achats estivaux (4 cts/kWh, 10 cts/kWh et 32 cts/kWh). Les résultats sont présentés pour le quartier périurbain avec un développement du solaire photovoltaïque moyen, pour les années 2035 et 2050.

On observe premièrement que lorsque le tarif est élevé (cas à 32 cts/kWh), alors la capacité électrolyseur est similaire entre les cas où l'électrolyseur est capable de s'alimenter sur le réseau ou non. L'électrolyseur ne profite pas du réseau.

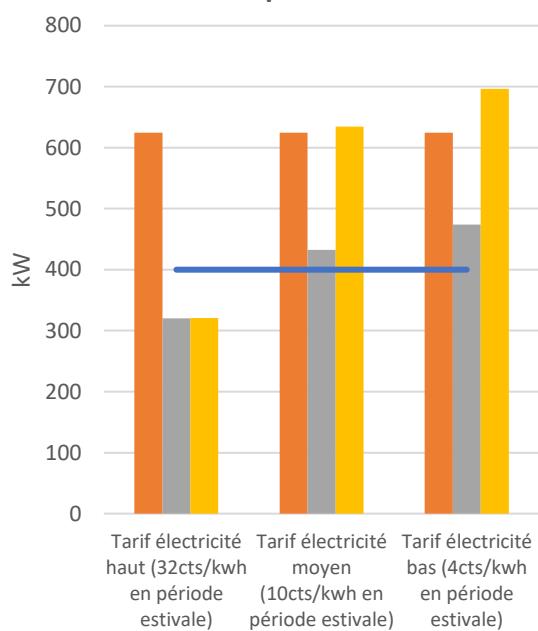
Sous un certain tarif, il est profitable pour l'électrolyseur de consommer sur le réseau, et cela est davantage le cas lorsque le solaire photovoltaïque installé sur le quartier est faible (scénario 2035 en comparaison du scénario 2050). Enfin on observe logiquement que plus le tarif d'achat est bas, plus la capacité électrolyseur augmente, mais l'effet est faible une fois passé le seuil de rentabilité de la consommation depuis le réseau. Pour les hypothèses employées ici (vente de l'hydrogène à 10 CHF/kg), ce seuil se situe entre 32 cts/kWh et 10 cts/kWh.



Quartier périurbain 2035



Quartier périurbain 2050



Enfin, on observe aussi que le tarif de l'électricité a un impact sur le niveau de développement des électrolyseurs, même quand ceux-ci sont alimentés seulement par le photovoltaïque. En effet un tarif bas de l'électricité va rendre économiquement intéressant de soutirer de l'électricité du réseau pour la consommation électrique du quartier et réorienter la production photovoltaïque vers l'électrolyseur, ce qui est permis par le modèle. Autrement dit, le producteur photovoltaïque préfère consommer depuis le réseau et vendre son électricité solaire au réseau plutôt qu'autoconsommer.



2.1.10. Production annuelle envisageable

Les tableaux ci-dessous fournissent les résultats d'hydrogène produit pour les quartiers ruraux et urbains avec un transformateur médian, en tonne hydrogène par an, dans le cas où l'électrolyseur est capable de consommer depuis le réseau.

Quartier périurbain [tH ₂ /an]	2025		2035			2050		
	Tarif haut	Tarif bas	Tarif moyen	Tarif haut	Tarif bas	Tarif moyen	Tarif haut	
PV bas	-	-	27	-	-	32	-	
PV moyen	0	30	29	0	41	40	10	
PV haut	-	-	31	-	-	51	-	

Quartier rural [tH ₂ /an]	2025		2035			2050		
	Tarif haut	Tarif bas	Tarif moyen	Tarif haut	Tarif bas	Tarif moyen	Tarif haut	
PV bas	-	-	19	-	-	23	-	
PV moyen	0	22	21	2	31	30	10	
PV haut	-	-	23	-	-	40	-	

Un **quartier périurbain type** (transformateur de 400 kVA, consommation 2025 de 1 GWh, capacité de production solaire 2025 de 96 kW) a un potentiel de production d'hydrogène décentralisé à moins de 10 CHF/kg à hauteur de :

- 0 tonne par an en 2035 s'il ne compte que sur les surplus solaires du quartier (« tarif haut »).
- 30 tonnes par an en 2035 s'il peut s'alimenter depuis le réseau a des conditions tarifaires favorables
- 10 tonnes par an en 2050 s'il ne peut pas consommer sur le réseau (« tarif haut »), et
- 30 à 40 tonnes par an en 2050 s'il peut s'alimenter depuis le réseau a des conditions tarifaires favorables.

Un **quartier rural type** (transformateur de 250 kVA, consommation 2025 de 0.57 GWh, production solaire 2025 de 60 kW) a, quant à lui, un potentiel de production d'hydrogène décentralisé à moins de 10 CHF/kg à hauteur de :

- près de 0 s'il ne compte que sur l'approvisionnement à partir de production solaire du quartier non consommée par le quartier.
- 20 tonnes par an en 2035 s'il a la possibilité d'utiliser le réseau,
- 10 tonnes par an en 2050 s'il ne peut pas consommer sur le réseau,
- 30 tonnes par an s'il le peut à un tarif intéressant.

- ⇒ Les quartiers à potentiel PV élevé offrent une capacité de production annuelle significativement supérieure aux quartiers à potentiel PV médian (+30% environ) ou bas (+60% à +70%) à horizon 2050.



- ⇒ **La consommation d'énergie depuis le réseau est nécessaire** pour permettre une production substantielle d'hydrogène (la production avec utilisation réseau comparée à celle sans utilisation réseau est supérieure d'un facteur 10 en 2035 et 3 en 2050). Cela suppose donc que certains quartiers doivent être excédentaires en énergie afin de permettre une importation d'énergie à d'autre.
- ⇒ Afin d'évaluer à l'échelle suisse le potentiel de notre approche décentralisée, nous nous concentrons dans la partie suivante sur les quartiers à fort potentiel PV, et sur les transformateurs de grande taille pour chaque quartier. La consommation depuis le réseau est considérée.

2.1.11. Extrapolation à l'échelle Suisse et coûts associés

Afin d'extrapoler à l'échelle Suisse la quantité d'hydrogène qui pourrait être produite dans les quartiers ruraux et périurbains, nous nous sommes concentrés sur les **zones à fort potentiel solaire** (3^{ème} quartile et plus) et les **transformateurs de grande taille** pour chaque quartier (soit 400 kW en zone rurale et 630 kW pour la zone périurbaine). Il semble en effet préférable de concentrer les capacités de production à ces niveaux afin de :

- Bénéficier d'une **forte production locale** (et de surplus estivaux conséquents),
- Bénéficier d'une capacité de transformateur conséquente pour pouvoir compléter l'approvisionnement par de **l'importation du réseau** en suffisance (l'énergie importée provenant principalement des excédents photovoltaïques des autres quartiers ou d'excédents d'autres sources telles que l'hydraulique)

Nous avons évalué la production d'hydrogène dans le cas où celui-ci peut être valorisé à différents tarifs : 3 CHF/kg, 7 CHF/kg et 10 CHF/kg. Ces tarifs reflètent les coûts de production nécessaire afin d'utiliser l'hydrogène:

- à des fins de production électrique hivernale à un tarif raisonnable (discuté dans la suite du document),
- dans la mobilité à un tarif compétitif avec les modes de propulsion alternatifs,
- dans l'industrie locale en remplacement d'hydrogène fossile.

Les tarifs de l'électricité estivale ont été modélisé de manière statique pour le semestre estival, avec quatre différents niveaux tarifaires de 4, 8, 16 et 32 cts/kWh. Les deux premiers tarifs supposent des coûts très bas ou bas liés à de forts excédents, alors que les deux plus élevés supposent des tarifs relativement standard en situation pré-crise énergétique (~2020) ou post-crise énergétique (~2025).

Le Tableau 6 montre les capacités d'électrolyse pour le cas rural, pour ces différents tarifs d'électricité et pour différentes valorisations de l'hydrogène produit, aux 3 horizons temporels discutés ici. On y voit qu'il n'est pas possible d'atteindre des coûts de production de 3 CHF/kg, même avec un coût de l'électricité de 4 cts/kWh en été et les excédents locaux conséquents d'énergie solaire (1700 MWh/an dont 710 MWh dépassant les capacités du transformateur et donc considérés gratuits ; le reste étant considéré à 7 cts/kWh). Ce tarif de reprise de l'électricité locale relativement élevée est l'un des obstacles à l'atteinte d'un prix de revient ultra-compétitif pour l'hydrogène vert. Une diminution à 4 cts/kWh ne permet de réduire que légèrement ce tarif, et la cible de 3 CHF/kg n'est atteinte que pour les situations les plus favorables et pour une production annuelle inférieure. L'électricité photovoltaïque locale achetée à 7 cts/kWh ne représente en effet qu'environ 1/3 de l'approvisionnement de l'électrolyseur en 2050 (plus de 40% étant tiré du réseau).



Tableau 6 - Capacité d'électrolyse, coût de production et volume annuel produit par quartier

Rural, 400 kW, réseau utilisable		2025			2035			2050		
Prix électricité (ct/kWh)	valorisation H2 (CHF/kg)	Capacité électrolyse (kW)	Coût de production H2 (CHF/kg)	Production H2 (kg/an)	Capacité électrolyse (kW)	Coût de production H2 (CHF/kg)	Production H2 (kg/an)	Capacité électrolyse (kW)	Coût de production H2 (CHF/kg)	Production H2 (kg/an)
4	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	7	-	-	-	400	5.5	34 000	960	4.2	60 000
	10	340	7.1	31 000	540	5.9	39 000	1 200	4.5	65 000
8	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	7	-	-	-	350	6.1	32 000	870	4.6	58 000
	10	340	7.6	30 000	520	6.5	38 000	1 200	5.0	64 000
16	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	7	-	-	-	-	-	-	690	4.9	29 000
	10	-	-	-	340	8.7	31 000	990	6.4	61 000
32	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	7	-	-	-	-	-	-	690	4.9	29 000
	10	-	-	-	-	-	-	870	5.2	32 000

Le coût de production le plus bas constaté, pour une valorisation de l'hydrogène à 7 CHF/kg, est de 5.5 CHF/kg en 2035 et de 4.2 CHF/kg en 2050. Ces tarifs sont très intéressants pour de l'hydrogène vert, mais un défi important subsiste pour la valorisation de cet hydrogène, puisque ce tarif est obtenu en sortie d'électrolyseur, sans considération de stockage ni de transport. Ces considérations font l'objet des sections suivantes.

Ce bilan à l'échelle du transformateur peut être extrapolé à l'échelle de la Suisse. Afin de ramener à l'échelle Suisse, la méthodologie suivante a été utilisée :

- comme indiqué précédemment dans cette section, seuls ont été considérés les transformateurs de taille importante (cas rural : 400 kW ou plus, cas péri-urbain : 630 kW ou plus) situés dans une zone offrant un potentiel PV élevé.
- Les volumes annuels d'hydrogène pour un transformateur ont été multipliés par le nombre de transformateur de recensés dans la zone (rurale ou périurbaine) pour le set de données disponibles,
- multiplication par un facteur 20, du fait que les données récoltées représentent 5% de la Suisse en termes territoriaux et énergétiques.

Nous arrivons ainsi au total du Tableau 7 ci-après. **Le potentiel suisse de production annuelle d'hydrogène en zone rurale est ainsi de l'ordre de 6 à 7 TWh en 2035, puis de 10 à 12 TWh en 2050.** Ces volumes nécessitent un tarif d'électricité du réseau en été suffisamment bas et simultanément une valorisation de l'hydrogène suffisamment élevée.



