



Rapport final

---

# Etude de reconversion du site de la raffinerie de Collombey

Opportunité d'utilisation de l'hydrogène sous  
forme de «liquid organic hydrogen carriers»  
(LOHC)

---



Source: Google Earth



# PLANAIR

Ingénieurs conseils en énergies et environnement

**PLANAIR SA** ingénieurs conseils SIA

info@planair.ch | www.planair.ch | N° TVA 541 996

**Date:** 10 décembre 2020

**Lieu:** Yverdon-les-Bains

**Prestataire de subventions:**

Office fédéral de l'énergie OFEN

Section Recherche énergétique et cleantech

CH-3003 Berne

[www.ofen.admin.ch](http://www.ofen.admin.ch)

**Bénéficiaires de la subvention :**

Planair SA

Rue Galilée 6

1400 Yverdon-les-Bains

[www.planair.ch](http://www.planair.ch)

Contact pour l'étude : [lionel.perret@planair.ch](mailto:lionel.perret@planair.ch)

**Auteurs:**

Laurent De Block, Planair SA,

Lucas Mosca, Planair SA,

Lionel Perret, Planair SA,

Valérie Cazaban, H2V Industry SAS

Lucien Mallet, H2V Industry SAS

Benoit Vantourout, LER (prestataire d'H2V Industry SAS)

**Suivi du projet à l'OFEN:**

Stefan Oberholzer, [stefan.oberholzer@bfe.admin.ch](mailto:stefan.oberholzer@bfe.admin.ch)

**Numéro du contrat de l'OFEN:** SI/502044-01



## Résumé

La combinaison d'hydrogène dans du LOHC « Liquid Organic Hydrogen Carrier » permet de le stocker et de le transporter sous forme liquide à température et pression ambiante. Ces conditions permettent de réutiliser des infrastructures utilisées dans l'industrie des hydrocarbures.

Cette étude a analysé la viabilité technico-économique de la reconversion du site de la raffinerie de Collombey pour de la valorisation d'hydrogène stocké sous forme de LOHC. Cette analyse se fait au regard de la demande et de prix cibles pour de l'hydrogène en Suisse selon les scénarios suivants :

A l'horizon 2025, un modèle d'import d'hydrogène produit grâce à des sources renouvelables dans un pays à bas cout de production (Moyen-Orient). Cet hydrogène, converti en LOHC, transporté en bateau puis camion avant stockage et déshydrogénation à Collombey revient autour de 10 CHF/kg. Ce prix n'est pas compétitif par rapport à une production indigène.

A l'horizon 2035, un modèle selon une vision suisse énergétique ambitieuse sur les énergies renouvelables génératrice d'excédents en été. Cette production d'électricité renouvelable est convertie en hydrogène, lui-même stocké de manière saisonnière sous forme LOHC avant reconversion puis valorisation sous forme électrique en hiver. Le volume des cuves actuellement disponibles sur le site de Collombey pourrait représenter un stockage saisonnier de 900 GWh d'énergie renouvelable. Le prix de revient de la conversion de ce stockage en production électrique hivernale pourrait se situer entre 0.15 et 0.29 CHF/kWh fonction de l'évolution des coûts des éléments de la chaine hydrogène et des LOHCs. Ce prix nécessite par ailleurs la mise en place d'un système de prime ou de subventions qui pourraient être payées pour de l'électricité renouvelable produite à la demande en hiver. Cette solution ouvre la voie vers une alternative technologique de stockage saisonnier pour l'indépendance énergétique de la Suisse.

En conclusion, l'analyse ne permet pas, aujourd'hui, de justifier la reconversion d'une infrastructure comme celle de Collombey pour du stockage LOHC. Elle permet toutefois d'ouvrir des réflexions concrètes sur le nécessaire positionnement de la Suisse pour son approvisionnement d'énergie hivernal. La reconversion d'infrastructures de stockage d'hydrocarbures, à Collombey ou ailleurs, constituent une opportunité importante si la filière LOHC venait à se développer. Cela est d'autant plus vrai dans un contexte où la construction de nouvelles d'infrastructures de stockage de cette ampleur semble peu probable avec les autres technologies actuellement connues.

## Zusammenfassung

Die Bindung von Wasserstoff in «Liquid Organic Hydrogen Carriers» (LOHC) ermöglicht es, Wasserstoff in flüssiger Form bei Raumtemperatur und Normaldruck zu speichern und zu transportieren. Diese Bedingungen ermöglichen die Weiterverwendung von Infrastrukturen, die in der Kohlenwasserstoff-Industrie genutzt werden.

Diese Studie analysiert die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Umwandlung des Raffineriestandorts Collombey für die Rückgewinnung von Wasserstoff, der in Form von LOHC gespeichert ist. Diese Analyse wurde im Hinblick auf die Nachfrage und die Zielpreise für Wasserstoff in der Schweiz nach verschiedenen Szenarien durchgeführt:

Bis 2025, ein Modell für den Import von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen in einem Land mit niedrigen Produktionskosten (Naher Osten): Dieser in LOHC umgewandelte Wasserstoff, der per Schiff und dann per LKW transportiert wird, bevor er in Collombey gelagert und dehydriert wird, kostet etwa 10 CHF/kg. Dieser Preis ist im Vergleich zur einheimischen Produktion nicht wettbewerbsfähig.



Bis 2035, ein Modell mit einer ehrgeizigen Schweizer Energievision über erneuerbare Energien, wo im Sommer Überschüsse erzielt werden: Dieser erneuerbare Strom wird in Wasserstoff umgewandelt, der wiederum saisonal in LOHC-Form gespeichert wird, bevor er wieder in Wasserstoff umgewandelt und im Winter zur Stromproduktion genutzt wird. Das Volumen der derzeit am Standort Collombey verfügbaren Tanks könnte eine saisonale Speicherung von 900 GWh erneuerbarer Energie darstellen. Die Gesteungskosten eines solche Speichers für die Winterstromproduktion könnte zwischen 0.15 und 0.29 CHF/kWh liegen, abhängig von der Entwicklung der Kosten der einzelnen Elemente der Wasserstoffkette und für die LOHC-Umwandlung/Speicherung. Dieser Preis erfordert auch die Einführung eines Systems von Boni oder Subventionen, die für Strom aus erneuerbaren Energien gezahlt werden könnten, der im Winter auf Abruf produziert wird. Diese Lösung bietet eine technologische Alternative der saisonalen Speicherung für die Energieunabhängigkeit der Schweiz.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Analyse zum jetzigen Zeitpunkt die Umstellung einer Infrastruktur wie der Anlage in Collombey auf LOHC-Speicher nicht rechtfertigt. Sie öffnet aber den Weg zu konkreten Überlegungen zur notwendigen Positionierung der Schweiz für ihre Winterenergieversorgung. Die Umstellung der Infrastrukturen zur Lagerung von Kohlenwasserstoffen, in Collombey oder anderswo, ist eine gute Gelegenheit, wenn sich der LOHC-Sektor entwickeln sollte. Dies gilt umso mehr in einem Kontext, in dem der Bau neuer Speicherinfrastrukturen in dieser Grössenordnung bei anderen derzeit bekannten Technologien unwahrscheinlich erscheint.

## Summary

The binding of hydrogen in "Liquid Organic Hydrogen Carriers" (LOHC) makes it possible to store and transport hydrogen in liquid form at room temperature and normal pressure. These conditions allow the re-use of infrastructure used in the hydrocarbon industry.

This study analyses the technical and economic feasibility of converting the Collombey refinery site to recover hydrogen stored in the form of LOHC. The analysis has been carried out according to different scenarios in view of the demand and target prices for hydrogen in Switzerland:

Until 2025, a model for the import of hydrogen from renewable sources in a country with low production costs (Middle East): this hydrogen converted into LOHC, which is transported by ship and then by truck before being stored and dehydrogenated in Collombey, costs about 10 CHF/kg. This price is not competitive compared to domestic production.

By 2035, a model with an ambitious Swiss energy strategy on renewable energies, where surpluses are achieved in summer: This renewable electricity is converted into hydrogen, which in turn is seasonally stored in LOHC form before being converted back into hydrogen and used to produce electricity in winter. The volume of tanks currently available at the Collombey site could represent a seasonal storage of 900 GWh of renewable energy. The costs of such a storage facility for winter electricity production could be between 0.15 and 0.29 CHF/kWh, depending on the evolution of the costs of the individual elements of the hydrogen chain and for LOHC conversion/storage. This price would also require the introduction of a system of bonuses or subsidies paid for renewable electricity produced on demand in winter. This solution offers a technological alternative of seasonal storage for the energy supply of Switzerland.

In conclusion, the analysis does not justify at this stage the conversion of an infrastructure such as the Collombey plant to LOHC storage. However, it does open the way to concrete considerations on the necessary positioning of Switzerland for its winter energy supply. The conversion of hydrocarbon storage infrastructures, in Collombey or elsewhere, is a good opportunity if the LOHC sector is to develop. The more, this is true in a context where the construction of new storage infrastructures on this scale seems unlikely for other currently known technologies.



## « Take-home messages »

- L'analyse du marché actuel de l'hydrogène suisse indique que les débouchés les plus immédiats se situent dans la mobilité vu que les conditions actuelles permettent déjà une valorisation de l'hydrogène issus de ressources renouvelables locales autour de 7CHF/kg alors que les usages pour le stockage (saisonnier) et dans les réseaux de gaz dépendent encore de l'évolution des technologies associées et des conditions cadres.
- Les coûts estimés à l'horizon 2025 pour importer sous forme de LOHC de l'hydrogène produit grâce à des sources renouvelables dans un pays à bas cout de production (Moyen-Orient), reconverti et stocké à la raffinerie de Collombey, sont estimés autour de 10 CHF/kg d'hydrogène. Ce prix n'est pas compétitif avec les perspectives de cout de production indigène et ne permet donc pas de justifier aujourd'hui la reconversion de l'infrastructure de Collombey pour du stockage.
- L'étude permet toutefois d'ouvrir des réflexions concrètes sur le nécessaire positionnement de la Suisse pour son approvisionnement d'énergie hivernal, structurellement dépendant d'importations. Avec de l'hydrogène stocké sous forme de LOHC, la raffinerie de Collombey peut ainsi constituer une capacité de 900 GWh d'énergie, alors que l'ensemble des installations de stockage de carburant suisse représentent un potentiel de 14 TWh. A l'horizon 2035, l'étude estime que le prix de revient de la conversion de cet hydrogène en production électrique hivernale pourrait se situer entre 0.15 et 0.29 CHF/kWh en fonction de l'évolution des coûts des éléments de la chaine hydrogène et des LOHCs. Ce prix nécessite la mise en place d'un système de prime ou de subventions qui pourraient être payées pour de l'électricité renouvelable stockée ou produite en hiver. Cette solution ouvre la voie vers une alternative technologique de stockage saisonnier pour l'indépendance énergétique de la Suisse.



# Table des matières

Résumé.....	3
Zusammenfassung.....	3
Summary .....	4
« Take-home messages » .....	5
Table des matières .....	6
Liste des abréviations.....	8
<b>1 Introduction.....</b>	<b>9</b>
1.1 Contexte énergétique .....	9
1.2 L'opportunité du site de Collombey .....	9
1.3 Objectifs de l'étude .....	9
<b>2 Evaluation du marché suisse de l'hydrogène .....</b>	<b>10</b>
2.1 Contexte .....	10
2.2 Stockage saisonnier .....	11
2.3 Mobilité .....	12
2.4 Réseau de gaz .....	13
2.5 Synthèse.....	13
<b>3 Etude technico-économique du site dans le cadre d'une conversion pour de l'hydrogène LOHC.....</b>	<b>14</b>
3.1 Approvisionnement en hydrogène.....	14
3.1.1 Sources d'électricité verte.....	14
3.1.2 Production d'hydrogène .....	15
3.2 Etude du cycle LOHC .....	18
3.2.1 Principes.....	18
3.2.2 Choix du LOHC.....	19
3.2.3 Procédés d'hydrogénation et de déshydrogénation.....	21
3.2.4 Le stockage du LOHC .....	22
3.2.5 Transport du LOHC .....	22
3.3 Purification, stockage et distribution d'hydrogène gazeux .....	23
3.4 Etude des possibilités spécifiques du site de Collombey.....	24
3.4.1 Le pipeline Gênes-Collombey.....	24
3.4.2 Infrastructures de la raffinerie .....	25
3.4.3 Sources de chaleur SATOM .....	26
3.4.4 Analyse des requis et contraintes techniques avec Gaznat pour une injection dans le réseau de gaz.....	27
3.5 Analyse du scénario pour du LOHC importé sur site de Collombey à l'horizon 2025 .....	28
3.6 Analyse du scénario pour un stockage saisonnier à l'horizon 2035 .....	31
3.6.1 Contexte énergétique à l'horizon 2035 .....	31



3.6.2	Opportunité pour l'utilisation de pile à combustible SOFC .....	32
3.6.3	Bilan économique .....	33
<b>4</b>	<b>Solutions alternatives au LOHC.....</b>	<b>37</b>
4.1	Transport d'hydrogène gazeux depuis des sites européens.....	37
4.2	Importation d'hydrogène sous forme d'Ammoniac .....	39
<b>5</b>	<b>Conclusion .....</b>	<b>42</b>
<b>6</b>	<b>Bibliographie.....</b>	<b>45</b>



## Liste des abréviations

DBT	Dibenzyltoluène
LCOE	Levelised Cost Of Electricity
LCOH	Levelised Cost of Hydrogen
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
P2H	Power to Hydrogen
PEM	Proton Exchange Membrane
SOEC	Solide Oxide Electrolyser Cell
SOFC	Solide Oxide Fuel Cell



# 1 Introduction

## 1.1 Contexte énergétique

La recherche de sources d'énergies propres à prix concurrentiels, mais aussi leur stockage et valorisation au moment opportun s'intègrent dans la stratégie énergétique de la Suisse 2050. Compte tenu de la difficulté de stocker et de transporter l'électricité, l'hydrogène pourrait avoir un rôle majeur en tant que vecteur énergétique dans la mesure où il peut être produit par électrolyse de l'eau en utilisant de l'électricité renouvelable et permet ainsi de stocker cette énergie intermittente. Cette énergie peut alors être utilisée dans l'industrie, la mobilité, pour décarboner les réseaux de gaz ou encore pour produire de l'électricité. Le rapport commence en ce sens dans le chapitre 2 par une évaluation de la demande d'hydrogène en Suisse.

Le transport et le stockage de l'hydrogène, historiquement sous forme de gaz comprimé ou liquéfié à basse température (-253°C) constitue cependant une contrainte importante dans son développement au vu des coûts que cela engendre. D'autres possibilités sont la combinaison de l'hydrogène à des molécules plus grandes qui peuvent être transportées et stockées sous forme liquide, typiquement un liquide organique « Liquid Organic Hydrogen Carrier » (LOHC), option développée à titre principal dans le chapitre 3 du présent rapport, ou de l'ammoniac, alternative étudiée au chapitre 4. Ce type de transport permet dès lors des échanges de longue distance entre pays à bas coût de production vers des pays importateurs d'énergie ou du stockage de longue durée. Le LOHC offre en particulier une série d'avantages, notamment puisqu'il s'agit d'un liquide qui peut être manipulé aux conditions de température et de pression ambiantes et transportable et stockable dans des cuves d'hydrocarbures.

## 1.2 L'opportunité du site de Collombey

Le site de la raffinerie de Collombey situé au bord du Rhône dans le canton du Valais présente d'importantes infrastructures de stockage de pétrole non utilisées depuis la fermeture de la raffinerie en 2015, tout en étant connecté par oléoduc au port de Gênes et au réseau de chemin de fer. Il est par ailleurs situé à proximité d'une conduite de gaz importante et de l'unité de traitements de déchets de la SATOM qui génère d'importantes quantités de chaleur. Ces conditions rendent le site particulièrement propice au développement du stockage de l'hydrogène sous forme de LOHC avant de le valoriser en Suisse après déshydrogénation, processus qui requiert de la chaleur.

La reconversion, en disponibilisant de l'hydrogène, placerait le site au cœur des enjeux énergétiques des années à venir et permettrait de réutiliser des infrastructures industrielles qui devraient être démantelées tout en générant des emplois et des revenus dans le cadre d'une conversion économique, écologique et énergétique significative du 21<sup>ème</sup> siècle. Le bilan de cette analyse est abordé en conclusion au chapitre 5.

## 1.3 Objectifs de l'étude

L'objectif principal de l'étude est de confirmer la viabilité technico-économique de la reconversion du site de la raffinerie du site de Collombey pour de la valorisation d'hydrogène sous forme LOHC, et de le comparer avec des alternatives au LOHC. Cette analyse technico-économique se fait au regard d'une évaluation de la demande en hydrogène en Suisse.



## 2 Evaluation du marché suisse de l'hydrogène

L'objectif de cette 1ère section est de donner des indications de quantité et prix cibles en fonction des marchés pour de l'hydrogène issu de LOHC à Collombey aux horizons 2025 et 2035.

### 2.1 Contexte

Actuellement la demande pour de l'hydrogène en Suisse est principalement orientée sur les besoins industriels. Elle était estimée en 2018 à 13 000 tonnes/an (équivalent de 1% du marché du gaz naturel) dont 85% pour la raffinerie de Cressier comme on peut le voir dans le schéma ci-dessous.

Demand type	Tonnes H <sub>2</sub> / year	Million Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> / year	GWh H <sub>2</sub> / year (LHV)
Refinery operations	11,000	122	366
Fertilizer production	<i>ceased in 2018</i>	<i>ceased in 2018</i>	<i>ceased in 2018</i>
Watch industry	700	8	23
Chemical and pharma industry	600	7	20
Synthetic stone production	550	6	18
Metal processing industry	50	1	2
Various other uses	50	1	2
<b>Sum</b>	<b>12,950</b>	<b>145</b>	<b>431</b>

Table 2: Estimated hydrogen demand by end use type in Switzerland (Source: E4tech analysis)

Tableau 1 : Demande d'hydrogène en Suisse en 2018. Source : E4Tech [1]

Cette demande est caractérisée par les éléments suivants :

- Pas de distribution centralisée;
- 95% de l'H<sub>2</sub> est produit et consommé au même endroit ;
- L'hydrogène nécessaire aux raffineries est directement tiré des hydrocarbures traités : vapore-formage du méthane ou oxydation partielle des hydrocarbures lourds.

Cet hydrogène « gris » pour clients industriels se vend actuellement autour de 1 à 1,5 CHF/kg [2]. Si l'on considère que les industriels pourraient payer une « prime » pour de l'hydrogène vert avec un facteur deux, le prix cible pour ce marché se situerait autour de 2 à 3 CHF/kg.

D'autres applications de l'hydrogène émergent cependant amenant à un accroissement attendu du marché :

- Le stockage saisonnier d'énergie;
- L'hydrogène comme carburant pour la mobilité ;
- La génération de « gaz vert ».

Une étude de 2019 prévoit ainsi une augmentation significative du marché de 0.4 TWh actuellement à 3.6 TWh en 2050 [3], mais ce scénario sous valorise cependant potentiellement l'utilisation de l'hydrogène comme stockage saisonnier (seulement 0.5 TWh).

Ces diverses applications font l'objet des sections suivantes. Leur attrait est fort dépendant des conditions cadres spécifiques qui sont abordées dans chaque section.



## 2.2 Stockage saisonnier

Dans le cadre de l'élaboration du « Plan Eolien pour le climat : la solution énergétique hivernale. Analyse et actualisation du potentiel de l'énergie éolienne en Suisse » [4], soutenu par l'OFEN, Planair, agissant pour le compte de Suisse Eole, a développé des scénarios énergétiques pour la Suisse à l'horizon 2050 basés sur les hypothèses suivantes :

- Retrait de la production nucléaire;
- Électrification du chauffage et de la mobilité ;
- Développement des énergies renouvelables essentiellement porté par le photovoltaïque et par l'éolien ;
- Maintien des autres productions électriques à leur niveau de 2018.

Sur cette base, et comme on peut le voir dans le graphe ci-dessous, nous remarquons qu'en été la production d'électricité référence 2018 (surface bleue) couvre déjà presque les besoins électriques totaux incluant la mobilité électrique (courbe noire). La courbe de production solaire, ici sous l'hypothèse d'une capacité installée totale de 50 GWc, est donc très largement excédentaire sur cette période, et devra, sans hydrogène, être massivement bridée. Avec un développement ambitieux du photovoltaïque, il existera donc rapidement des excédents solaires estivaux à stocker, dans des quantités massives dès 2035. Selon la rapidité de ce développement, des excédents solaires massifs seront disponibles entre 2'000 et 3'000 heures par année.

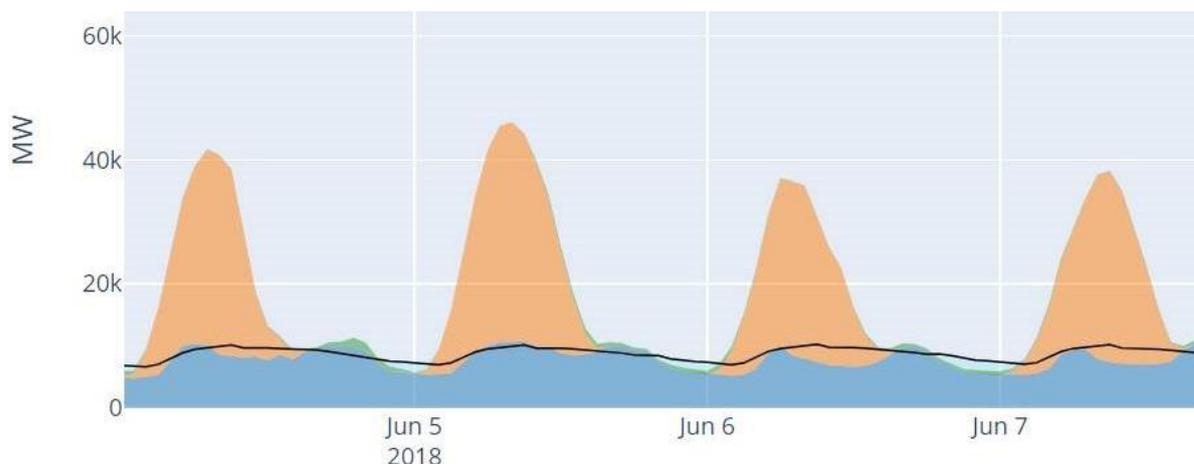


Figure 1 : Schématisation des excédents estivaux dans un scénario énergétique suisse en 2050. Source : Planair.

Ces évolutions mènent à une augmentation du déséquilibre saisonnier générant ainsi le besoin d'un stockage saisonnier estimé de 12 à 18 TWh selon les scénarios pour absorber l'excédent photovoltaïque estival.

	<b>Scénario C</b>	<b>Scénario D</b>	<b>Scénario E</b>
Consommation (TWh)	84.7	84.7	84.7
Puissance photovoltaïque (GW)	50	50	80.3
Puissance éolienne (GW)	5.3	9.5	0
Capacité journalière (batterie) (GWh)	100	50	50
Capacité saisonnière (H2) (TWh)	16.3	12.4	27
Importation (TWh)	5.47	0	0

Tableau 2 : Scénarios énergétiques pour le secteur de l'électricité pour la Suisse en 2050 basés sur la consommation d'électricité en 2018 de 61.9 TWh. Source : Planair. Simulations disponibles sur <https://gridview.gridnewdeal.com/cockpit/demo/>



Ces flux sont représentés dans le diagramme de Sankey ci-dessus.

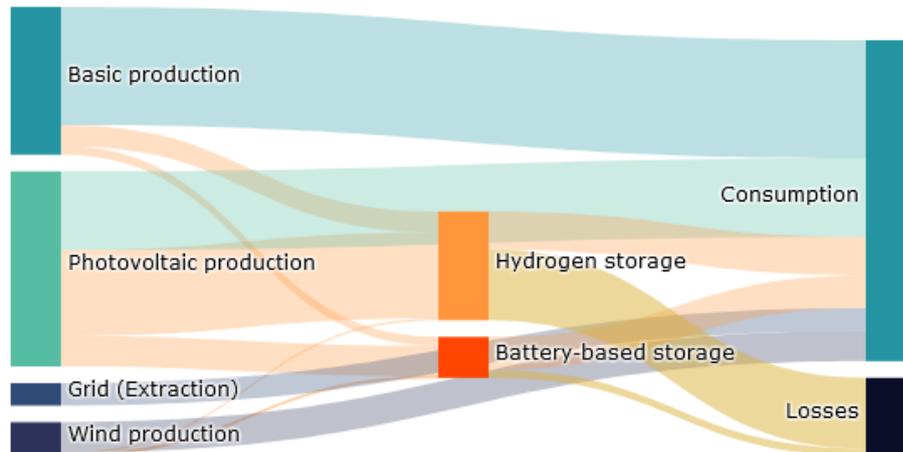


Figure 2 : Flux électriques suisses en 2050. Source : Planair

Dans ce contexte un stockage saisonnier à bas coûts est nécessaire à la pérennité du système énergétique suisse. Vu les prix du marché de l'import/export actuel autour de 5-7 cts/kWh, et considérant un rendement électrique de pile à combustible de 55%, cela impliquerait un prix de l'hydrogène autour de 0.9 à 1.2 CHF/kg, ce qui est fort bas. Toutefois, vu la volonté de limiter les importations hivernales relevée par la Commission fédérale de l'électricité [5], l'option de tarif de rachat plus élevé en période hivernale est une possibilité à considérer pour l'avenir. Un tel prix situé entre 10 et 15 cts/kWh implique un prix cible de l'hydrogène situé entre 1.8 et 2.7 CHF/kg en considérant toujours un rendement de pile de 55%.

Vu les volumes concernés, un stockage sous forme d'hydrogène comprimé ou liquéfié à basse température n'est pas envisageable pour des raisons de coût. Le présent rapport explore les possibilités de stockage sous forme LOHC qui rend cette option envisageable notamment dans la mesure où LOHC permet de réutiliser des infrastructures de stockage d'hydrocarbures existants.

## 2.3 Mobilité

L'utilisation de l'hydrogène dans la mobilité est un marché en mutation rapide notamment de par l'existence d'une niche Suisse en raison des conditions cadres pour la mobilité lourde. En effet, la taxe sur les carburants combinée à la redevance sur le trafic des poids lourds liée aux prestations (RPLP) font que l'hydrogène est compétitif avec le diesel dans un modèle de « pay-per-use ».

De ce fait plusieurs acteurs sont déjà actifs sur le marché et 1600 camions à hydrogène sont attendus d'ici 2025 dans le cadre de contrats sur 5 ans avec maintenance et carburant [6]. L'énergie pour alimenter cela sera fournie par la société Hydrospyder, qui a installé un électrolyseur de 2 MW proche d'un actif hydraulique avec des plans pour passer à 30 MW [7]. En complément du développement de ses propres capacités, Hydrospyder, fournisseur exclusif d'hydrogène pour ces camions, est intéressé à acheter de l'hydrogène vert à des prix significativement inférieurs au prix à la pompe.

Dans le cas d'une conversion totale de la flotte de camions suisse, sur base des 16.8 millions de tonnes-km (donnée de l'Office Fédéral de la Statistique pour 2018), il faudrait environ 1TWh d'énergie.

Pour les bus et les voitures, il n'y a donc pas de RPLP et les perspectives sont plus limitées notamment par le fait que la transition est plutôt portée par l'électrification selon la feuille de route pour la mobilité électrique 2022 [8].



Quelques acteurs ont exprimé un intérêt préliminaire pour des bateaux à hydrogène mais le marché est petit et les bateaux ne sont soumis ni à la RPLP ni à la taxe sur les carburants, ce qui fait que le prix cible pour l'hydrogène est plus bas.

## 2.4 Réseau de gaz

Il s'agit d'injecter du gaz dans le réseau de gaz naturel, soit directement sous forme d'hydrogène, soit sous forme de CH<sub>4</sub> après méthanation.

Ces applications ont une très forte dépendance aux conditions cadres :

- Obligation de reprise de la production seulement sur le réseau de transport et également sur le réseau de distribution si la production est considérée comme biogaz ;
- Majoration du prix grâce aux certificats biogaz. Si le prix client actuel du certificat est de 8 cts/kWh, il n'y a de par les discussions actuelles sur la loi sur le CO<sub>2</sub> aucune garantie que le biogaz puisse être considéré comme une mesure de réduction des émissions et une forte incertitude sur la valeur réelle des certificats.

L'on note cependant plusieurs projets portés par des acteurs du gaz en Suisse. Gaznat a ainsi la volonté affichée de ne livrer plus que du gaz décarboné d'ici 2050. La récente mise en service d'une installation Power to Gas avec réacteur de méthanation au poste de détente et de comptage de Sion en est un bon exemple. Au vu du coût actuel du gaz naturel autour des 2-3 cts/kWh, le kg d'hydrogène devrait être disponibilisé à 0.6 CHF/kg pour être compétitif. Toutefois, si l'on peut considérer le gaz avec une composante en hydrogène comme du biogaz avec certificat, ce prix passe à 3.6 CHF/kg.

## 2.5 Synthèse

Le tableau ci-dessous dresse un bilan des prix actuels et cibles ainsi que du marché potentiel de l'hydrogène en Suisse en 2050. A ce stade, les débouchés les plus immédiats se situent dans la mobilité vu que les conditions actuelles permettent déjà une valorisation alors que les usages pour le stockage et dans les réseaux de gaz dépendent encore de l'évolution de conditions cadres. La suite du rapport a notamment pour objectif de voir si ces prix cibles peuvent être atteints via une reconversion de la raffinerie de Collombey pour de l'hydrogène LOHC.

Marché cible	Prix actuel	Prix cible P2H	Marché potentiel 2025	Marché potentiel 2035
Processus industriels	1–1.5 CHF/kg H <sub>2</sub>	2–3 CHF/kg H <sub>2</sub> (x 2 avec «green» prime)	difficilement pénétrable	difficilement pénétrable
Stockage d'énergie	5–7 cts/kWh <sup>él</sup>	10–15 cts/kWh <sup>él</sup> (1,8-2,7 CHF/kg H <sub>2</sub> prime hivernale)	excédent d'énergie renouvelable insuffisant	0-5 TWh selon l'atteinte du développement du solaire PV.
Mobilité	10–12 CHF/kg H <sub>2</sub> à la pompe	7 CHF/kg H <sub>2</sub> (prix d'achat de l'hydrogène)	150 GWh (part de la demande de mobilité lourde)	1 TWh (conversion de toute la mobilité lourde)
Injection réseau de gaz	2–3 cts/kWh (8 cts/kWh biogaz certifié)	0.6–3.6 CHF/kg (traité comme du biogaz)	peu pertinent pour une filière LOHC	500 GWh (1.5% du réseau de gaz naturel), avec un potentiel très décentralisé

Tableau 3 : Synthèse des estimations de prix cibles et de taille du marché suisse de l'hydrogène à l'horizon 2050. Source : Planair.



### 3 Etude technico-économique du site dans le cadre d'une conversion pour de l'hydrogène LOHC

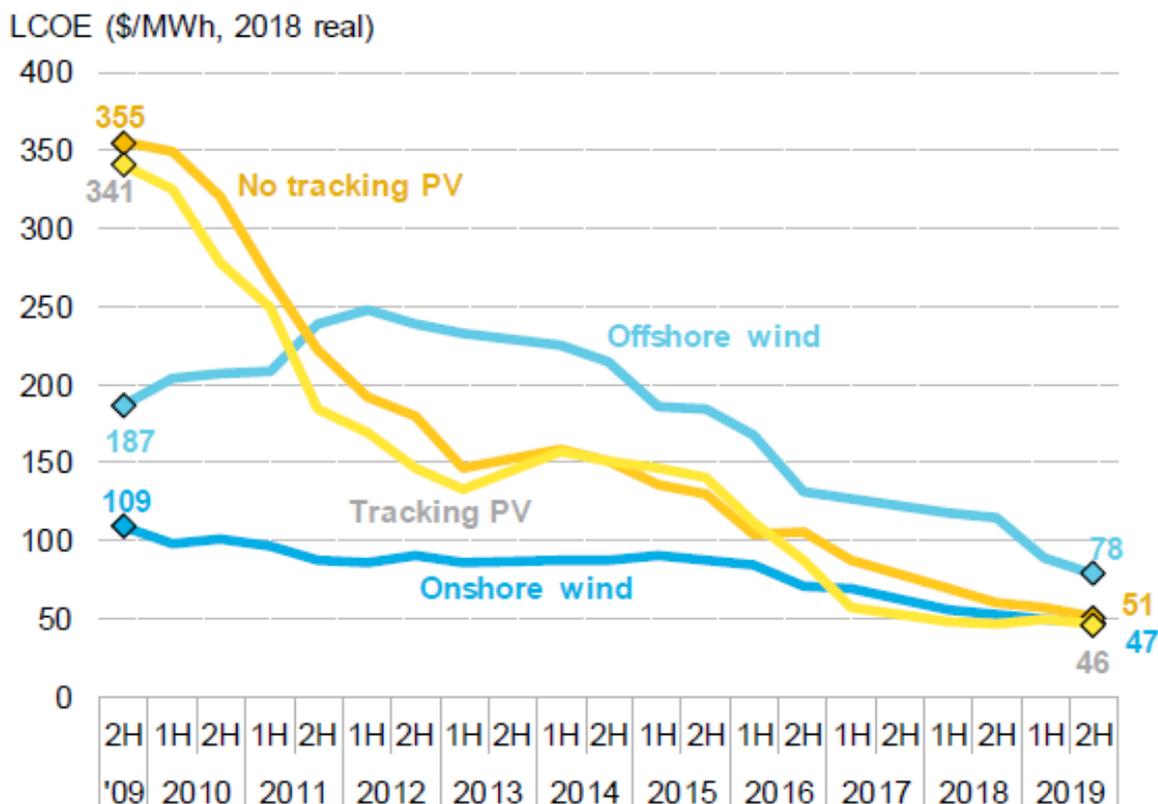
Nous étudions dans ce chapitre les différentes composantes nécessaires à une reconversion avant de faire un bilan des possibilités de reconversion :

1. Approvisionnement en hydrogène dans un site de production à bas coût
2. Le cycle LOHC
3. Le stockage et la distribution d'hydrogène
4. Etude des spécificités du site de Collombey
5. Un bilan économique de la reconversion pour de l'import d'hydrogène LOHC à l'horizon 2025
6. Un bilan économique de la reconversion pour du stockage saisonnier à l'horizon 2035

#### 3.1 Approvisionnement en hydrogène

##### 3.1.1 Sources d'électricité verte

De façon globale, la production d'électricité renouvelable a atteint la parité avec les prix de marché de l'électricité dans de nombreux pays du monde. Suivant les conditions locales, l'une ou l'autre des technologies (solaire, éolien, hydroélectricité) permet d'atteindre des prix aujourd'hui très compétitifs. Pour illustrer ce fait, le graphique ci-dessous présente une comparaison globale du LCOE (Levelized cost of electricity) des principales technologies de production d'électricité renouvelable.