Tableau 7 - Potentiel annuel de production d'hydrogène décentralisé à l'échelle suisse et équivalent énergétique

Potentiel annuel suisse en zone rurale		2035		2050	
Prix électri-cité (ct/kWh)	valorisation H2 (CHF/kg)	production H2 (t/an)	production H2 TWh/an	production H2 (t/an)	production H2 TWh/an
4	3	-	-	-	-
	7	193 000	6.4	340 000	11.2
	10	221 000	7.3	368 000	12.1
8	3	-	-	-	-
	7	181 000	6.0	329 000	10.9
	10	215 000	7.1	363 000	12.0
16	3	-	-	-	-
	7	-	-	164 000	5.4
	10	176 000	5.8	346 000	11.4
32	3	-	-	-	-
	7	-	-	164 000	5.4
	10	-	-	181 000	6.0

Les capacités de production envisageables en zone rurale à l'échelle suisse, en utilisant les hypothèses présentées en section 2.1.4, atteindraient 2 à 3 GW en 2035 (4 à 7 GW en 2050), pour des coûts d'investissement de l'ordre de CHF 4 à 5 milliards en cas d'investissement en 2035 (CHF 4 à 6 milliards en cas d'investissement uniquement en 2050) comme indiqué dans le Tableau 5

Potentiel suisse en zone rurale		2035		2050	
Prix électri-cité (ct/kWh)	valori-sa-tion H2 (CHF/kg)	Capacité électrolyse (MW)	CAPEX total (MCHF)	Capacité électrolyse (MW)	CAPEX total (MCHF)
4	3	-	-	-	-
	7	2 300	4 100	5 400	5 500
	10	3 100	5 100	6 800	6 500
8	3	-	-	-	-
	7	2 000	3 800	4 900	5 100
	10	2 900	5 000	6 800	6 500
16	3	-	-	-	-
	7	-	-	3 900	4 300
	10	1 900	3 700	5 600	5 600
32	3	-	-	-	-
	7	-	-	3 900	4 300
	10	-	-	4 900	5 100

Pour ce qui est de la zone périurbaine, le même exercice a été effectué et donne les résultats présentés dans les Tableau 8 et Tableau 9 ci-après, pour un transformateur et pour le potentiel à l'échelle suisse. La capacité d'électrolyse et le volume annuel d'hydrogène produit par transformateur sont légèrement



supérieurs au cas rural (représentatif de la puissance plus grande), mais les volumes annuels sont plus faibles (moins de transformateurs sont concernés). Les capacités optimales totales envisageables en zone périurbaine sont ainsi de l'ordre de 1.0 GW en 2035 (1.7 à 2.3 GW en 2050) pour un investissement de CHF 1.6 milliards en 2035 (CHF 1.7 milliards à 2.3 milliards en 2050).

Tableau 8 - Capacité d'électrolyse, coût de production et volume annuel produit en quartier périurbain

Périurbain, 630 kW, réseau utilisable		2025 / Rural / Réseau utilisable			2035 / Péri-urbain/ Réseau utilisable			2050 / Péri-urbain/ Réseau utilisable		
Prix électricité (ct/kWh)	Prix vente H2 (CHF/kg H2)	Capacité électrolyse (kW)	Coût de production H2 (CHF/kg)	Production H2 (kg/an)	Capacité électrolyse (kW)	Coût de production H2 (CHF/kg)	Production H2 (kg/an)	Capacité électrolyse (kW)	Coût de production H2 (CHF/kg)	Production H2 (kg/an)
4	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	7	420	6.9	39 000	540	5.5	46 000	1 200	4.4	76 000
	10	520	7.1	44 000	680	5.7	51 000	1 500	4.7	81 000
8	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	7	-	-	-	510	6.0	45 000	1 000	4.9	71 000
	10	510	7.5	44 000	660	6.3	50 000	1 400	5.2	80 000
16	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	7	-	-	-	-	-	-	660	5.4	27 000
	10	-	-	-	480	9.1	43 000	1 100	7.0	74 000
32	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	7	-	-	-	-	-	-	660	5.4	27 000
	10	-	-	-	-	-	-	920	5.9	32 000

Tableau 9 Potentiel annuel de production d'hydrogène décentralisé à l'échelle suisse et équivalent énergétique

Potentiel annuel suisse en zone périurbaine		2035		2050	
Prix électricité (ct/kWh)	Prix vente H2 (CHF/kg H2)	production H2 (t/an)	production H2 TWh/an	production H2 (t/an)	production H2 TWh/an
4	3	-	-	-	-
	7	76 700	2.5	126 700	4.2
	10	85 000	2.8	135 000	4.5
8	3	-	-	-	-
	7	75 000	2.5	118 300	3.9
	10	83 300	2.8	133 300	4.4
16	3	-	-	-	-
	7	-	-	45 000	1.5
	10	71 700	2.4	123 300	4.1
32	3	-	-	-	-
	7	-	-	45 000	1.5
	10	-	-	53 300	1.8





2.1.12. Analyse des résultats et bilan du WP1

Ce WP s'est intéressé à l'optimisation de la capacité de production d'H2 à l'échelle du quartier rural et périurbain en Suisse.

- Les puissances pertinentes sont de l'ordre de 300 à 600 kW à horizon 2035, et de 900 à 1500 kW à horizon 2050.
- Les productions annuelles résultantes sont de l'ordre de 30 à 50 tonnes par quartier en 2035, puis 60 à 80 tonnes en 2050.
- Les volumes précédents supposent un accès à de **l'électricité bon marché du réseau durant l'été** pour l'électrolyse (typiquement 8 cts/kWh ou moins) et une **valorisation suffisante de l'hydrogène produit** (typiquement 7 CHF/kg, permettant d'amortir les coûts de production de l'ordre de 4 CHF/kg à 6 CHF/kg).
- Dans le cas où l'une de ces conditions n'est pas réunie, aucune production n'est envisageable pour 2035, et les volumes d'hydrogène produits pour 2050 sont quant à eux réduits d'un facteur 2 à 2.5.
- Pour atteindre un prix de revient de 3 CHF/kg, il est nécessaire de réduire le tarif d'achat de l'électricité localement produite (ici 7 cts/kWh pour la fraction qui pourrait être injectée au réseau, i.e. correspondant à une puissance d'injection inférieure à la puissance du transformateur).
- Pour 2025 une production est envisageable uniquement si de l'énergie bon marché depuis le réseau est disponible (8 cts/kWh). Le coût de revient de l'hydrogène produit est supérieur à 7 CHF/kg, et les volumes par quartier de l'ordre de 30 à 40 t/an.
- Une extrapolation à la Suisse entière amène à un total annuel estimatif de 250'000 à 300'000 t/an d'hydrogène à horizon 2035, dont ¾ en quartier rural. Pour 2050, cette production serait de 450'000 à 500'000 t/an. Cela représente, pour 2035, un facteur 20 comparé à la consommation annuelle suisse actuelle, et pour 2040 un facteur 40.
- En termes énergétiques, cette production serait de **8 à 10 TWh** pour 2035 et **15 à 17 TWh** pour 2050. Ce volume d'énergie, certes conséquent, ne représente qu'une fraction de la consommation suisse actuelle en vecteurs énergétiques chimiques¹ :
 - o 29 TWh pour le gaz en 2023 (fossile à près de 90%), dont environ 1/3 pour l'industrie
 - o 105 TWh pour le pétrole (dont les ¾ en carburants)
 - o 13 TWh pour le bois
- Il est intéressant d'observer également qu'on obtient un volume énergétique qui correspond à l'ordre de grandeur du besoin de stockage saisonnier évoqué au WP3.
- À l'échelle Suisse, les systèmes d'électrolyse nécessaires à concrétiser ce concept représenteraient une capacité totale de l'ordre de **3 GW à 4 GW en 2035**, et entre **7 et 9 GW en 2050**. Les investissements à consentir sont de **CHF 5 à 7 milliards avec les prix esquissés pour 2035**, et de **CHF 7 à 9 milliards pour 2050**.
- En relation avec les coûts à consentir pour la rénovation et le renforcement du réseau électrique (de l'ordre de CHF 45 à 80 milliards), ces coûts restent relativement faibles et sont similaires aux coûts d'entretien annuels du réseau.² En outre, ils permettent d'éviter le surdimensionnement de nombreux transformateurs (7000 en Suisse selon la vision présentée ici).
- En l'absence d'un accès facilité à l'électricité du réseau à un tarif avantageux, **aucune installation n'est anticipée pour 2035**. Pour 2050, la production d'hydrogène est possible, néanmoins la capacité d'électrolyse serait réduite d'un tiers, et la production totale de plus de moitié.

¹ [VSG-Jahresstatistik-2023_2024_de_fr.indd](#)

² [news.admin.ch/de/nsb?id=91974](#)



2.2. WP2 : Caractérisation de la demande décentralisée.

2.2.1. Demande liée à la mobilité

2.2.2. Mobilité routière et aviation

L'hydrogène n'est pas envisagé pour la mobilité routière individuelle, pour laquelle l'électrification directe est préférée. C'est également le cas pour les transports de personnes que ce soit pour les bus urbains ou même les cars postaux. Pour les transports de marchandises la tendance est également à l'électrification mais un débat persiste, aux vues des grandes puissances nécessaires pour la recharge. Pour le transport de marchandise, une demande de 200 GWh/an, pour environ 1,500 poids lourds en Suisse romande, est évaluée dans le rapport du réseau H2 Romand pour la Suisse romande.³ Ce besoin n'est cependant pas traité ici car le profil de demande (constant sur l'année) n'est pas en phase avec le profil de production (estival). Les besoins pour l'aviation (plaisance et transport) ne sont également pas pris en considération, même si l'aviation de plaisance pourrait constituer un marché. La mobilité non routière constitue une opportunité pour l'hydrogène plus importante, son potentiel est décrit ci-après, notamment en se basant sur les données de l'OFS.⁴

2.2.3. Evolutions temporelles et perspectives

Les prévisions actuelles, basées sur la stratégie "Sustainable and Smart Mobility Strategy" de l'European Hydrogen Observatory, estiment que l'hydrogène pourrait représenter entre 31 et 40 % des besoins dans le secteur des transports d'ici 2050. Cependant, en observant les développements récents du marché de l'hydrogène, notamment en Suisse, il apparaît que la transition vers la mobilité hydrogène est plus lente qu'anticipé.

Une illustration de cette lente progression peut être observée avec les camions à hydrogène en Suisse. L'objectif fixé de 1600 camions en circulation en Suisse d'ici 2025 semble inatteignable, avec seulement une cinquantaine de camions à ce jour, alors qu'en 2021, il y en avait déjà 46. De même, bien que le nombre de stations-service à hydrogène ait légèrement augmenté, son développement reste limité : 18 stations sont attendues en 2025, contre 10 en 2021, selon H2 Mobilität Schweiz.

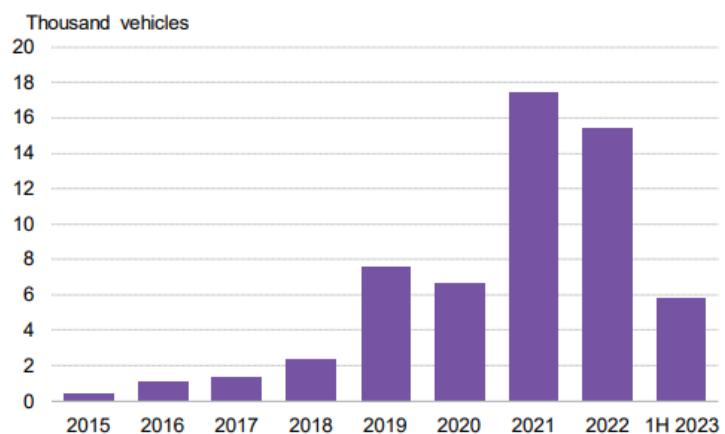
À l'échelle mondiale, l'évolution du marché de l'hydrogène pour la mobilité semble également relativement modeste, comme le montrent les graphiques ci-dessous provenant de BloombergNEF.