Ces prix, bien que globalement compétitifs, sont très disparates suivant les pays, les conditions d'ensoleillement, ou l'exposition aux vents par exemple. Ceci est illustré dans le plan ci-dessous, permettant d'identifier les moyens de production d'électricité les moins chers par pays, étude menée en 2019 sur la base du LCOE.

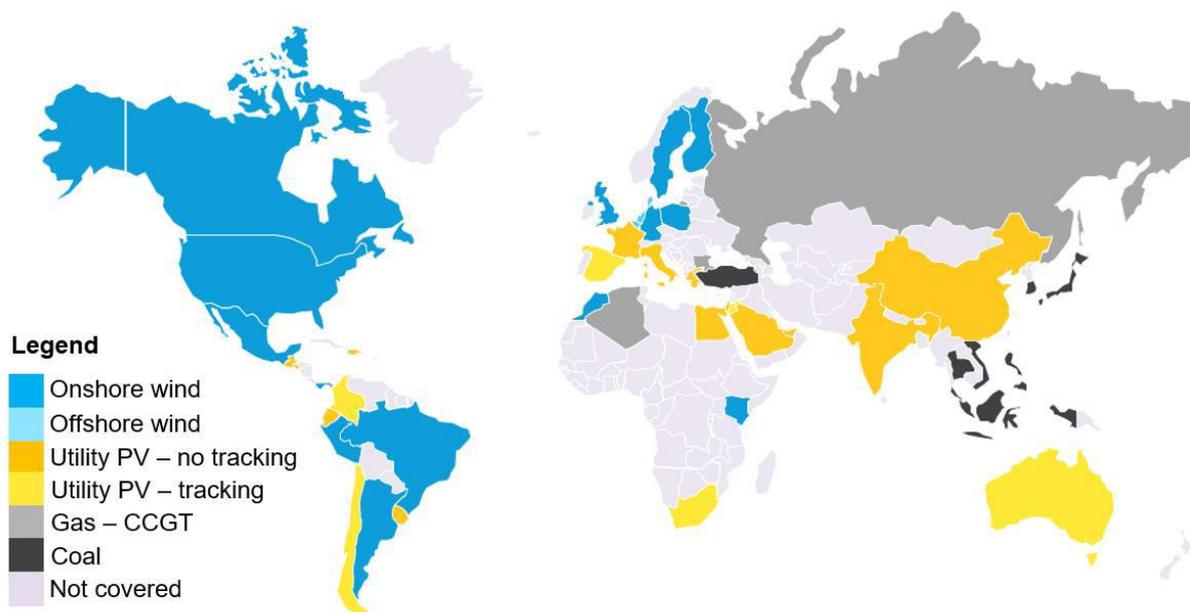


Figure 4 : Carte indiquant les sources d'énergie amenant à un LCOE le plus bas exclusion faite de subventions et exemptions de taxes. Source : BloombergNEF, Octobre 2019.

### 3.1.2 Production d'hydrogène

#### Technologie

L'électrolyse de l'eau est une technologie éprouvée permettant de transformer l'eau en hydrogène et oxygène sous l'action de l'électricité. Le principe est d'utiliser un courant électrique pour dissocier la molécule d'eau ( $H_2O$ ). Il existe trois technologies principales pour produire de l'hydrogène par électrolyse :

- Electrolyse alcaline : l'hydrogène produit par électrolyse alcaline peut résulter d'une production à pression atmosphérique (technologie la plus répandue) ou sous-pression. La seconde méthode présente l'avantage de garantir une meilleure flexibilité de la production, ainsi qu'un meilleur rendement. Le rendement énergétique de l'électrolyse alcaline sous pression se situe aux alentours de septante pourcents.
- Electrolyse PEM (Proton Exchange Membrane) : cette technologie est une alternative sérieuse à l'électrolyse alcaline. En effet, cette technologie très réactive semble optimale pour adapter en continu une production d'hydrogène aux fluctuations de disponibilité électrique et au besoin en  $H_2$ . De plus, elle présenterait un rendement énergétique supérieur aux électrolyseurs alcalins et aurait l'avantage d'être de plus en plus utilisée, en sens inverse (pile à combustible), par les acteurs de la mobilité pour la motorisation de leurs véhicules. Toutefois, cette technologie souffre encore d'un manque de maturité industrielle du fait d'un retour d'expérience court et nécessite des matériaux rares. Les garanties apportées par les fabricants ne sont donc pas au même niveau que pour les électrolyseurs alcalins.



- Electrolyse SOEC à haute température (Solide Oxide Electrolyser Cell) : cette technologie n'est pas encore suffisamment mature pour envisager une application industrielle. Le concept reste toutefois prometteur.

### Marché actuel

Sur les 70 Millions de tonnes d'hydrogène produites à l'échelle mondiale en 2018, seul 0,7% provenaient de sources renouvelables [9]. Une grande partie de l'hydrogène est en effet produit aujourd'hui selon une méthode dite « grise », parce que faisant référence à l'utilisation d'hydrocarbure dans sa fabrication, principalement du gaz naturel ou du charbon comme on peut le voir dans la figure ci-dessous. Ces techniques sont fort émettrices de CO<sub>2</sub>, représentant ainsi 830 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> la même année.

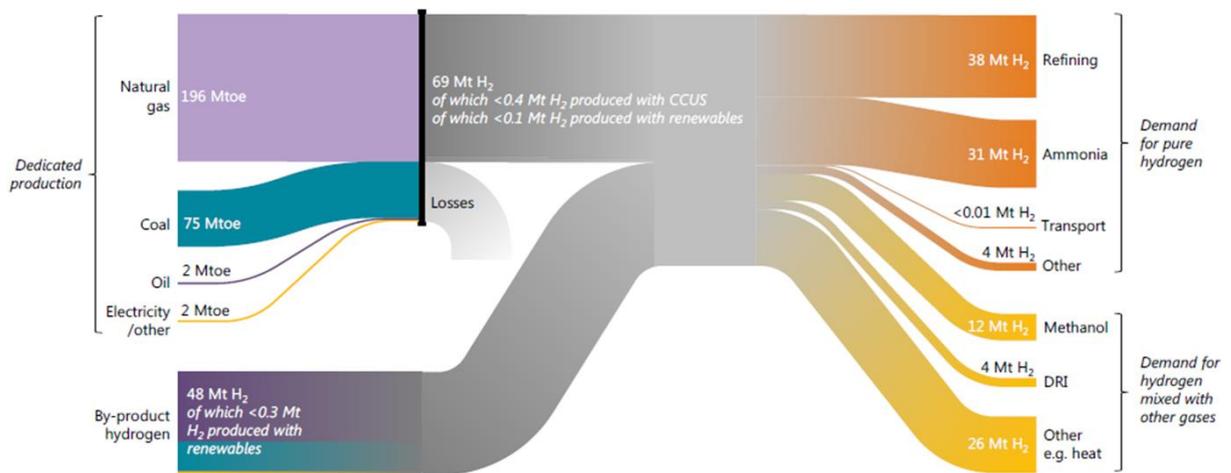


Figure 5 : Répartition de la production mondiale d'hydrogène en 2018. Source : IEA, 2019 [9]

Niveau prix, la production par reformage du gaz naturel permet d'obtenir de l'hydrogène autour de 60 CHF/MWh<sub>th</sub> (sur base d'un prix du gaz de 40 CHF/MWh), soit 2 CHF/kg [2].

Le prix de l'hydrogène vert produit par électrolyse dépend fortement du prix de l'électricité, celle-ci étant l'élément principal nécessaire à la fabrication. En l'occurrence, l'hydrogène produit industriellement par électrolyse à partir d'énergies renouvelables revient aujourd'hui aux environs de 7 CHF/kg pour une technologie d'électrolyse alcaline et pour une durée d'utilisation de l'ordre de 7500 h par an et un coût de l'électricité autour de CHF 59/MWh (source : H2V).

### Perspectives

Au vu des prix actuels, l'enjeu est donc de :

1. Développer l'électrolyse de l'eau en utilisant de l'électricité renouvelable afin de produire un gaz réellement décarboné.
2. Rendre l'hydrogène vert compétitif par rapport à l'hydrogène gris et pour cela de créer de grands projets afin de faire des économies d'échelle.

De grands projets de production d'hydrogène vert sont annoncés à moyen et long terme dans le monde. A titre d'exemple les projets H2V initiés en 2016 sur 2 sites en France permettront de produire chacun 20 000 Nm<sup>3</sup>/h d'hydrogène vert en 2023 et de doubler cette capacité en 2024.



Sur une base de fonctionnement 7500 heures par an, déduit à partir de l'historique des effacements du réseau et des périodes nécessaires à la maintenance, il est programmé que les alimentations et les productions de chaque unité se décomposent de la manière suivante (cf. figure 14), ce qui représente une production journalière de 37 tonnes d'hydrogène. Avec un tarif d'approvisionnement en énergie équivalent à CHF 39/MWh, cela permettrait d'atteindre des prix aux environs de 3.8 CHF/kg H<sub>2</sub>.



Figure 6 : Schéma illustrant les intrants et extrants des unités en projet à Dunkerque et à Port-Jérôme sur Seine (Source : H2V Industry, 2018)

De nombreux pays européens ont également annoncé des plans hydrogène à hauteur de plusieurs GW (Gigawatts) pour ces prochaines années (Hollande, Allemagne, ...). Plusieurs pays pourraient également devenir exportateur d'énergie via l'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable dans les années à venir parmi lesquels : les pays du Moyen Orient et d'Afrique du Nord, l'Australie ou certains pays d'Amérique du Sud comme le Chili de par leur ensoleillement, le Canada ou la Norvège de par leur production hydroélectrique ou un nombre plus diffus de pays grâce à la production éolienne (cf. carte ci-dessous). Spécifiquement, sur base des données issues des projets que H2V développe au Moyen Orient de production d'hydrogène à partir de sources renouvelables, une production à un coût de 3.29 CHF/ kg est envisagée. Ce prix est basé sur une usine de production de 28 600 tonnes/an sur base de 8000 heures de fonctionnement annuelles.

Pour la Suisse comme pour d'autres pays européens ou industrialisés, l'un des enjeux considérés est d'importer cet hydrogène dans des conditions de transport économiques et écologiques, c'est cette option qui est analysée dans la présente étude.



## Best source of low-carbon hydrogen in different regions

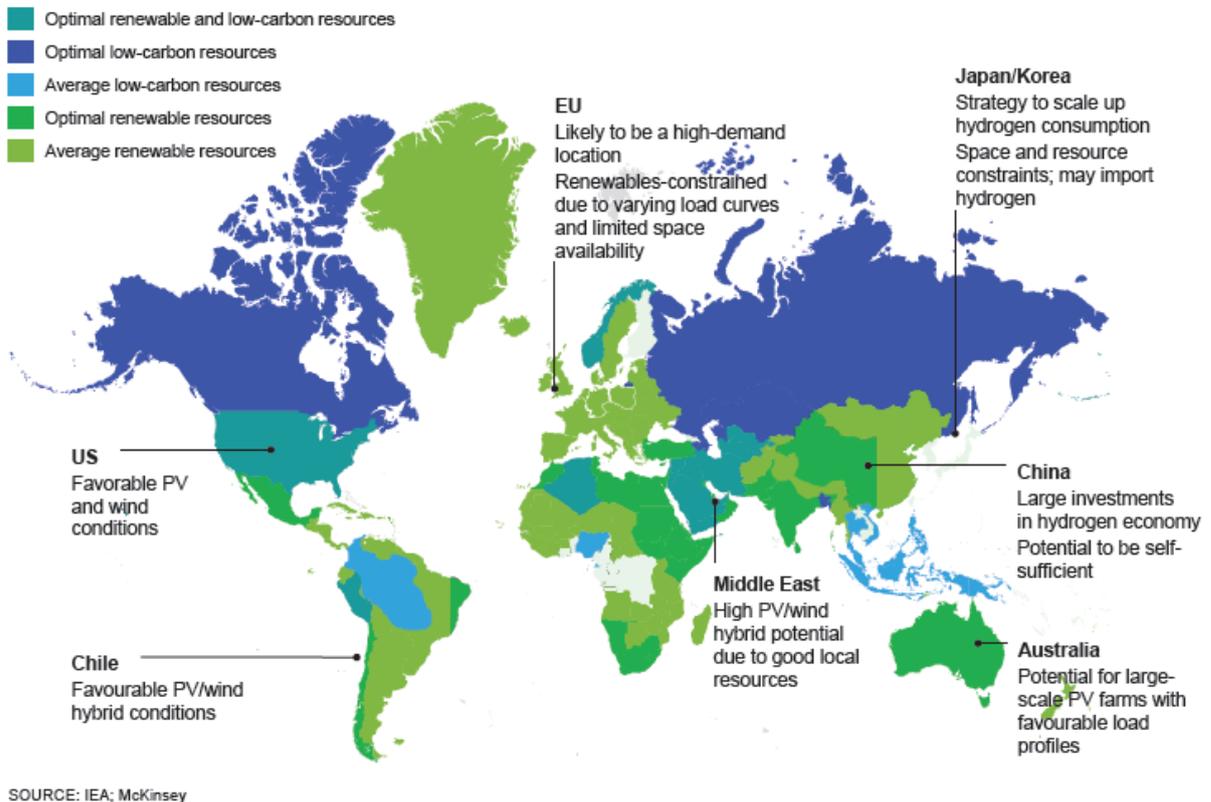
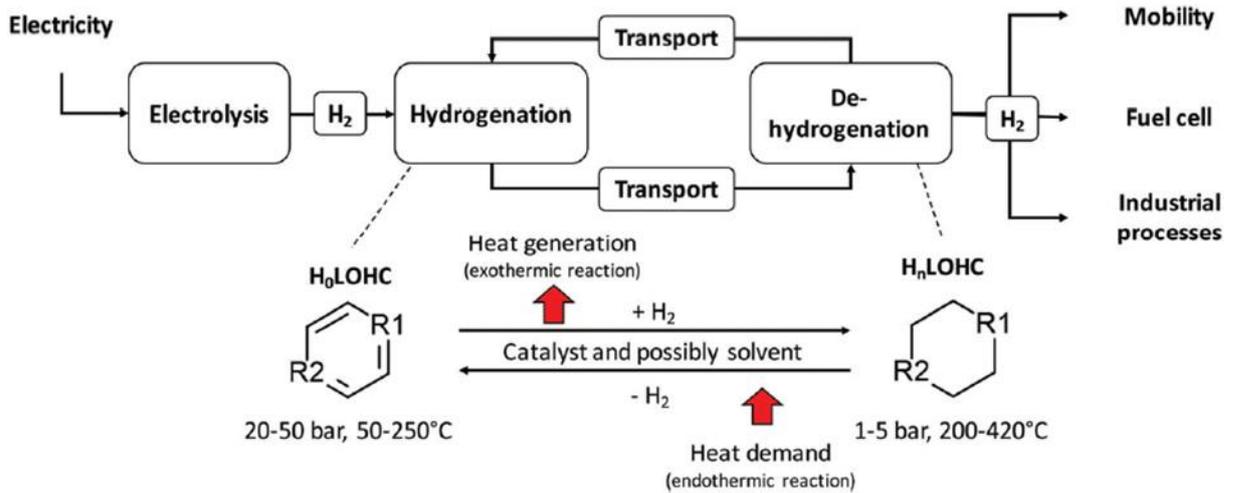


Figure 7 : Meilleures sources d'hydrogène bas carbone selon les région. Source : Hydrogen Council, 2020 [10]

## 3.2 Etude du cycle LOHC

### 3.2.1 Principes

Les LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) sont des liquides ayant une densité de stockage d'hydrogène élevée, permettant une manipulation sûre de l'hydrogène. Il s'agit d'héberger l'hydrogène au milieu de molécules de liquides organiques "rechargeables" tel le naphthalène ou le benzène. Il suffit de les hydrogéner à température élevée pour obtenir deux nouvelles molécules stables, qui sont ensuite conditionnées à basse température pour être facilement transportées et utilisées. Le mélange d'hydrogène est par la suite acheminé vers les clients par des voies de transports traditionnelles. Ainsi, les obstacles actuels dans le stockage et le transport de l'hydrogène peuvent être surmontés. Grâce à un second procédé de déshydrogénation, qui nécessite de l'énergie, l'hydrogène peut être à nouveau récupéré et peut à son tour être utilisé directement. Cette chaîne est représentée dans la figure ci-dessous.



LOHC storage and transport concept ( $H_0LOHC$ : unloaded LOHC,  $H_nLOHC$ : loaded LOHC).

Figure 8 : Principe de fonctionnement chaîne LOHC. Source : *Energy Environ. Sci.*,2019, 12, 290 [11]

A ce jour, plusieurs LOHC ont été étudiés et sont à des stades d'applications différents comme on peut le voir dans la figure ci-dessous.

LOHC	Reason for consideration
<i>N</i> -Ethylcarbazole (NEC)	Well-studied nitrogenous LOHC
Dibenzyltoluene (DBT)	Already existing application as a LOHC; safe and convenient handling
1,2-Dihydro-1,2-azaborine (AB)	Unique characteristics through integration of boron and nitrogen
Formic acid (FA)	Safe and convenient handling
Methanol (MET)	Very high storage density
Naphthalene (NAP)	Well-studied cycloalkane; high storage density
Toluene (TOL)	Well-studied cycloalkane; planned application as a LOHC

Figure 9 : Types de de LOHC étudiés Source : *Energy Environ. Sci.*,2019, 12, 290 [11]

### 3.2.2 Choix du LOHC

Dans le cadre de la présente étude, nous avons choisi de baser nos hypothèses de travail sur du Dibenzyltoluène (DBT). Ce choix est justifié pour les raisons suivantes :

- Le DBT a déjà des applications comme LOHC, notamment à travers la société allemande Hydrogenious. Une visite de leurs installations a été réalisée par H2V en 2018 et permet de fournir certaines données avancées dans le cadre de la présente étude.
- Le DBT présente, plus que pour d'autres LOHC, une manipulation facilitée par le fait qu'il ne présente pas de haut niveau de toxicité, n'est pas inflammable. Il peut être transporté et stocké comme un hydrocarbure, ce qui est d'intérêt particulier dans le cadre de la présente étude de reconversion de la raffinerie de Collombey.
- Il présente une excellente densité de stockage de 630 Nm<sup>3</sup> d'hydrogène par mètre cube de LOHC, soit 57 kg de H<sub>2</sub> / m<sup>3</sup> de LOHC (source : Hydrogenious).
- Globalement il s'agit d'un compromis entre volume, stabilité et capacité de transport d'hydrogène.



Le DBT est actuellement utilisé principalement comme huile caloporteuse. Sa production mondiale est estimée à 7500 tonnes/an [12]. Cette production pourrait augmenter si le LOHC devenait un système de transport d'hydrogène prépondérant.

Le DBT est produit industriellement à partir de toluène et du chlorure de benzyle, ce dernier étant produit à partir de chlore et de toluène, comme on peut le voir dans le procédé ci-dessous. Du chlorure ferrique est également utilisé comme catalyseur dans la réaction ainsi que du Méthylate de sodium pour extraire le chlore.

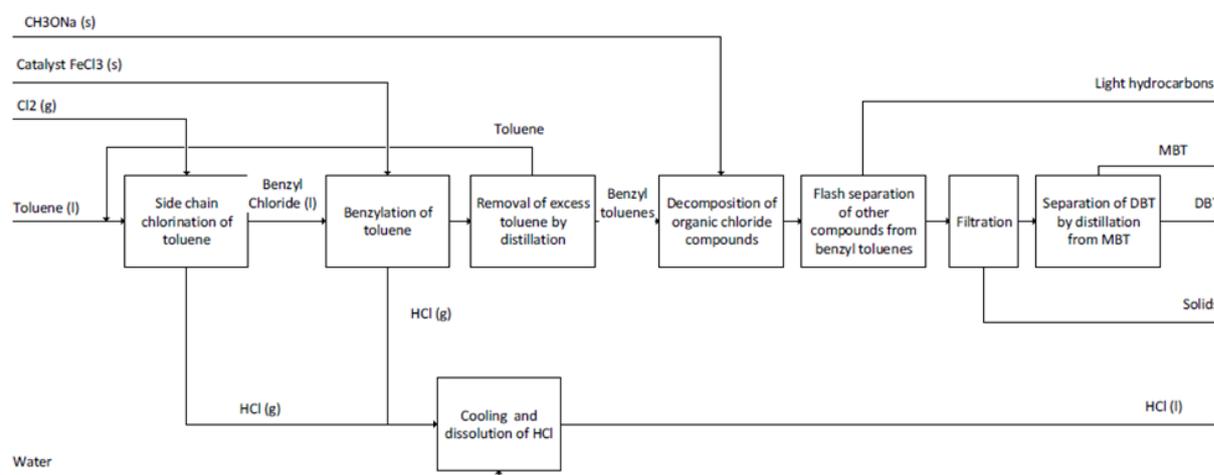


Figure 10 : Schéma simplifié de production de DBT. Source : Hystoc [12]

Dans le coût de production du DBT, on peut noter deux facteurs fortement déterminants :

- Le Toluène occupe une part importante des coûts variables (65%). Ce dernier étant un sous-produit de raffinage, il est influencé par les cours des produits d'hydrocarbures. Lors de la première quinzaine de 2020, le toluène s'achetait autour de 650 CHF/t sur les places d'échanges, et ce avant la forte baisse sur les marchés pétroliers de l'année : en août 2020 le toluène avait perdu près de 40% de son prix.
- Le volume de production et donc l'amortissement du CAPEX. Selon les calculs Hystoc [12], pour une unité de production de 2000 t/a, le cout total de DBT se situe de 3 à 4.6 €/kg, mais passe à 1.42 – 1.8 €/kg pour une capacité de 100 000 t/a.

Tablant sur un rétablissement des cours et sur une augmentation de la capacité de production le prix du DBT considéré pour la suite de l'étude est de 1.605 CHF/kg.

Dans la suite de l'étude nous nous référons à :

- LOHC pour le DBT de manière générique, indépendamment de son état d'hydrogénation.
- LOHC-D pour le DBT déshydrogéné ( $C_{21}H_{20}$ )
- LOHC-H pour le DBT hydrogéné autrement appelé perhydro-dibenzyltoluène ( $C_{21}H_{38}$ )
- Le tableau ci-dessous récapitules les données physiques principales de l'hydrogène et du DBT.



Données H2/LOHC	Valeur	Unité
Densité énergétique LHV	33,33	kWh/kg H2
Densité H2	0,0898	kg H2/m <sup>3</sup>
Densité DBT-D	1016	kg/m <sup>3</sup>
Densité DBT-H	921	kg/m <sup>3</sup>
Densité H2	57	kg H2/m <sup>3</sup> LOHC
Densité LOHC/H2	17,54	kg LOHC/kg H2

Tableau 4 : Propriétés physique de l'hydrogène et du DBT. Source : Hydrogenious.

### 3.2.3 Procédés d'hydrogénation et de déshydrogénation

L'hydrogénation est un processus exothermique qui permet de combiner l'hydrogène aux molécules du liquide organique. Le tableau suivant reprend des données pour une unité type qui produit 10 tonnes d'hydrogène par jour. L'hydrogène est chauffé et pressurisé avant la réaction. Pour une telle unité, 3400 kW de chaleur peuvent être valorisés. En guise de coûts d'opération nous considérons la valeur cible du projet Hystoc à 0.04 €/kg H2.

Elément	Valeur	Unité
Sortie hydrogène	10	t/jour
Besoin LOHC D	153	t/jour
Production de chaleur	3800	kW <sub>th</sub>
Pertes chaleur	10	%
Température	200	°C
Pression	30	bar
Consommation électrique	90	kW
Pertes d'hydrogène	0,1	%

Tableau 5 : Données pour une unité d'hydrogénation type [13]

La déshydrogénation du LOHC est une réaction endothermique qui se déroule à 300°C et à 1 bar. Des données sont disponibles pour des unités de production de 1 tonne/jour d'H2. Les besoins en chaleur sont importants et sont de l'ordre de 12 kWh<sub>th</sub>/kg. La consommation électrique de l'unité de déshydrogénation est considérée comme négligeable considérant que la principale consommation est liée à la compression d'hydrogène, que nous distinguons dans une ligne séparée dans les calculs. Nous considérerons dans notre modèle les coûts d'opération spécifiques du site de Collombey étudiés dans la section suivante.

Elément	Valeur	Unité
Production H2	1	tonnes H2/jour
Pertes H2	1	%
Consommation LOHC H	16321	kg/jour
Besoin en chaleur	12	kWh <sub>th</sub> /kg H2
Température	300	°C
Pression	1	bar

Tableau 6 : Données pour une unité de déshydrogénation type [13]



Au fil des cycles d'hydrogénation et de déshydrogénation, une partie du DBT se décompose. Le DBT doit être régénéré par distillation tous les 750 cycles. Lors de ce procédé, on estime les pertes à 10% du DBT [13]. Considérant ces paramètres et sur base d'un prix d'achat du DBT comme indiqué supra, la régénération revient à 0.03 CHF/kg H<sub>2</sub>.

En termes de maintenance des infrastructures on considère annuellement 3% du CAPEX.

Les données disponibles considèrent des unités de déshydrogénation de taille inférieure aux unités d'hydrogénation et ce dans l'optique qu'elles soient décentralisées.

A ce stade, où le procédé n'est pas encore disponible à l'échelle industrielle, le coût de ces équipements est relativement prospectif. L'on considère dès lors des coûts actuels ainsi que cibles en cas de production industrielle, ce qui prendra minimum 5 ans.

CAPEX en Million €	Taille	Nombre	Actuel	Cible
<b>Système Hydrogénation</b>	10 t H <sub>2</sub> /jour	1	6,8	4
<b>Système de Déshydrogénation</b>	1 t H <sub>2</sub> /jour	10	35	18,5

Tableau 7 : Coûts estimés des unités d'hydrogénation et de déshydrogénation [13].

### 3.2.4 Le stockage du LOHC

Le LOHC peut être stocké dans des cuves d'hydrocarbures. Hydrogenious préconise des cuves à double paroi et résistantes à la corrosion (type C4 selon la norme ISO 12944) et une surpression d'azote au-dessus du liquide pour éviter toute entrée d'oxygène. Pour des capacités de stockage dépassant les 100m<sup>3</sup>, on peut considérer des coûts d'investissements autour de 500 CHF/m<sup>3</sup> en se basant sur des données IEA [14].

### 3.2.5 Transport du LOHC

Comme mentionné en introduction l'avantage du LOHC est l'utilisation de l'infrastructure pétrolière existante à l'échelle mondiale, avec comme désavantage le fait que le LOHC déshydrogéné doit être renvoyé vers le site d'hydrogénation pour un nouveau cycle. Cela nécessite donc un transport supplémentaire par rapport à l'alternative ammoniacale ou encore d'hydrogène liquéfié.

Dans le cadre de l'étude qui considère l'importation de LOHC depuis un pays de production à bas coût, nous considérons deux étapes principales :

- Un acheminement depuis le lieu de production d'hydrogène et d'hydrogénation vers un port européen par bateau ;
- Un acheminement depuis ce port soit via pipeline soit via camion.

#### **Transport par bateau jusqu'à un port européen**

L'IEA, dans son rapport de 2019 sur le futur de l'hydrogène estime que le coût d'hydrogénation et de transport par bateau d'hydrogène sous forme LOHC sur 1500 km revient autour de 0.6 USD/kg H<sub>2</sub> dont autour de 0.4 USD/kg pour la conversion, soit 0.2 USD/kg pour le transport uniquement (cf. graphe du milieu sur la figure ci-dessous). Ces coûts n'augmentent pas fortement avec l'augmentation de la distance et sont largement inférieurs au transport par bateau d'hydrogène liquide. Si l'on considère une production au Moyen Orient et une distance de 3000 km, le coût est à 0.25 USD/kg H<sub>2</sub>.

#### **Pipeline**

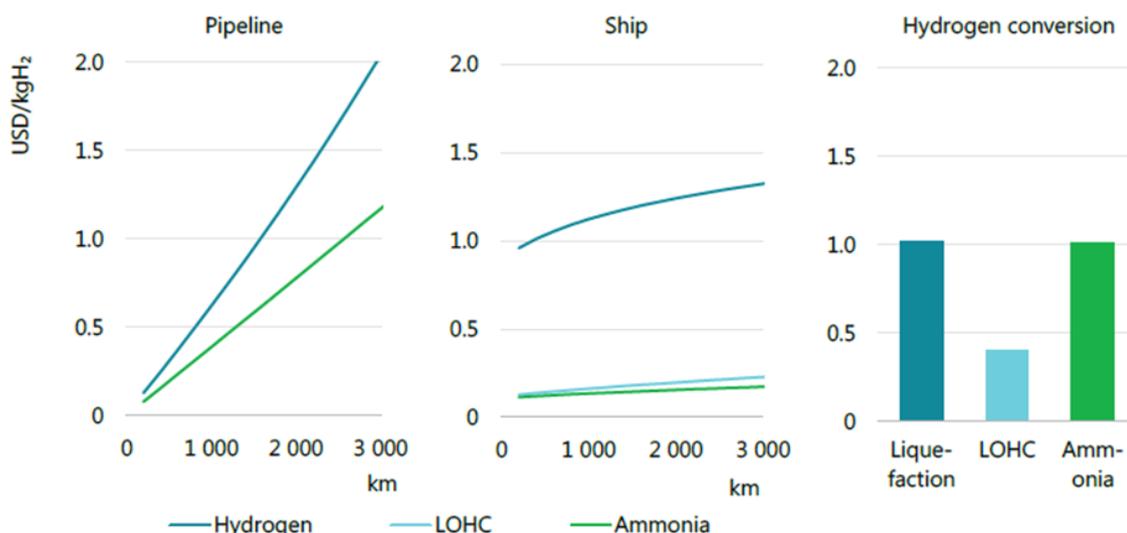
Les études comparant les méthodes de transport longue distance considèrent le transport par pipeline sous forme gazeuse qui, pour des distances inférieures à 2500 km, reste plus intéressant au total comparé au LOHC ou l'ammoniacale. Bien qu'ayant un coût augmentant rapidement avec la distance, cela ne requiert pas de conversion-reconversion qui est un coût fixe important.



Le CAPEX d'un nouveau pipeline est toutefois très conséquent et estimé à 1 million d'USD/km [14]. Ce coût important rend l'opportunité d'utilisation du pipeline existant entre Gênes et Collombey (346 km de distance par la route) importante même si cela soulève plusieurs contraintes comme détaillé dans la section 3.4 à ce sujet.

### Transport par route

Une alternative au pipeline est le transport par le train ou la route. L'IEA estime le coût pour un transport de 500 km de LOHC en camion, ce qui couvre la distance entre le port de Gênes et de Collombey, à 0.8 USD/kg H<sub>2</sub>, un camion type pouvant transporter l'équivalent de 1700 kg d'H<sub>2</sub> [9]. Bien que plus élevé qu'un coût de transport par pipeline d'hydrogène gazeux, ce coût de transport par camion de LOHC reste plus intéressant qu'un transport par camion d'hydrogène gazeux. Dans le contexte Suisse, au vu des différentes taxes appliquées, dont la RPLP, l'on considère un prix supérieur estimé à 1 CHF/kg.



Notes: Hydrogen transported by pipeline is gaseous; hydrogen transported by ship is liquefied. Costs include the cost of transport and any storage that is required; costs of distribution and reconversion are not included. More information on the assumptions is available at [www.iea.org/hydrogen2019](http://www.iea.org/hydrogen2019).

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Figure 11 : Coût de transport de l'hydrogène sous différentes formes. Source : IEA, 2019 [9]

### 3.3 Purification, stockage et distribution d'hydrogène gazeux

En fonction des usages, l'hydrogène doit éventuellement encore être purifié. Cette étape est en réalité intégrée au sein de l'unité de déshydrogénation. Le coût additionnel de cette purification dépendra du niveau de pureté recherché, typiquement  $\geq 99,99\%$ ,  $\geq 99,999\%$ , ou encore au niveau pour l'utilisation dans une pile à combustible de véhicule, en cohérence avec la norme ISO 14687:2-2012 et SAE J2719. Nous considérons dans l'étude une purification à ce dernier niveau.

L'hydrogène doit être stocké sous forme gazeuse et requiert donc compression. Cela comporte un coût d'investissement et d'opération considérable. La pression de stockage dépendra de l'usage. Pour un stockage à 500 bar nécessaire à une disponibilité à la pompe de 300 bar ce coût est estimé à 2000 CHF/kg stocké [2]. Il n'est pas ici question de stocker de larges quantités mais d'un stock tampon avant distribution.



Comme le stockage sous forme gazeuse, la distribution constitue également un poste de coût conséquent et est évidemment fonction des usages et des distances considérées. Actuellement, pour des distances inférieures à 300km, le transport se fait par camion à gaz comprimé qui peuvent typiquement transporter jusqu'à 1100 kg d'H<sub>2</sub> comprimé à 500 bar. Ces coûts augmentent rapidement avec la distance Pour une distance de 200 km cela revient à 1 USD/kg d'H<sub>2</sub>.

### 3.4 Etude des possibilités spécifiques du site de Collombey

#### 3.4.1 Le pipeline Gênes-Collombey

Une des caractéristiques importante du site de Collombey est qu'il est connecté au port de Gênes par l'oléoduc du Rhône, officiellement intitulé « Central European Pipeline Northeast Spur ». Ce pipeline appartient à la société d'hydrocarbures italienne « Eni ». Comme on peut le voir sur la carte ci-dessous, il est en réalité composé de deux segments : l'un de Gênes jusqu'à la raffinerie de Ferrera Erbognone et d'un deuxième jusqu'à Collombey.