³ [Quel potentiel pour l'hydrogène bas-carbone en Suisse romande ? Analyse prospective du marché et des opportunités de décarbonation offertes par le développement de l'hydrogène](#)

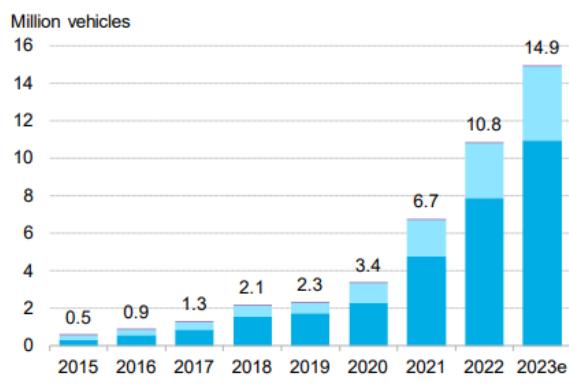
⁴ [Consommation d'énergie et émissions polluantes du secteur non routier](#)



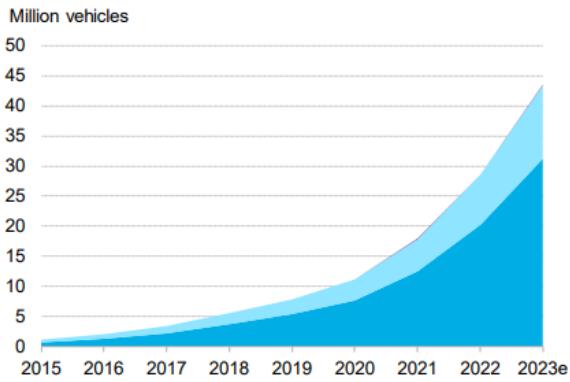
Passenger FCV sales



Global EV and FCV four-wheeler sales



Global EV and FCV four-wheeler fleet



Source: BloombergNEF. Note: Includes passenger vehicles, commercial vehicles and buses. "EVs" includes battery-electric vehicles (BEVs) and plug-in hybrid vehicles (PHEVs), but not fuel-cell vehicles (FCVs). Excludes two-and-three wheelers. 2023e is an estimated value based on sales in the first three quarters of 2023.

La faible demande de véhicules à hydrogène (FCV) a freiné le développement des infrastructures de ravitaillement en hydrogène, qui restent encore limitées par rapport aux stations de recharge pour véhicules électriques. Dans certains marchés, comme la Californie, la Norvège et le Royaume-Uni, certaines stations de ravitaillement ont même dû fermer leurs portes.

Ainsi, en tenant compte de ces évolutions récentes, il a été décidé d'adopter un scénario de **30 % de conversion à horizon 2050 comme scénario optimiste dans cette étude**.



2.2.4. Mobilité lacustre

La Suisse compte aujourd’hui 60'000 bateaux de plaisance à moteur. Les bateaux à hydrogène constituent une approche envisagée pour la décarbonation du domaine,⁵ même si comme pour les véhicules individuels l’utilisation de batteries apporte une concurrence notable. Pour certaines applications intensives, l’hydrogène serait néanmoins pertinent, d’autant que les zones portuaires ne possèdent aujourd’hui pas d’infrastructures électriques adaptées à une recharge rapide à grande échelle. Un réservoir de 22.5 kg étant indiqué pour le modèle Hynova 40, pour une journée typique d’exploitation, la consommation d’un bateau exploité 3 jours par semaine durant 4 mois estivaux correspond à environ une tonne d’hydrogène par bateau. Le transport de passager par navigation utilise actuellement du diesel et un remplacement par l’hydrogène est discuté. La CGN a par exemple utilisé, en 2023, 4.3 millions de litres de diesel pour sa flotte, dont une partie circule principalement en été.⁶ Cela correspond à 1300 tonnes d’hydrogène. La CGN représente par ailleurs 13% de la flotte Suisse [4]. On arriverait ainsi à un potentiel total de 10'000 tonnes d’hydrogène par an. Certaines compagnies comme la LNM entre Neuchâtel, Morat et Biel/Bienne ne circulent que l’été, et ont ainsi une demande en adéquation avec la production estivale. D’autres applications de navigation sont également recensées par l’OFS, qui indique une consommation énergétique totale de 0.43 TWh par an pour la navigation. La répartition est d’un tiers pour les passager, un tiers pour la plaisance et un tiers professionnel (pêche, chalands, etc.). En considérant l’hydrogène pour un tiers de ce besoin, on arriverait à un **potentiel de 0.14 TWh**.

2.2.5. Véhicules industriels et de chantier

Les véhicules industriels, tels que les chariots élévateurs, pelleteuses, camions et autres engins de chantiers ont un potentiel de conversion très intéressant. Que ce soit par combustion directe de l’hydrogène comme pour la pelleteuse R 9XX H2 ou la chargeuse L 566 H de chez Liebherr ou par des moyens hybride batterie-fuel cell, la consommation de ces machines peut être très importante. En 2023, environ 81 241 véhicules industriels sont recensés en Suisse. L’OFS indique une consommation de 1.0 TWh pour les véhicules industriels, et de 1.6 TWh pour les véhicules de chantier. En considérant que 30% de ceux-ci soit remplacé par une alternative hydrogène, cela représente une consommation totale de **0,9 TWh/an** d’hydrogène soit. Ces véhicules sont principalement actifs en zones périurbaines et dans les environnements industriels. Ils représentent une composante importante des efforts de décarbonisation.

2.2.6. Mobilité agricole

Les tracteurs et autres véhicules agricoles jouent un rôle essentiel dans les zones rurales. Ces véhicules agricoles peuvent être convertis en partie à l’hydrogène ou totalement comme avec le New Holland NH2 ou le Fendt Helios. En 2023, environ 197 678 véhicules agricoles sont recensés en Suisse, ce qui traduit un potentiel significatif pour la décarbonisation de ce secteur. Sachant que ce nombre de véhicules représente une consommation de 150 millions de litres de diesel, soit environ 1.5 TWh, et en considérant une conversion de 30 % de ces véhicules, ceci représenterait une consommation d’environ **0,5 TWh/an** d’équivalent hydrogène pour leurs activités.

2.2.7. Véhicules alpins (dameuses et ratrack)

Les dameuses et ratracks, essentiels pour l’entretien des pistes de ski en zones alpines, ont d’une manière générale une consommation de **35 litres de diesel par heure**. L’hydrogène offre une alternative prometteuse pour décarboniser ce secteur, particulièrement en haute altitude où les infrastructures de recharge électrique sont limitées. En considérant environ 200 stations de ski en Suisse, le nombre de dameuses et ratracks s’élève à environ 1220. L’OFS recense en effet 300 GWh de consommation énergétique pour les dameuses [4]. En considérant une conversion de 30 % de ces véhicules, ceci représenterait une consommation d’environ **0,1 TWh/an**.

⁵ Hynova 40 EODEV | Hynova40 : Première application commerciale de la... (eo-dev.com)

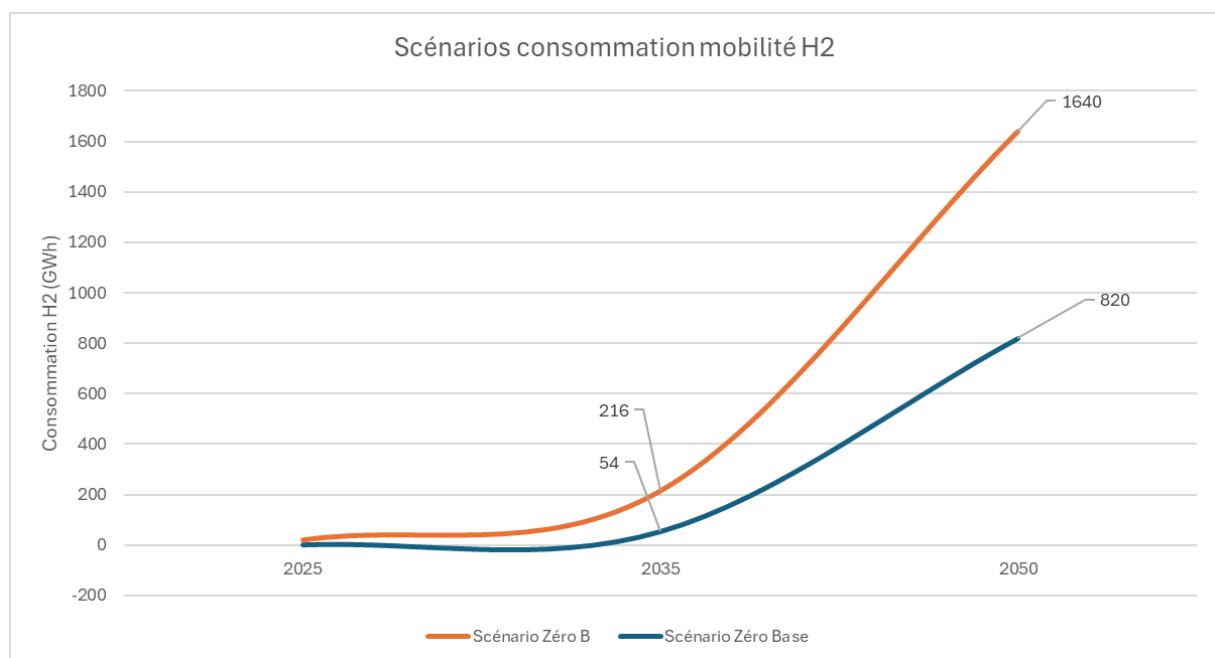
⁶ CGN [rapport-annuel-2023.pdf](#)



Il est par ailleurs à noter que l'hydrogène n'est pas actuellement l'option la plus populaire, comparé notamment à l'électrique ou aux alternatives renouvelables au diesel.⁷

2.2.8. Bilan et évolution temporelle envisageable

En s'appuyant sur les projections de **Perspectives 2050+**, nous avons repris les scénarios **Zéro B** (le plus optimiste) comme le cas arrivant à 30% de conversion de véhicules of road en 2050. Le **Zéro Base** est le scénario plus pessimiste. Cette méthode dessine ainsi l'évolution du marché de l'hydrogène. Cela nous permet de proposer les graphiques d'évolution temporelle suivants :



Il est à prévoir que la consommation d'hydrogène dédiée à la mobilité ne devienne réellement significative qu'à l'horizon d'une dizaine d'années, à condition que les infrastructures de ravitaillement suivent leur développement et que les constructeurs de véhicules à hydrogène maintiennent leurs efforts de développement. Si ces conditions sont réunies, la consommation pourrait atteindre entre 0.82 TWh et 1.64 TWh à l'horizon 2050.

En revanche, le potentiel du Power-to-Gas à partir du CO₂ issu de la méthanisation se manifeste déjà dès 2025 et représente une quantité non négligeable. La décarbonation de l'industrie constitue également un levier majeur de demande, nécessitant d'importantes quantités d'hydrogène. Ce potentiel reste toutefois tributaire de l'évolution des technologies de capture du CO₂ ainsi que des orientations politiques en matière de décarbonation de la Suisse — selon que le pays privilégiera les stratégies CCS (Carbon Capture and Storage) ou CCU (Carbon Capture and Utilization).

2.2.9. Demande pour la conversion du CO₂ biogénique provenant de méthanisation

Le biogaz issu de méthanisation est composé de méthane et de CO₂, en quantités approximativement identiques. Le procédé de méthanation, qui permet quant à lui de produire du méthane à partir d'hydrogène et de CO₂ permet ainsi de convertir le CO₂ issu du biogaz en méthane, et d'augmenter la production de méthane. Cette application est particulièrement pertinente dans le cas où le biogaz est séparé

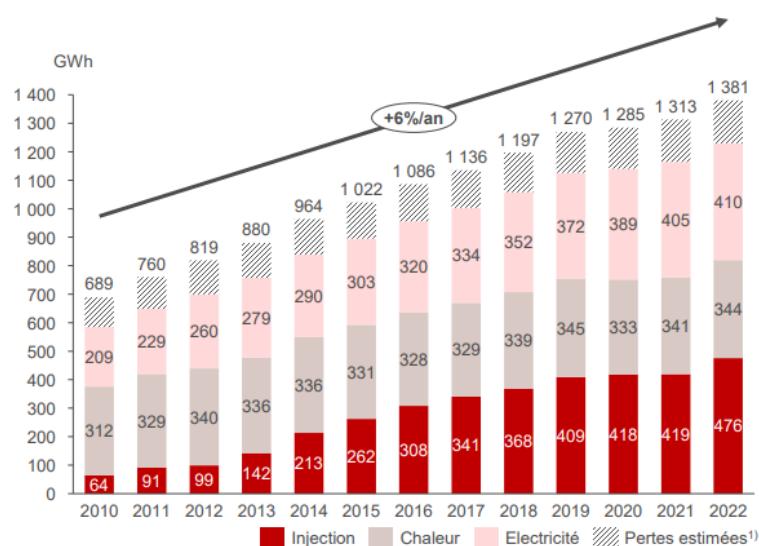
⁷ [CO₂-freie Pistenfahrzeuge auf Loipen und Skipisten | BFE-Magazin energieplus | Energiemagazin des Bundesamtes für Energie](#)



à la sortie du digesteur afin de valoriser le biométhane, généralement par injection vers le réseau de gaz.