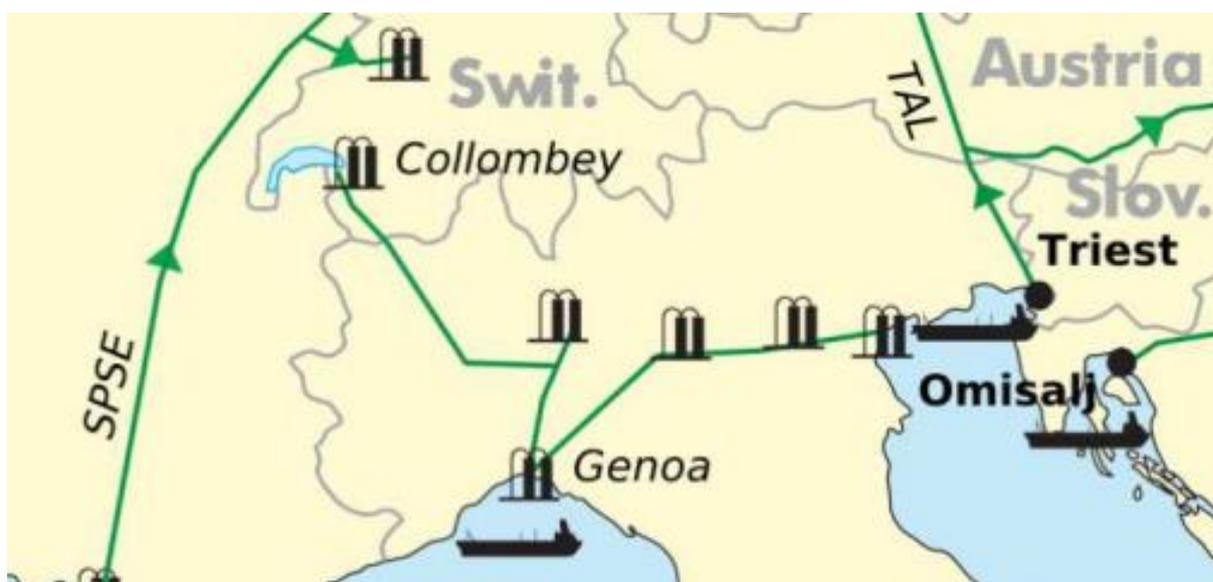


Figure 12 : Implantation géographique du « Central European Pipeline Northeast Spur » entre Gênes et Collombey [21].

Le tableau ci-dessous fournit des informations sur le pipeline.

Segment	Gênes – Ferrera Erbognone	Ferrera Erbognone – Collombey
Longueur (km)	85	265 (dont 205 en Italie)
Diamètre (inch)	26	20/16/12 (selon section)
Capacité (tonnes/an)	8–10	4
Composition	Acier-carbone	Acier-carbone
Pression en opération (bar)	86	59/75/100 (selon section)
Etat	non-utilisé depuis 1995 requiert des investissements pour sa mise à neuf	non-utilisé depuis 2015 bon état, pas d'investissements majeurs requis

Tableau 8 : Informations sur l'état de l'oléoduc du Rhône. Source : Eni.



Un élément clé à noter est que le pipeline est unidirectionnel : il est conçu pour faire parvenir du brut à Collombey, avec des stations de pompage afin de le faire traverser des zones montagneuses. Les sections vers Collombey sont plus fines.

Le pipeline passe par une altitude de 1100m impliquant une température de fonctionnement jusque -5° dans les périodes les plus froides de l'année.

Pour pouvoir ré-utiliser le pipeline, plusieurs conditions doivent être réunies :

- Une volonté de la part d'ENI, propriétaire, de l'exploiter ou le céder. A ce jour, sans informations précises d'exploitation, il n'y a pas de prise de position ;
- Réaliser un examen détaillé de l'état du pipeline afin de pouvoir obtenir les autorisations de le ré-utiliser, et ce dans tant en Italie qu'en Suisse ;
- Dans sa partie entre Gênes à Ferrera Erbognone, effectuer des investissements de mise à neuf dont l'estimation du montant nécessite une analyse qui sort du cadre de la présente étude;
- Être évalué au vu du transport de LOHC qui a une viscosité plus forte que le brut et notamment à basse température.
- L'option d'utiliser le pipeline de manière bidirectionnelle pour renvoyer le LOHC-D à Gênes se heurte à aux difficultés supplémentaires de devoir
- Installer des stations de pompage pour faire circuler le LOHC dans l'autre sens ;
- Opérer un fonctionnement par intermittence, le LOHC-H et le LOHC-D ne pouvant pas se croiser dans le même pipeline ;
- Achat et gestion du volume de remplissage (« deadstock ») du pipeline d'environ 33000 m3. L'optique d'une utilisation avec deux états de LOHC (H et D) rend la gestion de ces deux deadstock particulièrement coûteuse et inefficace
- Au vu des incertitudes soulevées, nous allons dans le cadre de notre étude nous baser sur des chiffres de transport maîtrisés par camion, et ce dans les deux directions.

### 3.4.2 Infrastructures de la raffinerie

La visite du site de la raffinerie de Collombey a été effectuée le 7 juillet 2020 en présence du responsable du site. Tamoil a cessé ses activités en 2015 pour des raisons économiques. Depuis la fin de son activité, la raffinerie a effectué des travaux d'assainissement, permettant au site de ne plus être soumis à l'OPAM.

En ce qui concerne les infrastructures du site, un plan de démantèlement a été planifié avec le canton du Valais. Les informations importantes pour la présente étude sont reprises dans le tableau ci-dessous. Il faut noter ici que ces dates peuvent être sujettes à modifications, notamment dans le cas où un réel intérêt pour garder une partie de ces infrastructures venaient à être démontré.

Type d'infrastructure	Date prévues
Grandes cuves de stockage (n° 1-5)	Sept. 2020 – Déc. 2021
Autres cuves de stockage	Jan. 2022 – Déc. 2023
Usine de raffinage	Démantelée pour revente
Pipeline de connexion à l'oléoduc du Rhône	Pas de démantèlement prévu
Pipeline de raccordement au dépôt relié à la gare CFF de St-Triphon	Pas de démantèlement prévu

Tableau 9 : Processus de démantèlement de la raffinerie de Collombey. Source : Tamoil.

En prenant en compte la capacité totale de toutes les cuves présentes sur site, le volume maximum de stockage atteint 461 505 m<sup>3</sup>. Le tableau suivant récapitule les cuves de stockage selon leur type. Certaines sont à toit fixe, d'autres à toit flottant.



Type cuve	Echelle (m <sup>3</sup> )	Unités	Volume (m <sup>3</sup> )
Très grandes	Env. 30000	8	253 390
Grandes	Env. 10000	12	117 825
Moyennes	Env. 5000	10	54 908
Petites	< 3000	24	35 382
<b>Total</b>		<b>54</b>	<b>461 505</b>

Tableau 10 : Description des cuves du site de Collombey. Source : Tamoil.

Lors du fonctionnement de la raffinerie :

- Le pétrole brut était stocké dans les très grandes cuves
- L'essence était stockée dans les cuves moyennes
- Le naphtha était stocké dans les autres cuves
- Dans l'hypothèse où il serait déjà trop tard pour éviter le démantèlement des très grandes cuves, il resterait alors un volume de stockage de 208'115 m<sup>3</sup>, réparti en 46 cuves.
- Globalement les cuves sont considérées comme étant en bon état et fonctionnelles, aucun dommage apparent n'ayant été observé ni communiqué par Tamoil. Par rapport aux préconisations pour le stockage du DBT, bien que les cuves soient à double fond, elles ne sont pas à double paroi. Une ligne d'azote est déjà présente sur le site de Collombey et pourrait être utilisée pour la couche préconisée sur le liquide. Une étude détaillée concernant les ajustement nécessaires pour une reconversion devrait toutefois être réalisée sur base de préconisations précises sur le DBT, éléments qui n'ont pas pu être fournis par Hydrogenious dans le cadre de l'étude.

Les infrastructures logistiques sont encore fonctionnelles : les pompes, l'accès au réseau ferroviaire. Le site de Collombey ne comporte en revanche pas d'infrastructure de compression ou de stockage d'hydrogène (Ex : cuve pressurisée).



Figure 14 : Vue de dessus d'une cuve avec toit flottant



Figure 13 : Vue des cuves à toit fixe

### 3.4.3 Sources de chaleur SATOM

La raffinerie de Collombey est située à côté de l'incinérateur de la SATOM qui produit de la vapeur dans ses deux chaudières par l'incinération des déchets et des bois usagés

En 2018, SATOM a produit 572 473 tonnes de vapeur. Cette vapeur est détendue dans une turbine de 20 MW qui produit en général autour de 140 GWH d'électricité annuellement (2018 a été une année



plus basse é 114 GWh). La SATOM récupère également de l'énergie du traitement des fumées pour alimenter le thermo-réseau local.

De 2010 à octobre 2015, date de mise hors service du site, la SATOM livrait de la vapeur à la raffinerie. En plus de petits besoins, la chaleur pouvait être utilisée en back-up si le boiler de la raffinerie était hors-service. Cela représentait 50'000-110'000 MWh/a. L'installation était dimensionnée pour transporter de la vapeur à 350° et 55bar . Elle a une capacité maximale de 70 t/h en cas d'urgence et un flux de 5t/h en base.

Actuellement, la construction d'une conduite de 3 km reliant SATOM à CIMO est en cours et permettra la livraison de 300'000 à 400'000 t de vapeur par année à ce-dernier. Cette vapeur vient substituer une partie de la production de chaleur produite à partir de gaz naturel chez CIMO (+- 50%). Les travaux devraient être finis pour mi 2022.

Nous considérons que la SATOM pourrait encore fournir la quantité d'hydrogène livrée par le passé cad de 50'000-110'000 MWh/a, et ce à un prix qui concurrence l'utilisation qui en est faite pour de la production d'électricité. Ce prix est estimé autour de 11 cts/kWh.

#### 3.4.4 Analyse des requis et contraintes techniques avec Gaznat pour une injection dans le réseau de gaz

Le site de Collombey est situé à proximité du réseau de transport de gaz de Gaznat, qui a son centre de surveillance basé à Aigle, à proximité du site de la raffinerie.

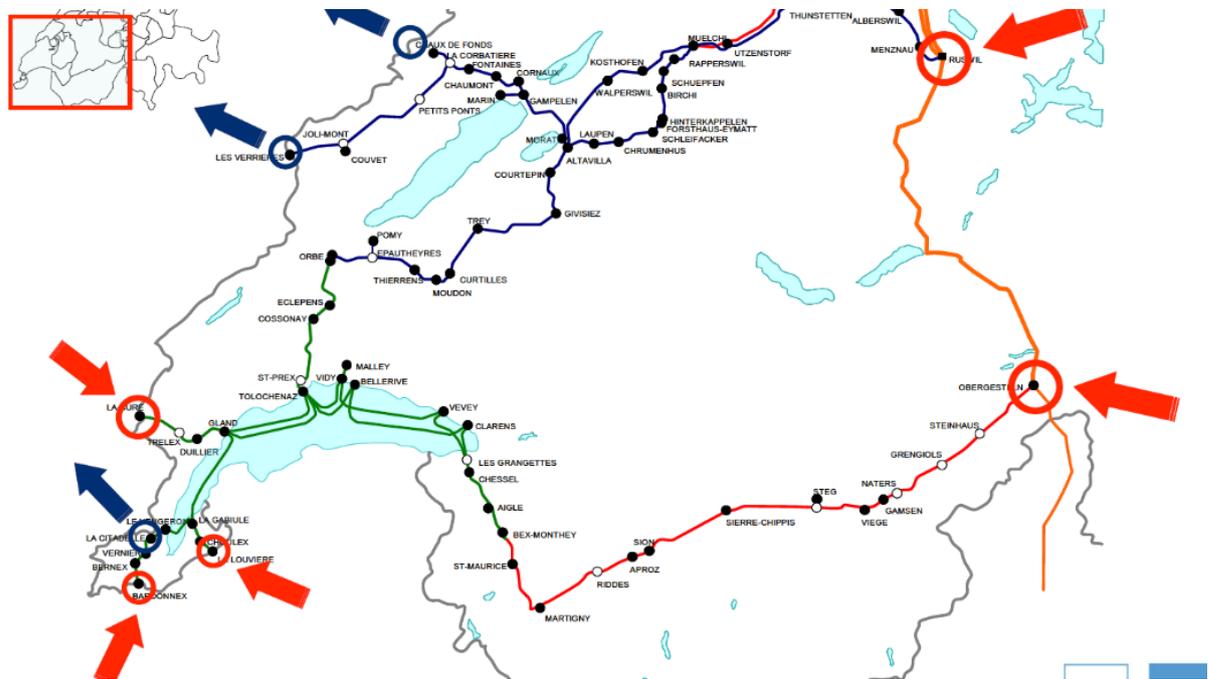


Figure 15 : Réseau de transport de gaz Gaznat (source : Gaznat)

L'injection d'H2 pur doit prendre en compte le fait que la densité énergétique de l'hydrogène est d'un tiers de celle du gaz naturel et que l'introduction diminue donc le contenu énergétique du gaz livré, ce qui peut avoir un impact sur les systèmes d'utilisation finaux. Le point d'injection a également son importance par rapport à la situation d'équilibre du réseau. Le potentiel d'injection dans le réseau au niveau du site de Collombey est ainsi relativement limité. A ce jour en Suisse le pourcentage d'hydrogène admissible dans le réseaux de gaz naturel est limité à 2 % mais ce taux est susceptible d'évoluer.



Comme on peut le voir sur le graphe ci-dessous, il y a une forte disparité de taux admissibles au sein des réseaux européens.

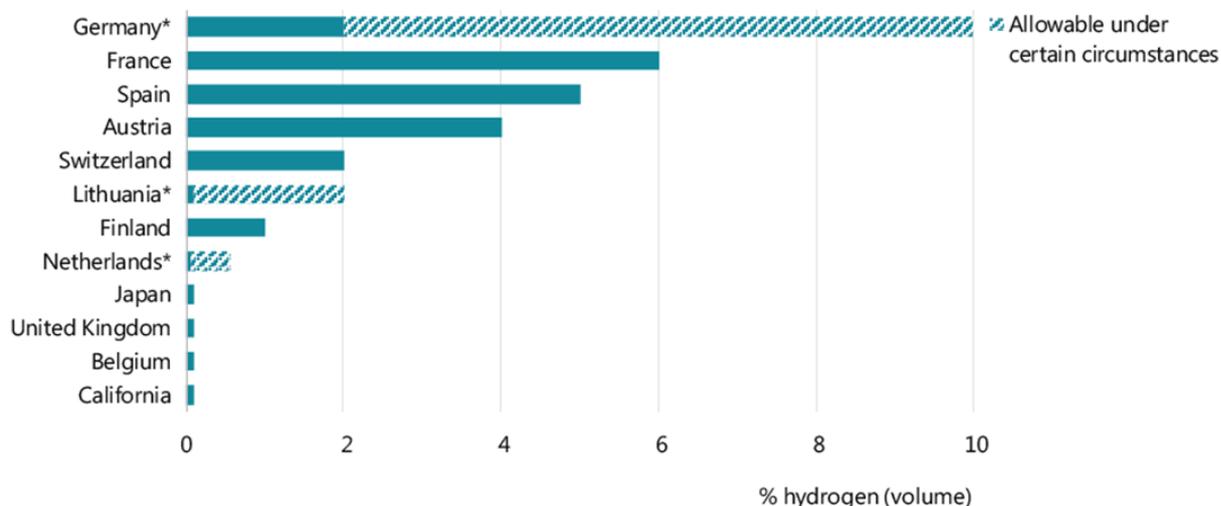


Figure 16 : Limites pour l'intégration d'hydrogène en volume dans les réseaux de gaz européens. Source : IEA [9]

En France par exemple, les caractéristiques techniques du réseau permettraient une injection de six pourcents d'hydrogène pure. En effet, à une époque, le gaz importé en France contenait de l'hydrogène imposant une conception des réseaux et des canalisations pour un gaz contenant au maximum 6 % d'hydrogène en volume. Aujourd'hui ce cahier des charges est toujours en vigueur. Dans un rapport intitulé « conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel » paru en juin 2019, les opérateurs de réseau français ont confirmé les possibilités d'injection d'hydrogène pur dans les réseaux de gaz naturel à hauteur de 6% à court terme jusqu'à 20% après vérification auprès des utilisateurs finaux et des adaptations du réseau.

Globalement, l'IEA mentionne une estimation de 0.3 à 0.4 USD/kg H<sub>2</sub> pour le surcoûts liés à l'injection dans le réseau pour les stations de réinjections et des coûts d'exploitations supérieurs. [9]

### 3.5 Analyse du scénario pour du LOHC importé sur site de Collombey à l'horizon 2025

Le schéma ci-dessous représente le cycle d'approvisionnement en LOHC considéré dans le cas d'import de LOHC. Il considère plusieurs unités de stockage à savoir :

- Sur le lieu de production et d'hydrogénation : le stock pour le LOHC-D et le stock avant le départ en bateau du LOHC-H ;
- Au niveau d'un port européen (Gênes en cas d'usage du pipeline), un stock pour le LOHC-H à l'arrivée du bateau avant transport par pipe/ route et un stock pour le LOHC-D au retour ;
- A Collombey, un stock pour le LOHC-H et un stock pour le LOHC-D.

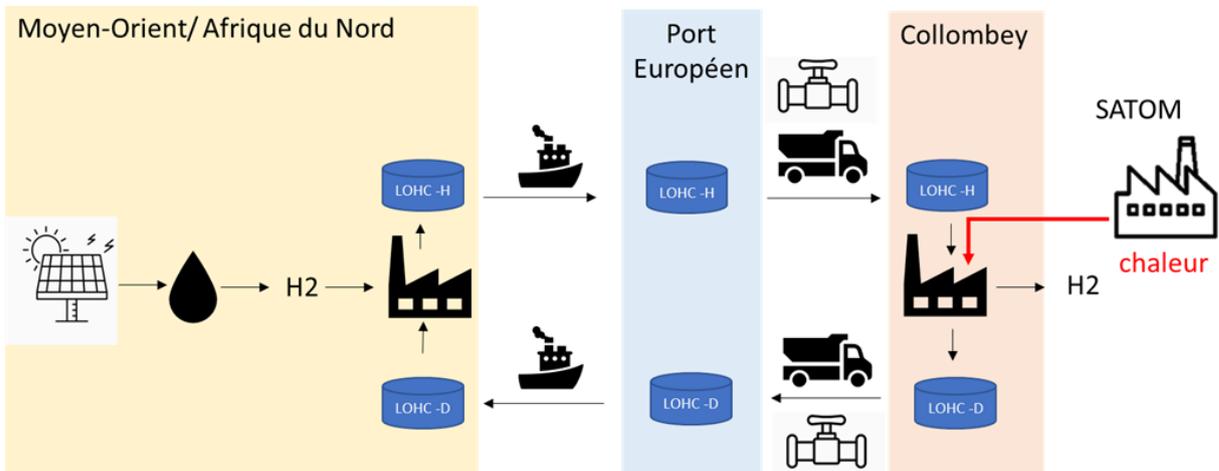


Figure 17 : Cycle d'approvisionnement en LOHC. Source : Planair.

L'hydrogénation a lieu sur le lieu de production de l'électrolyse dans un pays à bas coût au Moyen Orient où il n'y a à priori pas de besoins de chaleur et donc pas de valorisation de cette chaleur.

Dans le cycle d'import du LOHC, l'élément contraignant est la chaleur disponible et livrable par la SATOM pour la déshydrogénation du LOHC-H. Dans le cadre de l'étude, il est estimé que la chaleur disponible est de 50 000 à 100 000 MWh par an. En prenant en compte que nous avons besoin de cette chaleur de façon constante le long de l'année et pas seulement pendant le pic de production de chaleur, la valeur de 75 000 MWh/an a été considérée. Le tableau ci-dessous recense le bilan des flux de LOHC dans la boucle Hydrogénation/Déshydrogénation. La production journalière d'hydrogène est d'environ 10 tonnes par jour.

		tonnes/jour	tonnes/année
<b>Hydrogénation</b>	entrée H2	10	3396
	pertes H2	0.01	3
	conso LOHC D	153	51389
	sortie LOHC H	163	54781
<b>Déshydrogénation</b>	sortie H2 (théorique)	10.1	3392
	pertes H2	0.1	34
	sortie H2	10	3358
	Sortie LOHC D	153	51389

Tableau 11 : Volume d'hydrogène et de LOHC dans le cycle

Note : une perte de 10% de DBT chaque 750 cycles n'est pas prise en compte dans ce tableau mais a été considérée dans le coût de régénération du DBT.

Le tableau ci-dessous présente un bilan de la faisabilité économique pour la reconversion de la raffinerie en prix par kg d'hydrogène.



	<b>CHF</b>	<b>Commentaire</b>
<b>Achat H2</b>	<b>3.29</b>	
Achat H2	3.29	source: H2V (production au Moyent Orient)
<b>OPEC LOHC</b>	<b>4.54</b>	
Hydrogénation	0.04	source: Hydrogenious
Transport LOHC H vers Collombey		
Transport bateau	0.23	source: IEA (distance 3000 km)
Transport camion	1.00	calculé
Déshydrogénation		
Chaleur	1.32	calculé sur base de chaleur SATOM
Maintenance	0.18	calculé en % du CAPEX estimé
Transport LOHC D vers lieu de production		
Transport bateau	0.23	source: IEA (distance 3000 km)
Transport camion	1.00	calculé
Compression H2 à 500 bar	0.55	calculé sur base de données Ademe
DBT régénération	0.03	calculé sur base des hypothèses d'Hydrogenious
<b>Amortissement CAPEX</b>	<b>2.44</b>	
DBT régénération	0.93	calculé: volume de 20 000 m3 de LOHC sur 10 ans
Hydrogénation	0.13	calculé: hydrogénation de 1 tonne par jour
Déshydrogénation	0.59	calculé: déshydrogénation de 1 tonne par jour
Cuves LOHC	0.20	calculé: 4 cuves de stockage hors Collombey
Tubes stockage H2	0.60	calculé: stockage de 10 tonnes à 500 bars
<b>Total H2 livré et stocké Collombey</b>	<b>10.27</b>	
Distribution	0.65	source: H2V (distribution sur 200 km par camion)
<b>Total H2 livré</b>	<b>10.92</b>	

Tableau 12 : Bilan économique de la conversion LOHC

- Ce bilan est établi sur base des informations techniques et de coût mentionnées dans les sections précédentes et sur les hypothèses suivantes concernant les volumes concernés:
- La quantité de LOHC importée est basée sur la contrainte de la disponibilité de chaleur de la SATOM sur site de Collombey pour la déshydrogénation. Nous estimons cette disponibilité à 75'000 tonnes de vapeur par an, ce qui permet une production de 10 tonnes de H<sub>2</sub> par jour, qui peuvent être contenus dans 163 tonnes de LOHC-H.
- Le prix de l'électricité nécessaire sur le site de Collombey est estimé à 19 cts/kWh.
- La chaleur est achetée à 11 cts/kWh.
- Le cycle d'import est à « flux tendu » avec une capacité de stockage de 20 jours au lieu de production et au port. Les cuves nécessaire sont dimensionnées sur cette base et la quantité de DBT à acheter correspond à 19'500 tonnes.
- Une capacité de stockage de 1jour du H<sub>2</sub> sous forme gazeuse à 500bar a été considérée en vue d'une distribution dans la mobilité.
- Les pertes de H<sub>2</sub> dans le processus d'hydrogénation (0.1%) et de déshydrogénation (1%) sont prises en compte dans les calculs.
- Le transport par camions a été estimé à environ 2/3 en Europe à 0.7 CHF/kg et 1/3 en Suisse à 1.5 CHF/kg.
- CAPEX amorti sur 10 ans avec un fonctionnement de 8060 heures par an.
- Concernant les éléments spécifiques de la reconversion :
- Un investissement dans une mise en état du pipeline ne serait à envisager que si elle permet un gain effectif par rapport à un transport alternatif.



- Pour ce volume relativement limité, la part du CAPEX consacrée au stockage étant faible dans le modèle, l'utilité d'une reconversion des cuves est relativement limitée en comparaison des difficultés engendrées nécessitant notamment des inspections pour une mise à neuf, et une capacité à attirer des investisseurs dans des biens dont l'historique n'est pas totalement maîtrisé.
- Avec l'ensemble de ces hypothèses et un prix d'achat d'hydrogène de 3,29 CHF/kg nous obtenons donc un prix livré en Suisse à 10,86 CHF/kg. A titre de comparaison l'IEA a fait une estimation du coût de livraison à la pompe en Europe d'hydrogène importé sous forme de LOHC d'Afrique du Nord en différenciant une distribution centralisée et non centralisée. Pour le LOHC cela revient entre 7.5 et 9 USD/kg, un prix inférieur au modèle de reconversion de Collombey.

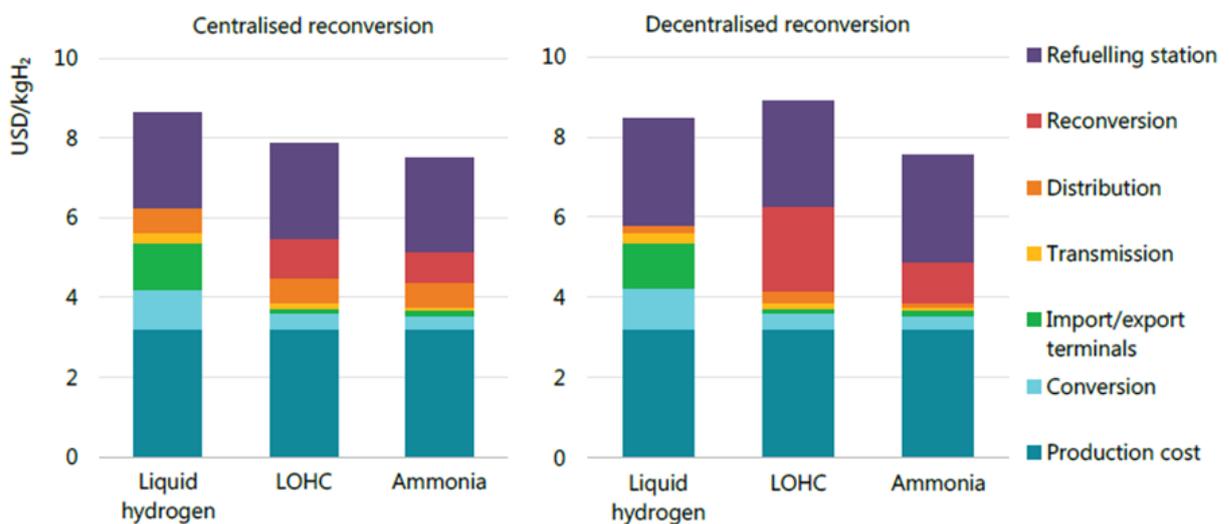


Figure 17 : Coût de livraison à la pompe en Europe d'hydrogène importé sous forme de LOHC d'Afrique du Nord [9]

Il résulte de cette analyse que le prix obtenu par l'import d'hydrogène sous forme de LOHC depuis un pays à bas coût de production dépasse le prix cible de 7 CHF/kg pour la mobilité lourde malgré les conditions préférentielles sur ce marché. Le potentiel est donc faible à ces niveaux de prix : une production locale pour un approvisionnement hydrogène décentralisé pour les stations hydrogène serait plus compétitif.

## 3.6 Analyse du scénario pour un stockage saisonnier à l'horizon 2035

### 3.6.1 Contexte énergétique à l'horizon 2035

Selon les scénarios énergétiques suisses mentionnés dans la section 2.2 avec grande pénétration des énergies renouvelables, les excès de production du photovoltaïque principalement en été vont être de plus en plus conséquents. Pendant ces périodes critiques, et comme cela est déjà le cas dans des pays à forte pénétration d'énergie renouvelables, le prix de l'électricité chute et atteint même des prix négatifs. Cette situation donne une excellente opportunité pour de la production d'hydrogène par l'électrolyse, dont le coût de production dépend fortement du prix de l'électricité.

Cet hydrogène peut alors être stocké à long terme afin de le revaloriser pendant la période hivernale, période où la Suisse manquera d'électricité. Les méthodes de stockage actuelles de l'hydrogène gazeux sont très onéreuses, c'est pourquoi la solution du LOHC peut se profiler comme une technologie de stockage saisonnier intéressante.



Considérant l'importante capacité de stockage du site de Collombey (300 000 m<sup>3</sup> si on ne tient pas compte des grandes cuves en cours de démantèlement), soit l'équivalent de 0.6 TWh sous forme de LOHC, ce chapitre évalue le potentiel de l'utilisation du LOHC sur le site de Collombey comme moyen de stockage saisonnier, pour une vision à l'horizon de 2035.

Cette évaluation est faite en se basant sur la synergie entre la réaction endothermique de la déshydrogénation et la production de chaleur d'une pile à combustible, comme le décrit la prochaine section.

### 3.6.2 Opportunité pour l'utilisation de pile à combustible SOFC

Le site de Collombey, offre, dans la configuration étudiée, une opportunité intéressante pour de la valorisation électrique de l'hydrogène en période hivernale quand la Suisse doit importer de l'électricité par l'utilisation de piles SOFC (Solid Oxide Fuel Cells) à haute température. Le processus de déshydrogénation nécessite en effet de la chaleur à 300°, alors qu'à la sortie, les piles SOFC rejettent de la vapeur à une température entre 500° et 700°. La valorisation de la production thermique pourrait donc directement se faire dans le processus sur site comme présenté ci-dessous.

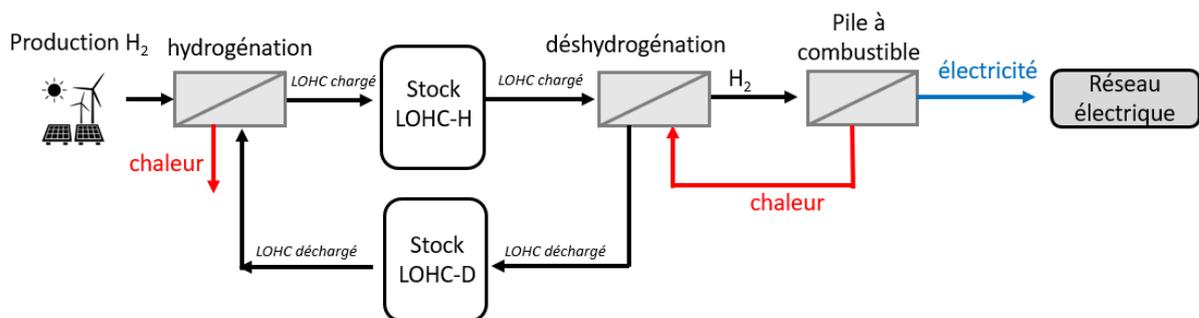


Figure 18 : Schéma de principe des flux énergétiques sur le site de Collombey dans le cadre d'un stockage saisonnier et avec l'utilisation d'une pile SOFC.

#### Processus estival

- L'hydrogène est produit au moyen d'un électrolyseur, grâce à l'excès de production d'électricité pendant la période estivale. Cette production pourrait être décentralisée et transportée en H<sub>2</sub> ou LOHC sur le site de Collombey, ou directement produite sur place.
- Cet hydrogène est chargé dans le LOHC lors du processus d'hydrogénation.
- Le LOHC chargé en hydrogène est stocké dans les cuves de Collombey.

#### Processus hivernal

- Le LOHC chargé en hydrogène est déshydrogéné, permettant la récupération de l'hydrogène.
- Le LOHC déchargé est stocké et sera rechargé pendant la prochaine période estivale.
- L'hydrogène est valorisé au moyen d'une pile à combustible SOFC.
- La chaleur produite par la pile est directement utilisée pour le processus de déshydrogénation.
- L'électricité produite est réinjectée dans le réseau électrique, permettant de palier au déficit de production hivernal.

Ces dernières années, la technologie de piles SOFC est largement étudiée par les instituts de recherche, notamment car elle pourrait conduire, à terme, à un rapport coût/performance très intéressant. Des rendements énergétiques d'environ 90% peuvent être atteints en valorisant l'électricité et la chaleur produites [15]. Comme la technologie n'est pas encore commercialisée à l'échelle industrielle, l'on doit se baser sur les coûts cibles mentionnés dans les projets de recherche. Le projet européen Comsos place ainsi le CAPEX cible pour de telles piles à l'horizon 2023 entre 3000 et 7000 euro/kW [16].



Selon les données techniques de la ReleaseBox120 de l'entreprise Hydrogenious, la chaleur nécessaire à la déshydrogénation du LOHC-H est de 130kWth pour une production d'environ 11kg d'hydrogène par heure. Le tableau ci-dessous compare la demande en chaleur par kilogramme d'hydrogène avec la possibilité de valorisation thermique de la pile à combustible (35% d'efficacité thermique).

	Déshydrogénation	Pile à combustible
Température (°C)	300	500-700
Besoin (+) /Rejet (-) thermique (kWh/kg H2)	12	12

Tableau 13 : Comparaison des rejets de chaleur d'une pile SOFC avec les besoins de chaleur de la déshydrogénation. Source : Planair.

Selon ces données il serait donc possible d'extraire environ la même quantité de chaleur de la pile à combustible par kg d'hydrogène converti que ce qu'il en est nécessaire pour déshydrogéner la même quantité d'hydrogène du LOHC-H. A noter aussi que l'utilisation d'une pile à haute température permet d'atteindre la chaleur requise pour la déshydrogénation. La faisabilité économique est étudiée fonction de volumes de production envisagés dans la section « bilan économique » ci-dessous.

### 3.6.3 Bilan économique

L'intérêt économique de la solution présentée ci-dessus réside dans la capacité à fournir de l'électricité compétitive dans le marché hivernal. Le prix de revient l'électricité produite à Collombey dépend principalement des 3 points suivants :

- Prix de revient de production d'hydrogène au moyen d'électrolyseurs et d'excédents d'énergie renouvelable.
- Coût de stockage saisonnier sous forme de LOHC.
- Coût de production d'électricité au moyen de la pile à combustible.

### Prix de revient de l'hydrogène

- Le tableau ci-dessous donne une estimation du coût de l'hydrogène produit au moyen d'un électrolyseur de grande taille (MW), en utilisant l'excès de production d'énergies renouvelables.

	Valeur	Unité	Sources
CAPEX électrolyseur alcalin	500–900	CHF/kW	White paper P2X 2030 [2]
Coûts auxiliaires	20	% CAPEX	White paper P2X [2]
Capex totale Usine Electrolyse	600–1080	CHF/kW	Calculé
Maintenance	5	% CAPEX/an	White paper P2X [2]
Coût électricité moyen	0	CHF/kWh	Scénario excès renouveau-lable
Durée de vie	20	ans	Estimation Planair
Heures fonctionnement	2000	h/an	Estimation Planair
Production H2	250	Nm3/h/MW	White paper P2X [2]
Prix de revient Hydrogène	1.4–2.7	CHF/kgH2	Calcul

Tableau 14 : Hypothèses considéré pour le calcul du prix de revient de l'hydrogène par électrolyse.

- Dans la vision du scénario énergétique présenté en section 2.2, les excès de production renouvelable ont été estimés à environ 3000h dans le semestre d'été en 2050. Pour l'horizon 2035, une valeur de 2000 h a été considérée dans le tableau ci-dessus, avec un coût moyen d'électricité excédentaire estivale considéré comme nul.



- En considérant les mêmes hypothèses mais en modifiant le coût de l'électricité de 0 à 0.1 CHF/kWh, le coût de revient de l'hydrogène grimpe à 5.9–7.0 CHF/kg. L'opportunité de prix très bas et même parfois négatif en été pourrait donc permettre un prix de revient de l'hydrogène largement inférieur.