La voie historiquement privilégiée pour la valorisation du biogaz est la cogénération électricité et chaleur, grâce à un tarif attractif pour le rachat de l'électricité. Néanmoins, ce tarif est limité dans la durée et de nombreuses unités arrivent au terme de leur contrat et doivent revoir leur modèle économique. De plus, la demande en gaz décarboné étant en croissance, la séparation du biogaz afin d'utiliser le biométhane est actuellement en vogue. La production de biogaz en Suisse représente environ 1.4 TWh/an en 2022.

HISTORIQUE DE PRODUCTION DE BIOGAZ EN SUISSE

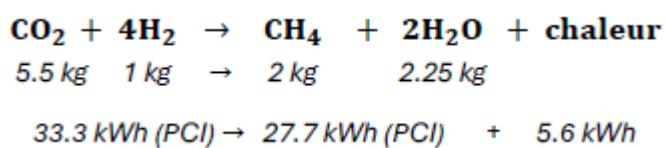


1) Hypothèse : 20% de pertes dans les processus de production de chaleur et d'électricité

Source : E-CUBE Strategy Consultants, OFEN (statistique énergies renouvelables), ASIG (statistique annuelle)

Figure 13: Historique de production de biogaz en Suisse avec détaille de son utilisation.

Cette production de biogaz, par processus de méthanisation, s'accompagne d'une production de CO₂ biogénique représentant une quantité d'environ 250 000 tonnes/an. Ce CO₂ pourrait être valorisé de diverse manière comme pour un usage dans l'industrie agroalimentaire ou en étant stocké dans des matériaux de constructions... Cependant, il peut être valorisé également par Power-to-Gas en le combinant avec de l'hydrogène afin de produire du méthane de synthèse qui peut être aisément stocké dans le réseau existant, selon la réaction suivante :



Afin de convertir **50% du CO₂ biogénique ainsi produit** en CH₄, il faudrait produire **23 000 tonnes/an d'hydrogène** soit **0.8 TWh/an** pour convertir celui-ci en biométhane.

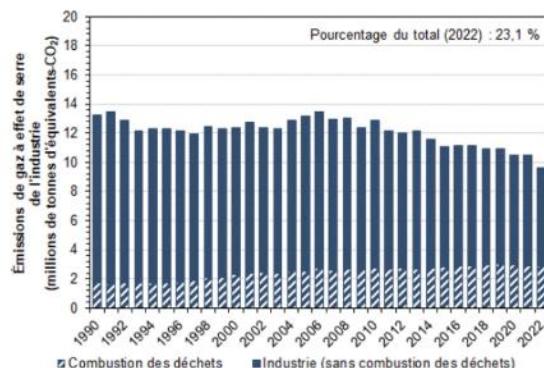
Le potentiel de production de biométhane en Suisse est estimé par l'ASIG à 4.3 TWh à horizon 2050.

En considérant cette estimation, et que 50% du CO₂ est utilisé pour du Power-to-Gas, il faudrait dédier produire environ **75 000 tonnes/an d'hydrogène** soit **2.5 TWh/an en 2050**.

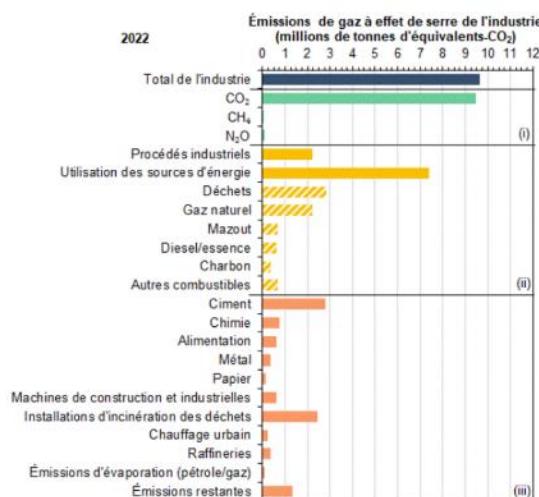


2.2.10. Demande pour la décarbonisation des entreprises par Power-to-Gas

L'industrie en Suisse représente une grande part des émissions de CO₂ avec 9 millions de tonnes de CO₂ en 2022.



Évolution des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de l'industrie. Les émissions dues à l'incinération des déchets dans des usines d'incinération des ordures ménagères et des installations d'incinération des déchets spéciaux ou en tant que combustible alternatif dans des installations industrielles sont présentées de manière distincte.



Total des émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'industrie, selon une répartition (i) par types de gaz : CO₂, CH₄ et N₂O, (ii) par procédés industriels et utilisation d'agents énergétiques (sous-répartis en : déchets, gaz naturel, mazout, diesel/essence, charbon et autres combustibles), (iii) par secteurs de l'industrie et sources d'émission. Les émissions restantes sont constituées par les émissions n'ayant pu être affectées à aucune autre catégorie et principalement issues des chaudières industrielles.

Afin de décarboner l'industrie, une solution est de capté le CO₂ des fumées de l'entreprise et de le convertir ensuite par Power-to-Gas en méthane de synthèse ou autre vecteur énergétique chimique. L'utilisation de ces vecteurs de synthèse par les industries ayant émis ce CO₂ permettrait ainsi d'atteindre une neutralité carbone grâce à un cycle fermée (vecteur chimique → combustion → CO₂ → Power-to-X → vecteur chimique). Afin de transformer les 9 millions de tonnes de CO₂ recensées, il faudrait produire environ 1,6 millions de tonnes d'hydrogène soit 54.5 TWh/an. Ces rejets sont cependant amenés à être évités à l'avenir, ou capturé. Certaines applications, comme la fabrication de ciment ou l'incinération des déchets, resteraient cependant ouverts à une telle opportunité (7 millions de tonnes sont évoquées comme restant en 2050⁸), et représentent plus de la moitié du total. En considérant que 30 % des rejets actuels de CO₂ soient combinés à de l'hydrogène pour produire du méthane, cela représenterait une consommation de **16,4 TWh/an**.

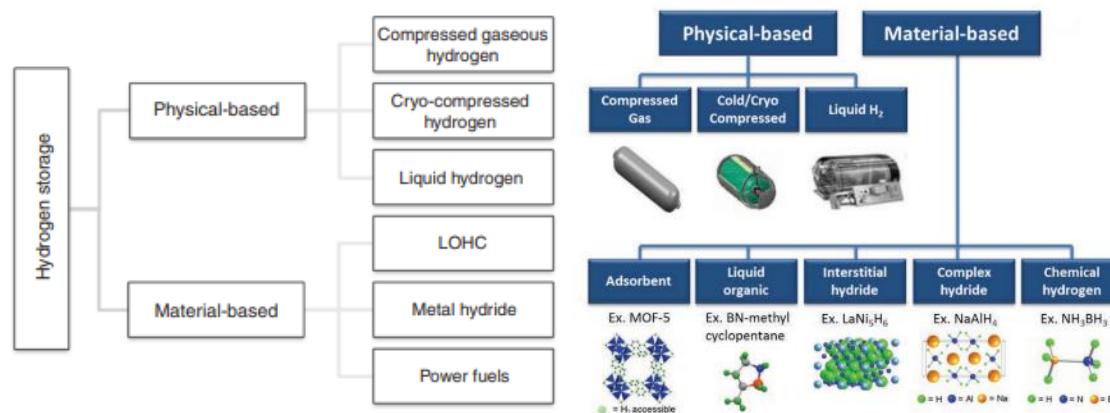
⁸ Stratégie climatique à long terme 2050



Ces besoins sont concentrés dans des sites spécifiques (cimenteries, incinération des déchets) ou des zones industrielles, qui ne sont généralement pas à proximité des zones rurales ou péri-urbaines. Une collecte d'hydrogène et une centralisation de l'hydrogène seraient alors à envisager, comme discuté dans le WP3.

2.2.11. Caractérisation des possibilités de stockage

Les solutions de stockage sont décrites ici en général. Celles adéquates à un stockage local seront discutées à la section suivante. Deux grandes catégories ressortent: le stockage physique et le stockage matériel, spécifique à l'hydrogène. Chacune offre des avantages et des limitations propres en fonction des besoins spécifiques.



1. Stockage physique de l'hydrogène pur par compression ou liquéfaction.

- **Hydrogène comprimé (CGH₂)** : Stockage dans des réservoirs sous pression, une technologie bien établie adaptée pour des applications stationnaires et mobiles.
- **Hydrogène liquide (LH₂)** : Nécessite une température cryogénique (-253°C) pour une densité volumique accrue, mais entraîne des pertes d'évaporation importantes.
- **Stockage cryo-compressé (CcH₂)** : Combine compression et cryogénération pour améliorer la densité énergétique, mais reste en phase de développement.

2. Stockage matériel impliquant l'utilisation de matériaux spécifiques pour contenir l'hydrogène sous forme de composé.

- **Hydrures métalliques** : Permettent un stockage dense et sûr, mais nécessitent des températures et pressions modérées pour libérer l'hydrogène.
- **Hydrogène organique liquide (LOHC)** : Utilise des supports organiques pour stocker l'hydrogène via des réactions chimiques réversibles, mais requiert des procédés énergivores pour la déshydrogénération. La tendance actuelle est à la très grande échelle (transport international) et ne s'applique pas aux volumes considérés ici.
- **Ammoniac** : Peut servir de vecteur pour l'hydrogène, avec une infrastructure mature, bien que la conversion en hydrogène pur reste énergivore. De même que pour le LOHC, cette approche est considérée principalement pour de grands volumes, ou pour des utilisations off-grid. La toxicité et dangerosité de l'ammoniac



D'autres technologies émergent en permanence (par exemple sous forme de liquide contenant une large fraction massique d'hydrogène⁹), ou sont étudiées depuis plusieurs années sans application à grande échelle (par exemple le « stockage » par oxydo-réduction de métal tel que l'aluminium¹⁰ ou le fer¹¹). Nous comparons ci-dessous les stockages physiques et métalliques.

2.2.12. Stockage Gazeux

Le stockage sous forme d'hydrogène comprimé (CGH2) est une technologie bien établie et largement utilisée, que ce soit dans des applications stationnaires ou mobiles. L'hydrogène est stocké dans des réservoirs haute pression, typiquement entre 200 et 700 bars. Cette solution se distingue par sa maturité technologique et sa compatibilité avec les infrastructures existantes, telles que les pipelines ou les stations de ravitaillement. Toutefois, elle est limitée par une densité énergétique relativement faible et des coûts associés aux réservoirs robustes nécessaires pour supporter de telles pressions.