### Coût du stockage saisonnier sous forme LOHC

En ce qui concerne le processus de stockage avec le LOHC, les valeurs déterminantes sont le volume de DBT à acheter et la masse d'hydrogène chargé/déchargé. Pour la durée de vie, il n'y a pas encore le recul nécessaire sur la technologie pour pouvoir estimer la dégradation du LOHC avec le temps et sans utilisation intensive (un seul cycle par an dans ce scénario). Une valeur de 20 ans a dès lors été prise comme base de calcul, cette même valeur est considérée pour la durée de vie des unités d'hydrogénation et de déshydrogénation.

	Valeur	Unité	Explication/Sources
Prix achat DBT (LOHC)	1.605	CHF/kg LOHC	Hypothèse Planair
Volume DBT (LOHC)	300 000	m3 LOHC	Stockage Collombey
Qté H2 hydrogéné en 1 saison	17 100 000	kg H2	Calculé
Durée de vie DBT	20	ans	Estimation Planair

Tableau 15 : Valeurs concernant le DBT dans le scénario de stockage saisonnier

Le CAPEX des unités d'hydrogénation et de déshydrogénation pour ce scénario saisonnier est calculé en prenant en compte un effet d'échelle selon la formule suivante :

$$C_i = C_0 \left( \frac{S_i}{S_0} \right)^k$$

Avec :

- $C_i$  : coût de l'unité
- $C_0$  : coût de référence de l'unité
- $S_0$  : capacité de référence
- $S_i$  : capacité considérée dans le scénario
- $K$  : facteur de régression de coût (0.6)

La capacité de l'installation est calculée en considérant que le volume d'hydrogène saisonnier (17,1 kt H2) est produit et hydrogéné en 2000 heures et déshydrogéné de manière constante sur 4 mois en hiver.

La valeur de l'amortissement du CAPEX par kg d'hydrogène est alors calculée en considérant le volume d'hydrogène livré sur 20 années.

Système	Taille de Réf. (tonnes H2/jour)	Coût de réf. (M€)	Capacité (tonnes/jour)	CAPEX (MCHF)	Prix H2 (CHF/kg)
Hydrogénation	10	4.00	205	23.23	0.08
Déshydrogénation	1	1.85	140	38.40	0.11

Tableau 16 : Amortissement du CAPEX dans les scénarios saisonniers 2035

On peut alors sur cette base calculer le prix de revient du kilogramme d'hydrogène, présenté dans le tableau ci-dessous.



	<b>Prix (CHF/kg)</b>	<b>Commentaire</b>
<b>Achat H2</b>	<b>1.30–2.30</b>	calculé: horizon 2035 avec excès de renouvelables
Production H2	1.30–2.30	
<b>OPEX LOHC</b>	<b>0.23</b>	source: Hydrogenious
Hydrogénation	0.04	
Déshydrogénation		
chaleur	0.00	récupération de la chaleur de la pile
maintenance	0.16	calculé en % du CAPEX estimé
DBT régénération	0.03	calculé sur base des hypothèses d'Hydrogenious
<b>Amortissement CAPEC</b>	<b>1.60</b>	
DBT	1.41	calculé sur un volume de 300 000 m <sup>3</sup> utilisé sur 20 ans
Hydrogénation	0.08	calculé sur base d'une utilisation sur 20 ans
Déshydrogénation	0.11	calculé sur base d'une utilisation sur 20 ans
<b>Total sans valorisation chaleur</b>	<b>3.14–4.14</b>	
Valorisation chaleur à l'hydrogénation	0.40	calculé avec tarif de rachat de 5 cts/kWh
<b>Total avec valorisation chaleur</b>	<b>2.74–3.74</b>	

Tableau 17 : Coût de l'hydrogène dans un modèle de stockage saisonnier

La dernière ligne du tableau tient compte du fait que la chaleur dégagée au lieu d'hydrogénation (8 kWh/kg H<sub>2</sub>) pourrait être valorisée de façon décentralisée au lieu d'hydrogénation. Avec un rachat à 5 cts/kWh, cela pourrait permettre un revenu de 0.4 CHF/kg H<sub>2</sub>.

### Coût de production d'électricité au moyen de la pile à combustible

En faisant l'hypothèse que l'hydrogène stocké est consommé de façon constante pendant 4 mois, la consommation d'hydrogène correspondrait à l'utilisation d'un système de piles à combustible d'une puissance équivalent à 195 MW.

Trois scénarios de prix ont été considérés afin d'évaluer plus en détail l'impact de certains paramètres sur le coût par kWh de l'électricité produite par la pile. Les deux premiers scénarios reprennent les prix de l'hydrogène du Tableau 15, élément clé dans le coût. Le 3<sup>e</sup> scénario a but de voir les conditions nécessaires pour obtenir un prix d'électricité de 15 cts/kWh, prix cible mentionné dans l'analyse de marché (2.5).

A noter que dans cette analyse de scénarios les coûts et la durée de vie de la pile sont basés sur une évolution de la technologie ces prochaines années. Par ailleurs, dans le coût de l'hydrogène, le prix du stockage par LOHC représente environ 1.84 CHF/kgH<sub>2</sub>. Ramené à la production électrique, cela représente environ 0.10 CHF/kWh, soit une part conséquente du coût de l'électricité produite au moyen de l'hydrogène. Cette valeur est encore prospective, prenant en compte le niveau de maturité technologique encore faible du LOHC.



	Scénario «prix 1»	Scénario «prix 2»	Scénario «prix 3»	Unité	Sources:
Durée de vie	70 000	70 000	70 000	heures	Estimation Planair
<b>CAPEX</b>	<b>1500</b>	<b>1000</b>	<b>5000</b>	<b>CHF/kW</b>	<b>variable choisie</b>
Efficacité électrique	50	55	55	%	White paper P2X
Efficacité thermique	35	35	35	%	White paper P2X
Heures de conversion él.	3000	3000	3000	h/an	4 mois d'utilisation
<b>Coût de l'hydrogène (stockage)</b>	<b>4.14</b>	<b>3.14</b>	<b>2.50</b>	<b>CHF/kg</b>	<b>variable choisie</b>
<b>OPEX pile (acha hydrogène)</b>	<b>0.25</b>	<b>0.17</b>	<b>0.14</b>	<b>CHF/kWh<sub>él</sub></b>	<b>calculé</b>
<b>Amortissement CAPEX pile</b>	<b>0.04</b>	<b>0.03</b>	<b>0.01</b>	<b>CHF/kWh<sub>él</sub></b>	<b>calculé</b>
<b>Coût total prod. hivernale</b>	<b>0.29</b>	<b>0.20</b>	<b>0.15</b>	<b>CHF/kWh<sub>él</sub></b>	<b>calculé</b>

Tableau 18. Cout de l'électricité après stockage saisonnier LOHC

Le coût de l'électricité des scénarios 1 et 2, entre 0.20 CHF/kWh et 0.29 CHF/kWh est encore au-dessus du prix au kWh qui pourrait être payé en hiver pour de l'électricité stockée, même en considérant une prime. Pour arriver au prix cible de 15 cts/kWh du scénario 3, les conditions sont les suivantes.

- Diminution du prix de la pile à combustible à 500 CHF/kW.
- Diminution du prix de l'hydrogène (avec coûts de stockage) à 2.5 CHF/kg H2. Ce prix est atteignable par l'utilisation d'un LOHC moins coûteux tel que le toluène. Ce dernier a un coût de 0.65 CHF/tonne au lieu du 1,6 considéré dans les calculs pour du DBT. En effet, dans ce cas, l'amortissement du CAPEX de 1.41 CHF/kg H2 avec du DBT (cf. Tableau 17) serait égal à 0.57 CHF/kg H2. Les autres processus liés à l'hydrogénation, la déshydrogénation, et au stockage avec du toluène sont considérés ici comme identiques à ceux pour le DBT. Cela aboutit à un coût de l'hydrogène avec stockage dans une fourchette de 2.3 à 3.3 CHF/kg H2. La nocivité de ce produit est toutefois à prendre en considération.
- La réunion de ces conditions semble optimiste à ce stade et dépendra entre autres des choix portés sur le développement de la filière de production d'hydrogène et du cycle LOHC. D'autres alternatives pour fournir de l'hydrogène existent et sont étudiées au chapitre suivant.



## 4 Solutions alternatives au LOHC

### 4.1 Transport d'hydrogène gazeux depuis des sites européens

De nombreux projets de production d'hydrogène en Europe sont en cours ou annoncés. Une alternative à étudier est l'importation en Suisse de cet hydrogène sous forme gazeuse pour le disponibiliser directement, sans passer par le stockage LOHC.

Pour un transport intra européen sans bateau, le transport par pipeline semble être la solution coût la plus avantageuse pour des volumes importants et une distance de plusieurs centaines de km comme on peut le voir dans le graphe de l'IEA ci-dessous.

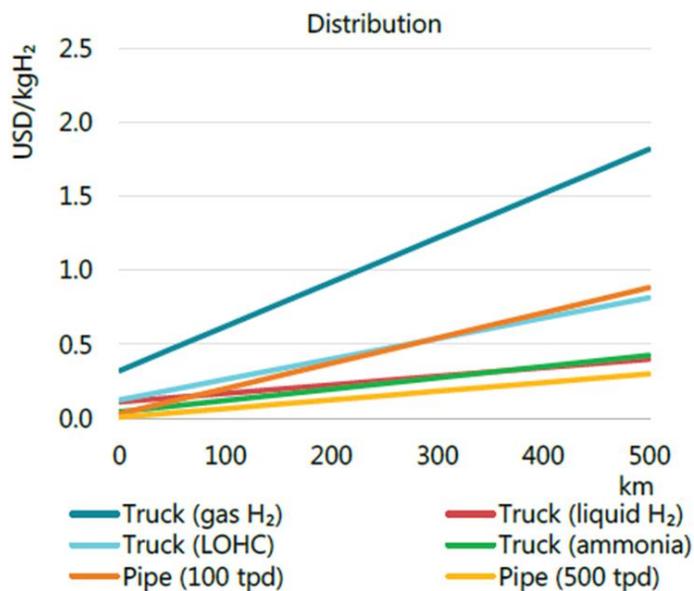


Figure 19 : Coûts de distribution d'hydrogène gazeux [9]



Figure 20 : Réseaux de pipelines hydrogène d'Air Liquide du Nord de l'Europe [17]



Il existe déjà des réseaux privés d'hydrogène construits pour alimenter les applications industrielles, comme le réseau d'Air liquide, principalement déployé au Nord de l'Europe, et visibilisé ci-dessous.

L'hydrogène qui y est transporté est « gris » mais pourrait admettre une part de plus en plus importante d'hydrogène vert. Ces derniers pourraient en premier lieu être utilisés dans le cadre de l'accès des producteurs et consommateurs à un réseau de transport d'hydrogène. La différenciation entre hydrogène gris et hydrogène vert se ferait par l'intermédiaire de garanties d'origine ou certificat vert à l'instar de l'électricité renouvelable.

En outre, 11 opérateurs de transport de gaz (Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga) ont imaginé récemment le développement d'un réseau de transport d'hydrogène gazeux sous pression à grande échelle par reconversion de canalisations de gaz naturel et création de nouvelles canalisations H<sub>2</sub>. Les conclusions sont reprises dans un rapport de juillet 2020 "European Hydrogen Backbone : how a dedicated hydrogen infrastructure can be created." Ce réseau relie approvisionnement et demande du nord au sud et d'ouest en est. L'aire d'étude comprend dix pays (Allemagne, France, Italie, Espagne, Pays-Bas, Belgique, République tchèque, Danemark, Suède et Suisse), et prévoit l'émergence d'un réseau progressivement à partir du milieu des années 2020. Cela conduit à un premier réseau de canalisations de 6800 km d'ici 2030. La

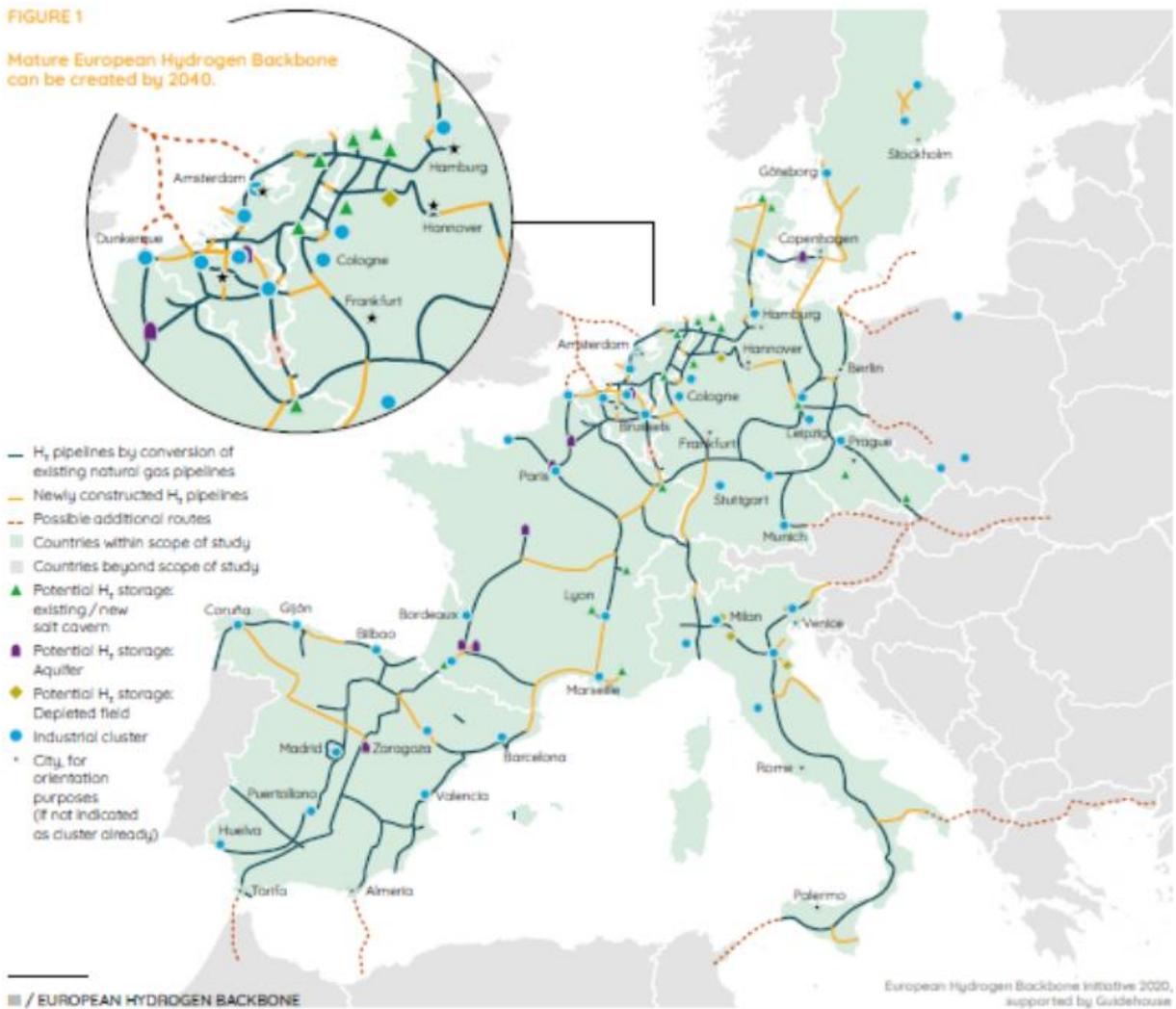


Figure 21 : Réseau d'hydrogène en 2040. Source : European Hydrogen backbone, 2020 [18]



planification de cette première phase devrait commencer au début des années 2020. Dans une deuxième et troisième phase, l'infrastructure s'agrandit et s'étire dans toutes les directions d'ici 2040 avec une longueur de près de 23 000 km.

Dans le cas d'un transport de l'hydrogène par canalisation sous pression (entre 40 et 100bar), la quantité d'énergie nécessaire au transport est estimée à environ 2% du contenu énergétique de l'hydrogène transporté, pris sur une distance de transport de 1000 km. Ainsi, alors que la dorsale européenne de l'hydrogène permettrait d'assurer la concurrence et la sécurité d'approvisionnement, les coûts de transport représenteraient une petite partie du prix de l'hydrogène pour les utilisateurs finaux. La part transport de l'hydrogène par ce réseau de canalisations est estimée dans ce rapport entre 0,09 et 0,17 € par kg d'hydrogène par 1000 km, ce qui permet à l'hydrogène d'être transporté à moindre coût sur de longues distances à travers l'Europe.

		Low	Medium	High
Levelised cost, 100% new infrastructure	€/kg/1000km	0.16	0.20	0.23
Levelised cost, 100% retrofitted infrastructure	€/kg/1000km	0.07	0.11	0.15
<b>Levelised cost, European Hydrogen Backbone (75% retrofitted)</b>	<b>€/kg/1000km</b>	<b>0.09</b>	<b>0.13</b>	<b>0.17</b>

Figure 22 : Estimation du coût actualisé du transport d'hydrogène par pipeline. Source : European Hydrogen Backbone, 2020 [18]

Toutefois, cette infrastructure représente un investissement majeur puisque les coûts d'investissement totaux de la dorsale européenne d'hydrogène envisagée d'ici 2040 sont estimés entre 27 à 64 milliards d'euros, nécessitant des décisions politiques aux échelles nationales et européennes.

Le transport d'hydrogène gazeux par camion ou train semble donc une solution court terme en attendant l'installation d'une production locale ou la connexion à un réseau d'H<sub>2</sub>. Par camion, l'hydrogène est généralement transporté par l'intermédiaire d'un conteneur constitué de 20 tubes d'hydrogène à 220 bars de pression. Il en résulte un très mauvais ratio puisque que pour 20kg d'hydrogène, le conteneur a une masse égale à 1600kg [19].