Les stockages d'hydrogène comprimé peuvent être classés en différentes catégories adaptées à différentes applications :

Type	Description	Pression (bar)	Coût (€/kg)
I	Réservoir métallique complet (par ex., acier, aluminium)	10-300	380–450 €/kg (200 bar)
II	Réservoir métallique cerclé de fibres de verre composites	100-950	500–700 €/kg (300–500 bar)
III	Enveloppe composite complète avec liner métallique	300-700	500–700 €/kg
IV	Composite complet (par ex., intérieur HDPE avec fibres de verre ou de carbone)	300-700	600–1000 €/kg
Maturité	Applications	Quantité d'H2 associé	Densité gravimétrique (wt%)
Mature	Transport et distribution de H2, stationnaire	14 kg/m ³ à 200 bar	1.7
Mature	Transport et distribution de H2, stationnaire	14 kg/m ³ à 200 bar	2.1
Mature pour P < 450 bar	Applications mobiles (stockage embarqué)	42 kg/m ³ à 700 bar	4.2
Premières séries commerciales à 700 bar	Applications mobiles (stockage embarqué)	42 kg/m ³ à 700 bar	5.7

2.2.13. Stockage Liquide

Le stockage sous forme d'hydrogène liquide (LH2) vise à maximiser la densité volumique grâce à la liquéfaction à une température cryogénique de -253°C. Cette méthode offre des perspectives intéressantes pour le transport à grande échelle, notamment maritime, et le stockage massif dans des hubs industriels. Cependant, elle est freinée par des coûts élevés liés aux infrastructures cryogéniques et une

⁹ L. Lombardo, T. Nishiguchi, T. H. M. Pham, A. Züttel, S. Horike, Deep Eutectic Solvents Formed by Complex Hydrides: A New Class of Hydrogen-Rich Liquid. *Adv. Mater.* 2025, 2502566.

<https://doi.org/10.1002/adma.202502566>

¹⁰ Haller, M. Y., Carbonell, D., Dudita, M., Zenhäusern, D., & Häberle, A. (2020). Seasonal energy storage in aluminium for 100 percent solar heat and electricity supply. *Energy Conversion and Management: X*, 5, 100017.

¹¹ Heiniger, S. P., Fan, Z., Lustenberger, U. B., & Stark, W. J. (2024). Safe seasonal energy and hydrogen storage in a 1: 10 single-household-sized pilot reactor based on the steam-iron process. *Sustainable Energy & Fuels*, 8(1), 125-132.



consommation énergétique importante pour la liquéfaction. De plus, les pertes par ébullition, bien que maîtrisables, constituent une contrainte logistique non négligeable. Une solution intermédiaire, le stockage cryo-compressé (CCH_2), combine compression et cryogénie pour améliorer la densité énergétique tout en réduisant certaines pertes. Toutefois, cette technologie reste en phase de développement et n'est pas encore largement déployée.

2.2.14. Stockage Solide par hydrure

Le stockage matériel, quant à lui, repose sur l'utilisation de matériaux capables de contenir l'hydrogène sous forme chimique ou physique. Les hydrures métalliques constituent une solution prometteuse pour un stockage sûr et dense. L'hydrogène est absorbé par des métaux ou des alliages, formant des composés stables qui libèrent l'hydrogène à des températures et pressions modérées. Bien qu'ils offrent une bonne densité volumique et une sécurité accrue, ces systèmes sont encore limités par des coûts élevés liés aux matériaux spécifiques utilisés (magnésium, titane, etc.) et une maturité technologique encore faible. Leur usage est principalement réservé aux applications stationnaires ou de secours, où le poids et la complexité logistique sont moins critiques.

2.2.15. Stockage Solide par cycle Redox

Une approche différente de stockage solide repose sur le cycle redox du fer ou d'autres métaux oxydables. Cette approche permet un stockage à un coût projeté extrêmement compétitif, qui permet d'atteindre, pour les échelles envisagées ici de quartier, un coût d'investissement d'environ 60 CHF/kg de stockage d'hydrogène.¹²

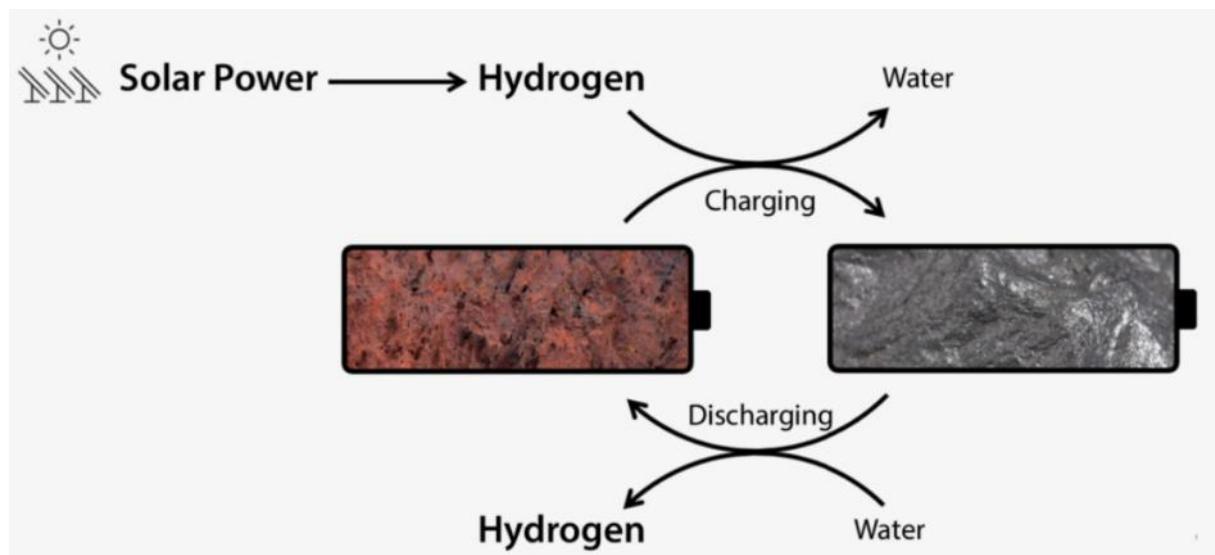


Figure 14 – Illustration du processus de charge et de décharge de la technologie de stockage. (Source : [ETH Zurich](#))

2.2.16. Comparaison de ces technologies

Ces technologies de stockage local d'hydrogène peuvent être analysé selon les caractéristiques principales suivantes : coûts, maturité technologique, échelles d'application et contraintes logistiques.

Critères	Hydrogène comprimé (CGH_2)	Hydrogène liquide (LH_2)	Hydrures métalliques	Cycle Redox
----------	--	--	----------------------	-------------

¹² [Safe seasonal energy and hydrogen storage in a 1 : 10 single-household-sized pilot reactor based on the steam-iron process - Sustainable Energy & Fuels \(RSC Publishing\)](#)



Coûts	Moyen : Réservoirs haute pression coûteux mais standardisés.	Élevé : Besoin d'infrastructures cryogéniques et réservoirs isolés.	Élevé : Fabrication complexe et matériaux spécifiques (Mg, Ti, etc.).	Faible : matériaux à bas coût, pas de pression.
Maturité technologique	Très élevée (TRL >9) Bien maîtrisée, utilisée dans l'industrie et les transports.	Très élevée (TRL LH2 > 9) Technologie éprouvée mais encore limitée aux applications spécifiques.	Faible à moyenne (TRL 4-8) En développement, principalement en phase de démonstration.	Faible (TRL 4-6) Démonstrateurs à l'échelle pilote.
Échelle d'application	Petite à moyenne : Transport terrestre, stockage dans les stations-service, industries.	Grande : Transport maritime, stockage à grande échelle pour les hubs industriels.	Petite à moyenne : Applications stationnaires ou de secours.	Moyenne : stockage stationnaire ou de secours.
Contraintes logistiques	Faibles à modérées : Infrastructure existante (réservoirs, pipelines) compatible.	Élevées : Besoin de cryogénie (-253°C), pertes par ébullition, transport sensible.	Élevées : Gestion thermique, manipulation des matériaux sensibles à l'humidité et à l'oxygène.	Modérées : gestion thermique à plusieurs centaines de degrés.

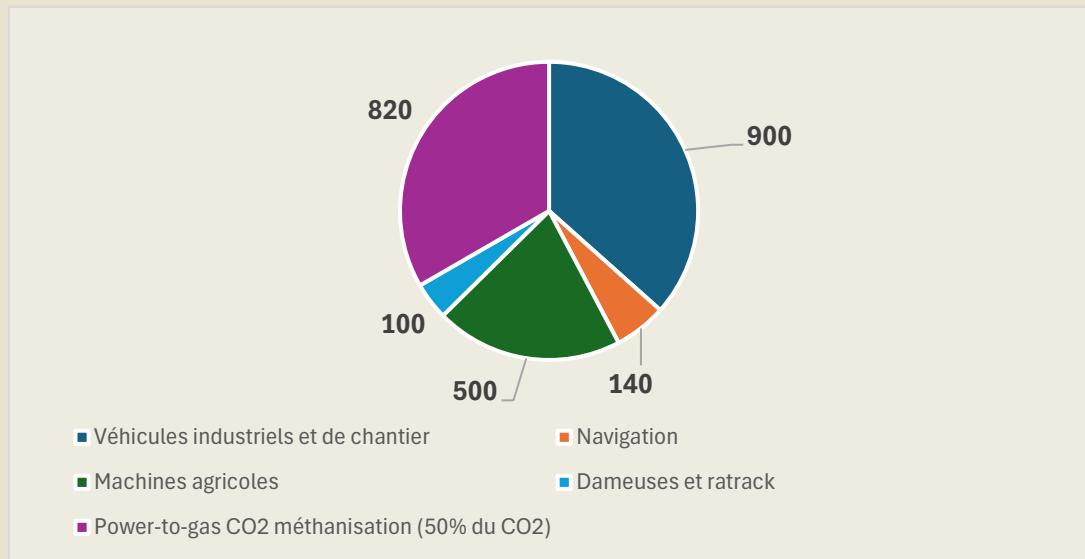
Dans le cas décentralisé, **les stockages envisageables sont le stockage comprimé à moyenne pression et les stockages solides.**

Une opportunité de stockage consistant en la conversion en molécules chimiques plus complexes (en combinaison avec du CO2 ou autre source de carbone pour donner par exemple méthane, méthanol ou autre carburant de synthèse ; ou en combinaison avec de l'azote pour faire de l'ammoniac) permettrait un transport beaucoup plus aisé et est ainsi évoqué dans le WP3.



2.2.17. Bilan du WP2

Grâce aux données ci-dessus, il est possible d'identifier que le besoin local de 2,46 TWh/an, réparti selon les usages ci-dessous (volumes en GWh).



La répartition peut être faite ainsi :

- **Zones périurbaines** : Un potentiel de demande H2 totale d'environ **1,0 TWh/an** est évaluée, incluant les véhicules industriels et la majorité des bateaux.
- **Zones rurales** : Une consommation de **1,36 TWh/an**, dominée par les machines agricoles et le Power-to-gas du CO2 biogénique de méthanisation.
- **Zones alpines** : Une consommation moindre de **0,1 TWh/an**, liée principalement aux dameuses.

À cela s'ajoute le potentiel important de **Méthanation des rejets industriels de CO2**, de l'ordre de **16,4 TWh/an**.

- ➔ Les volumes en jeu, excepté pour la méthanation, sont bien inférieurs au potentiel de production identifié précédemment.

Concernant l'évolution de la demande pour la mobilité, La consommation d'hydrogène pour la mobilité ne deviendra significative qu'après 10 ans, sous réserve de l'expansion des infrastructures et du soutien des constructeurs. En 2050, elle pourrait atteindre entre 1,1 TWh et 2,2 TWh.

En revanche, le potentiel du Power-to-Gas à partir du CO₂ issu de la méthanation est déjà tangible dès 2025, et la décarbonation de l'industrie nécessite également de grandes quantités d'hydrogène. Cependant, ce potentiel dépend des avancées technologiques en matière de capture du CO₂ et des choix politiques en matière de décarbonation, entre CCS et CCU.

Dans le cas décentralisé, les stockages envisageables sont le stockage comprimé à moyenne pression et les stockages solides.



2.3. WP3 : Centralisation

2.3.1. Demande en stockage saisonnier pour la décarbonation de l'approvisionnement énergétique suisse

La production d'hydrogène en été, ou des carburants de synthèse qui en sont dérivés, peut permettre de décarboner la production de chaleur industrielle à haute température, en été et en hiver. Cette opportunité est décrite dans le récent livre de Roger Nordmann.¹³

Les volumes en jeu sont les suivants avec 11 TWh nécessaires :

- 9 TWh pour l'industrie, dont
 - o 3 TWh pour un usage direct en été,
 - o 6 TWh à stocker de l'été à l'hiver
- 2 TWh pour la production d'électricité en hiver (à stocker)

Nous arrivons donc à un total de 8 TWh à stocker de l'été à l'hiver. Une estimation de l'aeesuisse, basée sur le déficit électrique hivernal de la Suisse, arrive au même ordre de grandeur de 6 TWh.¹⁴

Une forme de centralisation semble préférable, notamment en ce qui concerne les stocks stratégiques pour la fourniture d'électricité en cas de besoin. Le graphique ci-dessous illustre les besoins en syngaz (H₂ ou dérivé) pour produire de l'électricité, en imaginant une Suisse décarbonée avec tout le potentiel PV (et autres comme éolien et hydraulique) déployé. Le besoin de production d'électricité à partir d'hydrogène ou de syngaz est sporadique avec certains hivers sans besoin. Un tel profil rend difficile un modèle économique pour des installations décentralisées. L'utilisation industrielle en hiver est quant à elle plus régulière, et un modèle local pourrait ainsi être envisagé.

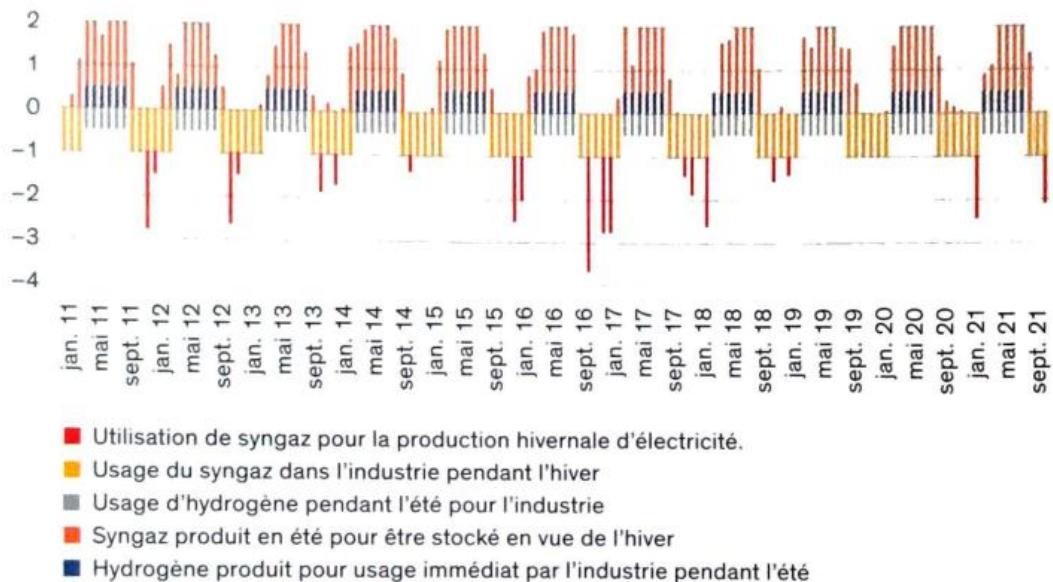


Figure 15 - Production et consommation mensuelle de syngaz, en TWh/mois (source: Urgence Energie et climat, Roger Nordmann, éditions Favre)

À horizon 2035, selon la stratégie énergétique 2050, la durée de vie des centrales nucléaires (50 ou 60 ans) joue un rôle prépondérant. Un solde importateur annuel de 12.7 TWh, ou un excédent de 2.4 TWh sont ainsi envisageables. La tendance est plutôt à la prolongation de la durée de vie des centrales

¹³ Urgence énergie et climat, Roger Nordmann

¹⁴ Prise de position du Forum stockage d'Energie Suisse, groupe spécialisé de l'aeesuisse, de janvier 2025
FSES Positions papier P2X 2501 FR.pdf



actuelles, ainsi un besoin plus important en stockage à horizon 2035 comparé à 2050 n'est pas anticipé. Une progression linéaire est ainsi faite, avec un besoin de 3 TWh en 2035.

Les besoins de stockage au niveau national sont ainsi évalués à 3 TWh en 2035 et 12 TWh en 2050, aucun besoin n'étant identifié pour 2025.

2.3.2. Comparaison des coûts de transport par conduite et par route

Les coûts de transport sont à l'heure actuelle peu transparents. Les coûts dépendent cependant de la distance et de la quantité. Les moyens de transport envisagés ici sont le transport routier d'hydrogène compressé et le transport par conduite. Un modèle préliminaire a été esquissé, basé sur les données internes de Planair.

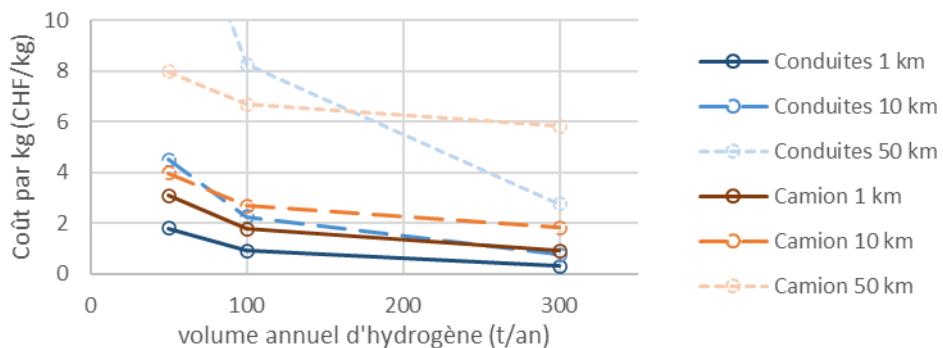


Figure 16 - évaluation du coût de transport pour la centralisation de la production d'hydrogène en fonction de la distance, du mode de transport et du volume annuel transporté

Les coûts évoqués ici montrent que la centralisation par conduite n'est possible pour les volumes de quartier (<50 t/an) que sur de petites distances mais pourrait être envisageable sur de plus longues distances en regroupant les petites productions vers une conduite centrale afin d'atteindre un volume annuel suffisant. Les coûts de l'ordre de quelques CHF/kg sont cependant un minimum à consentir. Le transport par la route est quant à lui préférable pour les petits volumes, sans surprise.

Les coûts de transport restent cependant non négligeables et un soutien semble nécessaire en cas de volonté d'implémentation de cette stratégie.

Une approche pourrait être de regrouper par camion plusieurs installations pour ensuite acheminer par conduite l'hydrogène récolté sur une distance plus grande, à un site industriel pour consommation (conversion ou pour un stockage à grande échelle, comme schématisé ci-après. Dans ce cas, les coûts inhérents à une conduite seraient dilués sur un plus grand volume de transit. Pour six quartiers produisant 50 tonnes annuellement, les coûts de transport pour une centralisation par camion sur 5 km puis par conduite sur 30 km depuis un site central seraient alors de l'ordre de 5 CHF/kg, soit 15 cts/kWh (dont les 2/3 pour le transport par camion). Le schéma ci-après illustre une telle approche, qui est notamment à l'étude pour les productions de biométhane agricole dans le Jura—with la simplification que le réseau de gaz est déjà existant.¹⁵

¹⁵ Une première nationale pour la valorisation agricole | EDJ Energie du Jura SA, Votre partenaire Energie, Delémont, Jura, Suisse

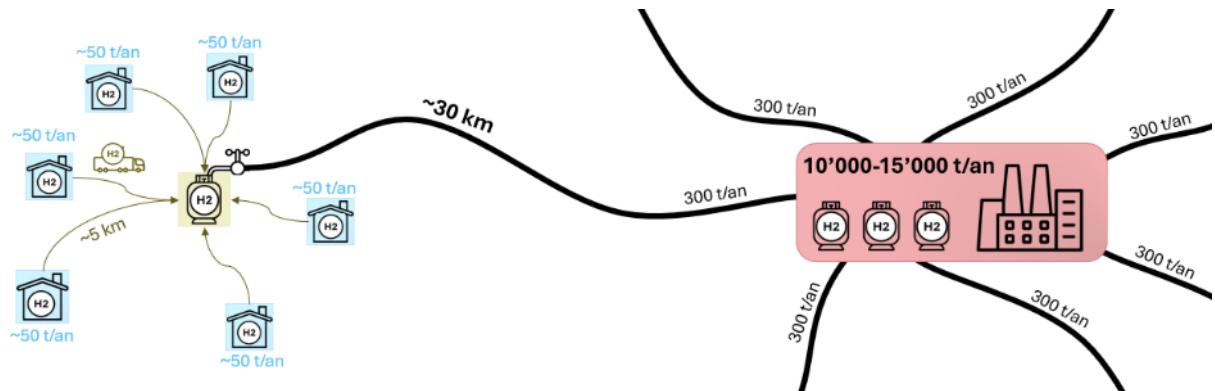


Figure 17 - Schéma de centralisation combinant transport routier sur les premiers km puis transport par conduite pour atteindre un site centralisant plusieurs

Selon les estimations du WP1, il y aurait environ 7'000 transformateurs qui pourraient être équipés d'électrolyseurs. La Suisse couvrant 42'000 km², cela représente ainsi un transformateur pour 6 km² en moyenne brute. Un rayon de 30 km (2'800 km²) permettrait ainsi de regrouper environ 250 transformateurs, ce qui rendrait nécessaire moins de 30 zones de centralisation (stockage / conversion), chacun traitant un volume énergétique annuel de l'ordre de 0.3 à 0.5 TWh (10'000 à 15'000 t).

2.3.3. Évaluation de stockage gazeux sous forme comprimée

Les volumes annuels à stocker évoqués en 2.3.1 représentent un total de 250'000 tonnes d'hydrogène. Un stockage décentralisé n'est pas aisément envisageable : Afin de respecter les limites de stockage actuellement en vigueur pour rester sous le seuil d'une procédure OPAM, il s'agit ainsi de répartir ce stock de manière décentralisée sur 50'000 sites avec 5 tonnes par sites. Une conversion pourrait également être envisagée, et en passant par des LOHC, on arrive à 2x 90 m³, mais la conversion décentralisée en LOHC n'est pas un processus développé industriellement. Une centralisation est ainsi souhaitable. Le volume pour stocker 250'000 tonnes d'hydrogène à 50 bar (citerne standard moyenne pression) est cependant de 60 millions de m³. Au moyen de grand modèle des citernes usuellement utilisées dans l'industrie, d'un volume d'eau de 95 m³, il faudrait ainsi plus de 600'000 de telles citernes. La centralisation sur 30 sites telle qu'évoquée ci-dessus représenterait ainsi 20'000 citernes par site... ce qui est difficilement envisageable.

En considérant un stockage à 380 bar, un container 40 pieds tels que ceux utilisés pour le transport d'hydrogène par camion permet de stocker environ 1 tonne d'hydrogène. Le stockage saisonnier nécessiterait ainsi 240'000 containers 40 pieds (8'000 par site).

Le stockage d'hydrogène gazeux à de telles échelles nécessite donc de passer par du stockage souterrain, tel que pratiqué actuellement pour le gaz naturel. Il peut être en grotte naturelle, comme à Etrez en France, ou dans des réservoirs artificiels tels que ceux prévu par GazNat dans son projet de stockage en cavernes. En reprenant les données du projet de GazNat,¹⁶ et en les extrapolant à la situation de l'hydrogène, nous obtenons un coût de stockage de l'ordre de 3 CHF/kg, soit 9 cts/kWh en PCI de l'hydrogène. La faisabilité de stocker de l'hydrogène en cavernes a été récemment validé dans le cadre du projet Hypster de Storengy,¹⁷ rendant une exploitation à horizon 2035 envisageable.

Un système complet de centralisation (sur environ 30 sites répartis en Suisse) et de stockage centralisé serait ainsi envisageable à un coût de 8 CHF/kg (soit 24 cts/kWh). Il inclurait les étapes :

- Regroupement de multiples sites de production par camion,

¹⁶ Stockage de gaz en cavités rocheuses (LRC) - Gaznat

¹⁷ <https://www.storengy.com/fr/medias/actualites/hypster-reussite-des-tests-de-cyclage>



- Poste d'injection à un réseau de transport par conduite,
- Stockage en caverne.

En outre, le réseau pourrait également être utilisé en hiver pour redistribuer l'hydrogène, permettant ainsi de l'utiliser au niveau des points d'injection. Il serait alors judicieux de les placer en fonction de la demande hivernale d'hydrogène, par exemple en zone industrielle à forte demande en chaleur à haute température, ou proche de centres de consommation qui permettrait de valoriser la chaleur émise durant la reconversion en électricité de l'hydrogène.

2.3.4. Conversion de l'hydrogène en carburants

La faible densité énergétique (volumique) de l'hydrogène (2.7 kWh/Nm³, d'un facteur 3 fois inférieure à celle du méthane) limite la quantité d'énergie qui peut être stockée dans un réservoir donné. Une conversion en méthane permet ainsi de réduire d'un facteur 3 les besoins en stockage à une pression donnée. Une conversion en carburant liquide (par exemple méthanol), permet de réduire encore d'avantage le volume nécessaire. Pour stocker les 8 TWh (correspondant aux 250'000 tonnes d'hydrogène estimés en 2.1.12 pour 2035) sous forme de méthanol, un volume de 1.7 million de m³ serait nécessaire, soit 35 fois moins que de l'hydrogène à 50 bar. Selon [14], cela correspond à environ 40% du volume des réserves obligatoires de pétrole actuelles qui s'élèvent à 4 millions de m³. En outre, le stockage en cuve pourrait être effectué au moyen de modifications mineures dans les cuves existantes, et à un coût bien inférieur au coût de stockage évoqués pour l'hydrogène. Le défi réside ici dans la source de carbone, et le processus de conversion.

En revanche, une synergie intéressante existe pour le méthane. Le biogaz est constitué à parts environ égales de méthane et de CO₂. Afin de valoriser le biogaz sous forme de biométhane, le CO₂ doit en être extrait (processus d'épuration). Une conversion de ce CO₂ en méthane par méthanation permettrait ainsi de doubler la production de méthane. Le potentiel de production de biogaz en Suisse, estimé à 4.3 TWh, permettrait ainsi de fournir le CO₂ nécessaire à la production de près de 4 TWh de méthane de synthèse, comme discuté en 2.2.8. Une conversion d'une partie du CO₂ émis par l'industrie (notamment incinération des ordures et cimenteries) constitue également une piste intéressante, comme discuté en 2.2.10.

En cas de conversion locale d'hydrogène en méthane, la centralisation pourrait se faire via le réseau de gaz existant, de même que son stockage. Les avantages suivants peuvent être listés :

- Un stockage massif (en Europe) de 15% de la consommation annuelle moyenne déjà existant, (loi sur l'approvisionnement en gaz)
- Réseau de gaz et réservoirs locaux correspond à un stock de 80 GWh environ.¹⁸ Néanmoins, la pérennité du réseau de gaz n'est pas assurée.
- Synergie avec biogaz, permettant de mutualiser des infrastructures de compression, transport et stockage pour du biogaz et du méthane de synthèse.

Afin de convertir l'hydrogène en méthane, un coût d'investissement de l'ordre de 2,5 MCHF/MW sont nécessaires, et des tailles standard de l'ordre de quelques MW. La centralisation d'une dizaine de sites de production serait ainsi nécessaire. Néanmoins, quelques systèmes de plus petite taille émergent, parfois même combinés au sein d'un système unique à une électrolyse à haute température [19]. Ainsi, une conversion pourrait être envisagée directement sur chaque site de production, sans même nécessiter de coût supplémentaire. L'acheminement du CO₂ serait cependant nécessaire, induisant un coût de capture et de transport. En supposant un coût de 150 CHF/t, et un besoin de 5.5 kg de CO₂ par kg d'H₂, et un rendement de conversion de 80%, l'hydrogène produit à 4-6 CHF/kg (12 à 18 cts/kWh) pourrait être converti en méthane pour un coût atteignant 19 cts/kWh. Bien que non compétitif comparé

¹⁸ 2018-06-fiche-d'information-gaz-naturel-biogaz-power-to-gas[1].pdf



au gaz fossile, cette approche permet néanmoins un approvisionnement en gaz local et décarboné, à haute valeur dans le système énergétique du futur. La valeur associée au bénéfice climatique de l'évitemennt des émissions de CO₂ permet par ailleurs de compenser une partie du surcoût, et les mécanismes d'incitation à la décarbonation des activités industrielles également.

2.3.5. Bilan du WP3

Des besoins en termes de production estivale de carburant renouvelable à partir d'excédents d'électricité estivale ont été quantifiés à 11 TWh, répartis comme suit:

- 9 TWh pour l'industrie, dont
- 3 TWh pour un usage direct en été,
- 6 TWh à stocker de l'été à l'hiver,
- 2 TWh pour la production d'électricité en hiver (à stocker).

L'énergie à stocker en vue d'une Suisse entièrement décarbonée représente ainsi 8 TWh environ, correspondant à l'horizon 2050. En planifiant de manière linéaire, un volume de 3 TWh ressort pour 2035.

Une série de données relatives au transport d'hydrogène ont été collectées et un premier modèle esquissé, indiquant des coûts de l'ordre de quelques CHF/kg. Un transport en deux étapes, avec une première centralisation par camion sur un rayon de quelques km, puis une seconde par conduite sur quelques dizaines de km, pourrait permettre une **centralisation autour d'une trentaine de sites pour environ 5 CHF/kg** (sans grande évolution de coût anticipée hors rupture technologique). En y ajoutant un stockage centralisé en cavernes, un **coût total de centralisation et stockage de 8 CHF/kg** est alors obtenu.

La conversion de l'hydrogène produit en une molécule plus facile à transporter et stocker est une piste intéressante à explorer plus en détail. La disponibilité de CO₂ (notamment biogénique issu de biogaz et fossile issu d'industrie) permet d'envisager la conversion en méthane. Le réseau de gaz pourrait alors être utilisé en l'état, ce qui représente une économie importante. De même, les installations de stockage existantes pourraient être utilisées. Une réduction importante des coûts de centralisation est ainsi anticipée, qu'il serait pertinent de comparer précisément aux coûts de conversion pour une vision complète de cette approche prometteuse.



2.4. WP4 : Etude de marché et quantification des impacts

2.4.1. Stockage saisonnier

Les potentiels de production d'hydrogène et les consommations électriques de chaque type de quartier sont détaillés ci-dessous.

	Puissance de transformateur élevée (quartile supérieur)			P transformateur médiane	P transformateur basse
Energie annuelle totale par quartier	Production H2 (GWh)	Consommation électrique totale (GWh)	Consommation électrique en hiver (GWh)	Consommation électrique en hiver (GWh)	Consommation électrique en hiver (GWh)
Rural 2035	1.1	1,078	0,656	0,410	0,164
Périurbain 2035	1.6	1,949	1,065	0,676	0,423
Rural 2050	2.0	1,210	0,736	0,460	0,184
Périurbain 2050	2.6	2,188	1,195	0,759	0,474

Le volume d'énergie produit sous forme d'hydrogène par quartier est ainsi supérieur au besoin hivernal du quartier en électricité. En considérant un rendement de conversion de 70%, l'intégralité des besoins hivernaux des quartiers ruraux et périurbains à fort potentiels solaires pourrait être fournie en 2035 à partir de l'hydrogène produit par ces mêmes quartiers. **En 2050, l'hydrogène produit par un quartier permettrait d'alimenter également 1 à 3 quartiers voisins équipés d'un plus petit transformateur.**

En termes de coûts, l'émergence de systèmes réversibles d'électrolyse et pile à combustible¹⁹ laisse entrevoir une opportunité d'utiliser la même infrastructure pour la production d'hydrogène et pour son utilisation pour produire de l'électricité. Les rendements évoqués jusqu'à 75% de conversion électricité – hydrogène – électricité, grâce à la technologie à oxyde solide, sont également particulièrement prometteurs. De telles performances sont nécessaires pour entrevoir une production électrique à un tarif compétitif.

En omettant les coûts de transport et stockage, et en considérant que le système d'électrolyse est réversible et donc utilisé en tant que pile à combustible, la production d'hydrogène local à un coût de 4 CHF/kg à 6 CHF/kg permettrait d'obtenir de l'électricité locale à un tarif de 14 cts/kWh à 21 cts/kWh.

En ajoutant le transport + stockage centralisé évoqué précédemment, correspondant à un surcoût de 8 CHF/kg, les coûts de production de l'électricité locale atteignent alors 42 cts/kWh à 63 cts/kWh. Le transport et le stockage centralisés représentent ainsi un surcoût important.

L'émergence de technologies de stockage matériel (en particulier basé sur le cycle de l'oxydation du fer) basées sur des équipements bon marché et avec des contraintes de sécurité minimes, permettrait d'entrevoir un stockage local à un coût réduit [11]. En supposant des coûts d'opération de 5% de l'investissement et une durée de vie de 30 ans, un tel stockage reviendrait à 5 CHF/kg. Un tarif de l'électricité localement produite en hiver de 32 cts/kWh est ainsi obtenu, ce qui s'approche de la compétitivité. Une centralisation partielle (regroupement d'une dizaine de sites de production) permettrait de réduire

¹⁹ Hydrogen Power Plants by Reverion | Flexible & Efficient



le coût du stockage par un facteur 3 [11], permettant d'atteindre 1.5 CHF/kg, mais induirait des coûts de transport de l'ordre de 3 CHF/kg selon les estimations du WP3. Cela ramène le coût du stockage à 4.5 CHF/kg, similairement au cas précédent.

La durabilité des technologies de stockage matériel sous forme de fer, ainsi que les coûts associés, nécessitent cependant d'être validées avant d'envisager un déploiement massif. Les horizons temporels envisagés ici (2035, voire 2050) laissent néanmoins le temps de consolider la viabilité des solutions de stockage envisagées ici, en cas d'investissement privés et de soutiens publics à leur développement.

2.4.2. Application de mobilité

Selon les résultats du WP2, la demande H2 pour la mobilité off-road, de 1.64 TWh à l'échelle de la Suisse (selon l'hypothèse optimiste d'une adoption de l'H2 pour 1/3 de la demande), ce qui représente 10% à 20% en comparaison avec le potentiel de production (8 à 17 TWh). La mobilité routière (véhicules individuels et poids-lourds) a quant à elle perdu de la vitesse ces dernières années face au tout-électrique, et n'est pas considérée ici, les infrastructures actuelles étant suffisantes.

En termes de coûts, un déploiement de station de ravitaillement entraîne un surcoût pour la distribution. Les équipements nécessaires à une station-service nécessitent un investissement conséquent dépassant 1 MCHF pour une installation simple. En ajoutant des coûts d'opération de 5%, un coût annuel de l'ordre de 150'000 CHF est obtenu. En ramenant ces coûts au volume potentiellement distribué de 10% à 20% du volume d'H2 produit, le coût unitaire de la distribution seule atteint plus de 20 CHF/kg en zone rurale en 2035, et plus de 10 CHF/kg à horizon 2050 pour un quartier périurbain. Une distribution pour chaque quartier produisant de l'hydrogène n'est ainsi pas envisageable, et un regroupement des productions autour d'une distribution centralisée serait nécessaire afin de distribuer un volume d'hydrogène plus important.

En ce cas, les coûts de transport évoqués précédemment sont également à considérer (et même de stockage sauf à envisager une distribution estivale uniquement), ce qui induit un surcoût de l'ordre de 5 à 8 CHF/kg. L'hydrogène issu de surplus estivaux pourrait ainsi être mis à disposition des stations de distribution pour un coût de 9 CHF/kg à 15 CHF/kg. Ces tarifs sont supérieurs aux cibles de prix pour un véritable essor de la mobilité hydrogène, et limitent l'application de l'hydrogène en mobilité à des situations spécifiques.

Les technologies alternatives à l'hydrogène pour la mobilité sont l'électrification directe et les carburants renouvelables (biocarburants et carburants de synthèse). L'électrification directe offre un meilleur bilan énergétique que l'hydrogène, et est économiquement avantageuse dans les conditions actuelles aux vues des tarifs calculés ici.

2.4.3. Conversion en gaz

La conversion de l'hydrogène en méthane a été discutée, en utilisant le CO₂ biogénique produit par les unités de biogaz (potentiel de 2.5 TWh) ou le CO₂ fossile issu de l'industrie (potentiel d'utilisation de 16 TWh). Une telle approche permet de simplifier grandement la logistique, permettant de transporter, stocker, et utiliser l'hydrogène (converti en méthane) au moyen d'infrastructures existantes.

Les émissions dues aux fuites sont en défaveur d'une telle conversion en méthane. Le potentiel de réchauffement du méthane est de 28²⁰, comparé à celui de l'hydrogène qui est estimé à 11.²¹ Cette comparaison, à masse identique, peut cependant être réexaminée pour le contexte énergétique discuté ici. Le pouvoir calorifique d'un kg d'hydrogène est en effet trois fois supérieur à celui d'un kg de méthane. Pour la même quantité d'énergie perdue par fuite, l'effet climatique est ainsi environ 8 fois plus grand pour le méthane que pour l'hydrogène. Néanmoins, la perspective de fuite pourrait être proportionnelle non pas à l'énergie, mais à la quantité de molécule. La comparaison est alors à l'avantage du méthane,

²⁰ Émissions de gaz à effet de serre générées par l'agriculture

²¹ A multi-model assessment of the Global Warming Potential of hydrogen | Communications Earth & Environment



3 fois plus dense énergétiquement, ce qui tendrait à équilibrer les effets des deux molécules, à volume énergétique égal.

Cependant, les fuites de méthane dues au réseau de gaz et à l'utilisation de gaz en Suisse sont actuellement faibles, sachant que 80% des émissions de méthane en Suisse proviennent de l'agriculture.²² Le volume de gaz qui pourrait être produit à partir d'hydrogène décentralisé (au maximum 80% de la production totale d'hydrogène, soit 14 TWh selon le scénario le plus optimiste) étant inférieur à la consommation de gaz actuelle en Suisse, l'effet climatique des fuites de méthanes ne préteur pas les bénéfices climatiques de l'approche.

Dans l'état actuel des technologies, les coûts de production du méthane, au mieux de 19 cts/kWh, ne sont pas compétitifs avec le gaz fossile. Dans l'optique d'une décarbonation intégrale de notre système énergétique, cette approche permet néanmoins de répondre au besoin résiduel en combustible (en particulier de l'activité industrielle) de manière locale et à un coût maîtrisé, tout en réduisant les émissions indigènes de CO₂. Ces multiples bénéfices sont à considérer afin d'évaluer la pertinence de soutiens à ce type d'approche.

²² Émissions provenant de l'agriculture



3 Conclusions et perspectives

Cette étude a permis d'évaluer le potentiel de la production décentralisée d'hydrogène à partir d'excédents d'électricité photovoltaïque en Suisse.

Production

Un potentiel de production allant jusqu'à **17 TWh d'énergie sous forme d'hydrogène** a été identifié pour 2050 (10 TWh pour 2035). Ce potentiel de production correspond à l'ordre de grandeur des besoins en carburants de synthèse nécessaires à la décarbonation de la Suisse, estimé à 11 TWh selon [13].

Les ordres de grandeur de taille des systèmes d'électrolyse optimaux sont de 500 à 1500 kW d'électrolyse en zone périurbaine (300 à 1200 kW en zone rurale), permettant une production locale de l'ordre de 30 à 50 tonnes par quartier en 2035, puis 60 à 80 tonnes en 2050. Les investissements totaux pour la production d'hydrogène sont de l'ordre de CHF 5 milliards pour 2035 (capacité totale de 5 GW) et CHF 8 milliards (capacité totale de 8 GW). Ces montants considérables restent néanmoins modérés en comparaison aux coûts de plusieurs dizaines de milliards évoqués pour le renforcement du réseau notamment pour absorber les surplus locaux de production électrique.

Afin de réaliser ce potentiel, les conditions suivantes ont été utilisées :

- L'équipement effectif en installations photovoltaïques à hauteur du potentiel photovoltaïque des toitures (au prorata de la progression vers cet objectif pour l'horizon 2035),
- La possibilité d'exploiter l'énergie qui ne pourrait pas être injectée au réseau moyenne tension (du fait de la puissance nominale du transformateur MT/BT) gratuitement,
- L'accès à l'électricité produite localement à un tarif relativement avantageux (ici 7 cts/kWh),
- L'accès à de l'électricité bon marché importée depuis le réseau en été (à un tarif inférieur à 8 cts/kWh), en particulier la nuit.

Cette dernière condition nécessite physiquement le déploiement de systèmes de stockage journalier d'électricité, permettant de stocker journalièrement l'énergie excédentaire des quartiers voisins (et même du quartier équipé d'électrolyseur à horizon 2050, puisque la production estivale diurne locale dépasse la consommation combinée du quartier et de l'électrolyseur). Economiquement une forme de soutien permettant le stockage et le transport d'énergie à un coût maîtrisé est ainsi nécessaire.

Dans le cas où cette dernière condition n'est pas réalisée, aucune production d'hydrogène à un tarif inférieur à 10 CHF/kg n'est envisageable à horizon 2035. Une production est entrevue à horizon 2050, représentant 5 TWh environ.

Les récentes évolutions de marché, d'une part des batteries (démocratisant leur accès), d'autre part des tarifs de rémunération de l'électricité photovoltaïque (avec une tarification de reprise dynamique en fonction du marché), rendent réaliste la disponibilité d'électricité estivale bon marché la nuit. Les coûts de production de cet hydrogène de **4 à 6 CHF/kg (soit 12 à 18 ct/kWh)**, bien que relativement élevés, sont similaires aux tarifs pratiqués en 2025 pour la reprise du biogaz. Un tarif plus avantageux serait possible en cas de prix plus bas pour la consommation locale d'électricité photovoltaïque (environ 30% de l'approvisionnement de l'électrolyseur) et pour l'achat d'électricité depuis le réseau (environ 45%).

Logistique et reconversion en électricité

Le transport et le stockage d'hydrogène sont chers en 2025, sans visibilité pour une baisse drastique des coûts à moyen terme. Les spécificités physiques de l'hydrogène en sont la cause. Les coûts de transport s'élèvent à quelque CHF/kg au minimum. Une centralisation vers une trentaine de sites de stockage / conversion / utilisation, en 2 étapes (transport routier vers des « hubs » intermédiaire, puis par conduite) reviendrait à environ 5 CHF/kg, ce qui est similaire aux coûts de production. L'utilisation de conduites a l'avantage de pouvoir servir à la centralisation en été, puis à la redistribution en hiver. Néanmoins, les conduites nécessitent un volume important pour être économiquement plus intéressants que le transport routier. La redistribution hivernale ne peut ainsi se faire que vers les « hubs »



intermédiaires, qu'il convient ainsi de choisir judicieusement (par exemple autour de site ayant un besoin hivernal important de gaz renouvelable, ou de chaleur).

Le stockage est également une difficulté et un poste de coût important pour l'hydrogène. En extrapolant les données de stockage de gaz à la situation de l'hydrogène, un coût de stockage central en cavernes de l'ordre de 3 CHF/kg est obtenu. Un coût de transport + stockage centralisé de 8 CHF/kg est ainsi obtenu. Cela induit ainsi un coût de l'hydrogène hivernal de plus de 12 CHF/kg. L'électricité produite de manière centralisée reviendrait alors à plus de 40 cts/kWh ce qui limite l'application de ce concept aux pointes de demande.

Pour un stockage décentralisé, les solutions de stockage de type matériel, notamment reposant sur la réaction d'oxydo-réduction du fer apparaissent comme les plus prometteurs. Les coûts restent importants, de l'ordre de 5 CHF/kg, mais potentiellement inférieurs à la somme du transport et du stockage centralisé. Les avantages sont une réduction des contraintes logistiques (transport routier, construction de conduites, site central de stockage...), une décentralisation des infrastructures permettant de consommer local. De l'électricité locale à un tarif s'approchant de 30 cts/kWh serait ainsi atteignable. Cela nécessite que

- les systèmes de stockage matériel actuellement au stade de développement démontrent leurs performance, maturité, et fiabilité ;
- La conversion d'hydrogène en électricité soit possible à un coût raisonnable. La réutilisation de l'électrolyseur pour cette conversion, dans le cas où celui-ci est réversible, serait idéal. Cette approche prometteuse est tout à fait réaliste aux horizons évoqués ici, aux vues des derniers progrès dans le domaine des systèmes d'électrolyse et pile à combustible réversible à haute température [19].

Demande

Des projections de demande en hydrogène ont été fait pour les domaines de la mobilité et pour le power-to-X en relation au potentiel de CO₂ disponible.

Les récentes évolutions de la **mobilité** sont défavorables, seule la mobilité off-road a été considérée ici. Un marché de 1.64 TWh pourrait survenir en cas de conversion d'un tiers de la demande (agricole, chantier, lacustre). Les coûts de distribution (station de ravitaillement) et le décalage probable entre production et demande ne permettent pas un déploiement décentralisé qui viserait à valoriser localement la production de chaque quartier. Un degré de centralisation semble nécessaire, par exemple autour de sites propices (ports, sites de stationnement de machines de chantier). Les coûts résultants (supérieurs à 35 cts/kWh) limitent la pertinence de cette approche aux applications pour lesquelles l'électrification directe n'est pas une option.

En termes de **power-to-X**, le potentiel de cette approche est limité à la disponibilité du carbone. Nous avons concentré nos analyses sur le CO₂ indigène et écarté d'autres approches éventuelles (biochar, importation de CO₂). Les installations de biogaz et les sources industrielles (notamment celles difficile à décarboner telles que les usines d'incinération et les cimenteries) ont été privilégiées. Les chaufferies à bois n'ont pas été considérées, leurs émissions étant surtout hivernale et donc en décalage avec la production d'hydrogène évaluée ici. Pour une production indigène et décentralisée, la méthanation est la voie privilégiée car la production de carburants liquides bénéficie d'économies d'échelles importantes, favorable à une production étrangère. En comparaison à l'hydrogène, la réutilisation du réseau de gaz (en particulier l'infrastructure haute pression et les stockages en caverne) permet également une logistique grandement facilitée. Les infrastructures de consommation existantes peuvent par ailleurs être utilisées sans modification, ce qui permet de garantir une possibilité d'utilisation de la production. Les volumes de gaz actuellement consommés (27 TWh) permettent largement d'absorber la production locale envisagée à court terme. A plus long terme, dans une vision entièrement décarbonée, les besoins résiduels en combustible renouvelable identifiés dans [13] pour l'industrie sont de 9 TWh, permettant d'anticiper un besoin soutenu à long terme.

Les installations de **biogaz** présentent un potentiel de production de biométhane estimé à 4.3 TWh en Suisse d'après l'ASIG. Convertir la moitié du CO₂ coproduit par ces installations en méthane par méthanation nécessiterait environ 2.5 TWh d'hydrogène. Le méthane de synthèse viendrait ainsi s'ajouter



au biométhane déjà produit sur site, et bénéficierait des infrastructures existantes (injection au réseau). La localisation des installations de biogaz est également bien corrélée avec les zones rurales (biogaz agricole) et périurbaines (stations d'épuration) envisagées dans cette étude.

Les émissions industrielles de CO₂ présentent quant à elles un potentiel d'utilisation d'hydrogène de 16 TWh en considérant la conversion de 3 millions de tonnes de CO₂ annuellement (un tiers de la production actuelle, et 40% des émissions résiduelles prévues pour 2050 [8]). La conversion d'une part de ce CO₂ en méthane de synthèse ou autre carburant permettrait une circularité du carbone, qui éliminerait une partie importante des émissions résiduelles de CO₂ de Suisse tout en assurant un approvisionnement indigène et décarboné en carburant à l'industrie suisse. Une telle approche, non compétitive avec les combustibles fossiles, nécessiterait cependant un soutien pour être mise en place.