En conclusion, si les perspectives de développement de l'hydrogène sont confirmées, son transport par hydrogénoduc ou gazoduc reconverti à l'hydrogène représente la solution économique la plus prometteuse. Le site de Collombey pourrait en profiter (industrie verte, stockage et compression de l'hydrogène dans la perspective de livraison des stations pour la mobilité) si le site est relié à ce réseau.

## 4.2 Importation d'hydrogène sous forme d'Ammoniac

La synthèse de NH<sub>3</sub> s'effectue à partir d'hydrogène et d'azote, selon le procédé Haber-Bosch, découvert en 1909 et industrialisé en 1913. L'ammoniac est stocké à l'état liquide dans des gazomètres réfrigérés à -28°C à pression atmosphérique ou à basse pression (10-20 bar) à température ambiante.



Son contenu énergétique est environ la moitié de celui du pétrole : 6,5 kWh/kg. Il pourrait être utilisé directement comme carburant de transport : route, rail, avion, ou pour produire de l'électricité (développement de turbines, combustion en chaudière). L'ammoniac peut également être dissocié en  $N_2 + 3H_2$  à haute température (400°-800°) en présence de catalyseurs, procédé dit de « réformage ». Plusieurs études décrivent des craqueurs efficaces (99,99% de  $NH_3$  dissocié). Dans ce cas, l'ammoniac devient vecteur pour transporter de l'hydrogène. Le prix de l'hydrogène obtenu par réformage est fortement dépendant du coût de l'énergie pour la production du  $NH_3$  mais aussi de la taille des installations et de leur amortissement.

Le schéma ci-dessous issu d'une étude de faisabilité pour une unité de craquage réalisée en 2020 mentionne des coûts logistiques dans un modèle centralisé ainsi que pour un modèle plus décentralisé. Plus la distance de distribution augmente, plus l'intérêt d'un modèle décentralisé est pertinent.

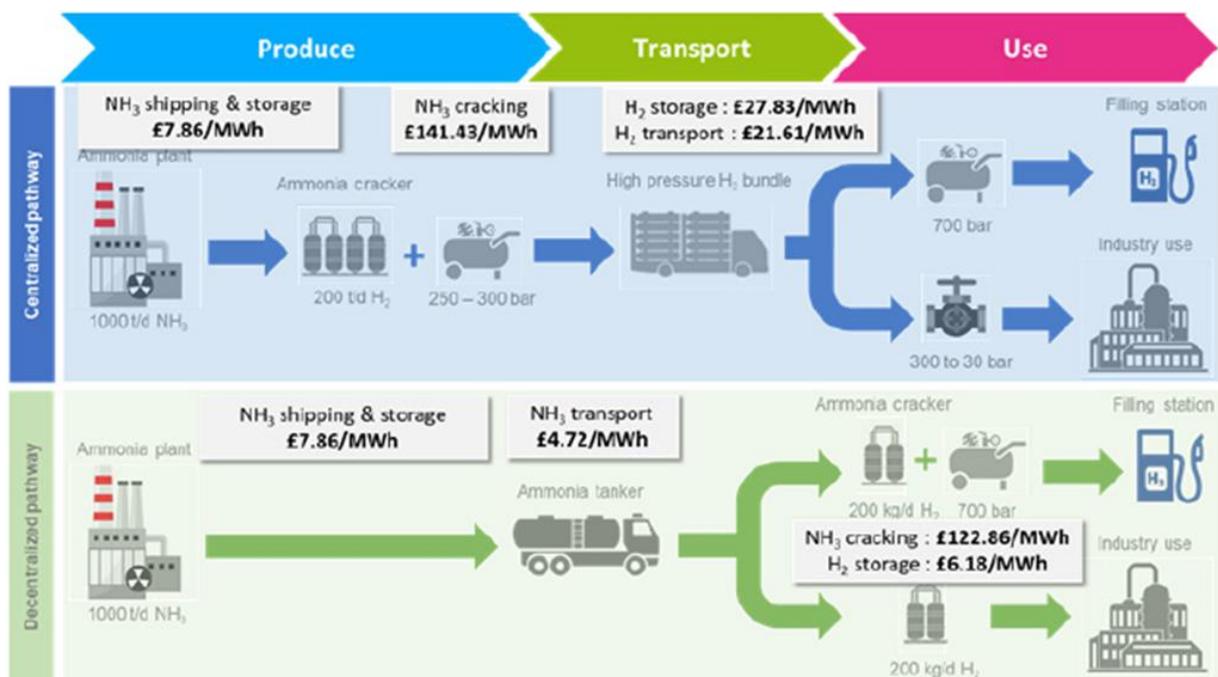


Figure 23 : Coût des différentes étapes dans la production d'hydrogène à partir d'ammoniac [20]

Au global, avec ces estimatifs, la totalité de ces coûts intermédiaires reviennent à 7.9 CHF/kg d' $H_2$  selon le modèle centralisé. Dans ce coût, la part liée au craquage est conséquente et représente 70 %. A cela s'ajoute le coût de l'ammoniac en tant que tel qui est une entrée du modèle. Si l'on prend la référence IEA pour de l'ammoniac produit en Afrique de Nord en 2030 à 3 USD/kg, le coût total revient à 10.5 CHF/kg  $H_2$  livré à la pompe. Comme pour le LOHC, le coût initial d'approvisionnement est un élément clé.

L'ammoniac est très peu inflammable. Le principal danger est sa toxicité : une exposition de quelques minutes à 10.000 ppm peut être mortelle. Les précautions à prendre pour un véhicule alimenté en  $NH_3$  sont comparables à celles du GPL. Toutefois, l'ammoniac est facilement détectable du fait de son odeur suffocante : le seuil de perception est de l'ordre de 1 à 50 ppm.

La production actuelle d'ammoniac est de l'ordre de 150 millions de tonnes, destinées principalement à la fabrication d'engrais. Selon « MarketsandMarkets », le marché mondial de l'ammoniac vert devrait atteindre 852 millions USD d'ici 2030 contre 11 millions USD estimés en 2020. Cette augmentation sera principalement due au développement de carburants verts et aux plans d'énergie verte à grande échelle.



On peut noter en particulier le projet « Desertec » porté de longue date par des industriels allemands et des pays du Moyen Orient et d'Afrique du Nord (MENA), ou encore les projets d'échanges entre le Japon et l'Australie.

Dans le cadre de notre étude, le pipe arrivant d'Italie à Collombey pourrait être reconverti pour transporter de l'Ammoniac moyennant des modifications importantes. Aujourd'hui des technologies PipelnPipe existent et pourraient représenter une solution pour convertir la canalisation existante au transport d'ammoniac. Cependant, aucune évaluation technique ou estimation des coûts n'a pu être réalisée dans le cadre de l'étude, celle-ci nécessitant un diagnostic technique et réglementaire (autorisation canalisation traversant plusieurs pays adaptable à l'ammoniac) approfondie.

De même, le stockage sur place d'ammoniac nécessiterait une modification des cuves pour un stockage sous pression et/ou réfrigéré. Il est ainsi très probable que de nouvelles cuves devraient être installées pour des raisons de sécurité, garantie et assurance.



## 5 Conclusion

L'Étude sommaire du marché de l'hydrogène suisse relève un marché difficilement pénétrable pour les débouchés industriels, des prix cibles bas pour l'injection dans les réseaux de gaz mais des opportunités pour la mobilité lourde ainsi que des besoins importants de stockage d'énergie en hiver. Pour la mobilité lourde, les conditions cadres et notamment la RPLP rendent en effet l'hydrogène compétitif autour de 7CHF/kg. De l'hydrogène produit à partir de renouvelables pouvant être produit et livré pour ce prix en Suisse, la filière est déjà lancée avec des acteurs qui se sont positionnés sur toute la chaîne d'approvisionnement. En cas de conversion de toute la flotte la demande se chiffrerait autour de 1 TWh à l'horizon 2035.

Une analyse a alors été menée pour voir si une importation d'hydrogène depuis des pays à bas coût de production sous forme LOHC, stocké et déshydrogéné à Collombey, permettait d'atteindre un prix compétitif à l'horizon 2025. Pour ce faire, l'ensemble des éléments de la chaîne ont été analysés en prenant comme LOHC le Dibenzyltoluène, qui peut être manipulé comme un hydrocarbure sans précautions sécuritaires particulières, contrairement à d'autres LOHC plus nocifs. Plusieurs hypothèses d'évolution de coûts ont été prises vu que le marché du LOHC n'est pas encore développé à l'échelle industrielle. Les spécificités du site de la raffinerie de Collombey ont également été analysées. En l'occurrence, bien que l'existence d'un pipeline non utilisé reliant le site au port de Gênes constitue une opportunité conséquente, les incertitudes sur les coûts nécessaires à la réhabilitation d'un tronçon et les difficultés supplémentaires pour l'utiliser de manière bidirectionnelle (pour ramener le LOHC au point d'hydrogénation) ont amené à l'exclusion de son utilisation dans le modèle de coût. En revanche, le modèle a considéré la disponibilité en chaleur de l'incinérateur voisin, dont la quantité détermine le volume la quantité d'hydrogène qui peut être déshydrogéné, ce qui, dans un modèle à flux tendu comme celui étudié, correspond à la quantité d'hydrogène achetée au quotidien. Les volumes de DBT et de stockage nécessaires ont été calculés sur cette base, en considérant la réutilisation des possibilités de stockage à Collombey. Bien que les filières de production massive d'hydrogène à base de renouvelables dans des pays à bas coût de production au Moyen Orient pourraient atteindre des prix de l'ordre de 3-4 CHF/kg à l'horizon 2025, l'ensemble du cycle d'hydrogénation, transport, déshydrogénation, stockage et distribution sous forme gazeuse (plus le retour du LOHC au lieu de production/déshydrogénation) aboutit à un coût autour des 7 CHF/kg, amenant le coût total livré entre 10 et 11 CHF/kg, un coût trop élevé pour être compétitif avec le prix actuel.

Une deuxième analyse a alors été menée à l'horizon 2035 selon la vision d'un scénario énergétique suisse ambitieux sur les énergies renouvelables qui nécessite 12 TWh de stockage saisonnier. Le concept de reconversion dans ce scénario est un stockage saisonnier à Collombey d'hydrogène produit en Suisse en été lors de production solaire PV en excès de la consommation et converti sous forme électrique en hiver – période où la Suisse doit importer une partie de son énergie. Cette analyse est basée sur la possibilité que la déshydrogénation se réalise sur base de la chaleur dégagée par une pile à combustible à haute température, de type SOFC. Dans ce scénario, l'ensemble du stockage disponible à Collombey (sans les grandes cuves donc le démantèlement débute cette année) est utilisé, soit 300 000 m<sup>3</sup> pour du LOHC. Si on considère un coût de l'énergie estival nul dans ce scénario, l'hydrogène pourrait revenir à 1.3 et 2.3 CHF/kg, qui, combiné au cycle LOHC pour le stockage qui coûterait autour de 1.84 CHF/Kg, permettrait après conversion en pile SOFC, d'aboutir à un kWh hivernal de 0.20 à 0.29 CHF. A ce jour, ce coût est encore au-dessus du prix au kWh qui pourrait être payé en hiver pour de l'électricité stockée, même en considérant une prime. Avec des conditions optimistes sur le coût des technologies dont le DBT, un prix de 0.15 CHF/kWh pourrait être atteint.



Nous avons alors comparé ces scénarios de reconversion du site de la raffinerie avec des options alternatives d'acheminement d'hydrogène pour répondre à la demande Suisse, notamment l'alternative d'acheminement d'hydrogène gazeux depuis des sites de production européens. Au vu des développements annoncés dans la reconversion de certains réseaux de gaz en réseaux pour de l'hydrogène, il se pourrait qu'à l'avenir de l'hydrogène produit par exemple au Sud de l'Europe puisse être livré à prix compétitif en Suisse, mais cela nécessite des investissements conséquents qui ne sont pas encore confirmés. L'alternative Ammoniaque aboutit à des prix similaires au LOHC, tout en étant plus problématique à manipuler.

L'étude ne permet pas de fournir de base chiffrée solide pour à ce jour préconiser un arrêt du démantèlement de la raffinerie de Collombey. Cependant, dans une perspective d'indépendance énergétique, elle permet d'ouvrir les réflexions sur les ressources stratégiques de stockage à préserver ou constituer dans une optique de décarbonisation du système énergétique. Une analyse plus poussée permettrait d'analyse plus en détail l'opportunité de reconversion des 300'000 m<sup>3</sup> encore restants en 2021.

A titre d'illustration, la capacité de stockage d'hydrocarbures actuels de la Suisse, listé ci-dessous, permettrait de stocker l'équivalent de 13.6 TWh sous forme LOHC, correspondant à 7.5 TWh sous forme électrique, permettant de couvrir une bonne partie des besoins hivernaux.

	<b>Collombey</b>	<b>Suisse</b>	<b>Unité</b>
Volume disponible	300 000	7 200 000	m <sup>3</sup>
Hydrogène stocké	17 100	410 400	tonnes
Energie stockée	1	14	TWh
Conversion électricité	0	8	TWh <sub>él</sub>

Tableau 19 : Capacité de stockage d'hydrocarbures suisses et potentiel pour stockage LOHC. Source : Planair.

A terme, si la technologie LOHC se développe, une reconversion d'une partie de cette capacité de stockage deviendrait probablement nécessaire. Dans ce contexte le démantèlement des capacités de stockage constitue une opportunité manquée considérant qu'il est peu probable que des nouvelles infrastructures de stockage de taille équivalente soient construites.

A plus court terme, cela soulève la question du positionnement de la Suisse pour acquérir de l'expérience pour la gestion du cycle LOHC. La raffinerie de Collombey, même sans ses importantes infrastructures de stockage, constitue pour cela un site intéressant pour ce genre d'expérimentation.

Une autre voie que le LOHC qui pourrait être considéré pour les perspectives de stockage d'énergie saisonnier suisse est celui du méthanol, qui nécessite une capture de CO<sub>2</sub> avant synthèse avec l'hydrogène. La comparaison de cette filière avec le LOHC pour le stockage saisonnier sera pertinente pour l'approfondissement du thème du stockage saisonnier Suisse et l'avenir du site de Collombey.



<b>Kantone</b>	<b>2019</b> (m <sup>3</sup> )	<b>2018</b> (m <sup>3</sup> )
Zürich	726'326	723'895
Bern	286'742	286'742
Luzern	642'542	642'557
Schwyz	38'122	38'122
Obwalden	6'050	6'103
Freiburg	232'825	234'870
Basel Stadt	7'000	7'000
Basel Landschaft	875'250	874'350
Schaffhausen	21'294	21'294
St. Gallen	901'123	912'262
Graubünden	85'460	85'460
Aargau	704'910	704'910
Thurgau	730'123	737'790
Tessin	400'656	410'946
Waadt	550'754	551'254
Wallis	408'269	426'191
Neuenburg	195'910	195'910
Genf	427'489	427'489
<b>Tankraum</b>	<b>7'240'845</b>	<b>7'287'145</b>

Figure 24 : Capacité de stockage d'hydrocarbures en Suisse en 2019. Source. Carbura.



## 6 Bibliographie

- [1] E4Tech, «Swiss Hydrogen Production and Demand - An Overview,» 2018.
- [2] SCCER Joint Activity, «Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland,» 2019.
- [3] E. Panos, T. Kober et A. Wokaun, «Longterm evaluation of electric storage technologies vs alternative flexibility options for the Swiss energy system,» *Applied Energy*, vol. 252, 2019.
- [4] Suisse Eole, «Plan Eolien pour le climat : la solution énergétique hivernale. Analyse et actualisation du potentiel de l'énergie éolienne en Suisse,» 2020.
- [5] Elcom - Commission fédérale de l'électricité, «L'EICom informe sur l'importance de la production hivernale indigène, sur la situation des importations et sur l'évolution des tarifs,» 04 06 2020. [En ligne]. Available: <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques.msg-id-79322.html>.
- [6] Hyundai Hydrogen Mobility, «World's First Fuel Cell Heavy-Duty Truck, Hyundai XCIENT Fuel Cell, Heads to Europe for Commercial Use,» 8 Juillet 2020. [En ligne]. Available: <https://hyundai-hm.com/en/2020/07/08/worlds-first-fuel-cell-heavy-duty-truck-hyundai-xcient-fuel-cell-heads-to-europe-for-commercial-use/>.
- [7] NEL, «Nel ASA: Awarded purchase order for a 2 MW PEM electrolyzer in Switzerland and enters a 30 MW framework contract,» 25 Février 2019. [En ligne]. Available: <https://nelhydrogen.com/press-release/nel-asa-awarded-purchase-order-for-a-2-mw-pem-electrolyzer-in-switzerland-and-enters-a-30-mw-framework-contract/>.
- [8] Office Fédéral des Routes, OFROU, «Feuille de route pour la mobilité électrique 2022,» 2019.
- [9] International Energy Agency, «The future of Hydrogen,» 2019.
- [10] Hydrogen Council, «Path to Hydrogen competitiveness, a cost perspective,» 2020.
- [11] Niermann et al., «Techno-economic analysis of LOHCs in a defined process-chain,» vol. 12, 2019.
- [12] Hystoc, «LOHC production cost estimation study,» 2019.
- [13] Hystoc, «Preliminary feasibility study,» 2018.
- [14] International Energy Agency, «The future of hydrogen - annexes and assumptions,» 2019.
- [15] AFHYPAC, «La pile SOFC,» 2019.
- [16] ComSos project: "Commercial-scale SOFC systems", «Verification plan of the installed systems,» 2019.
- [17] Afhycopac, «Fiche 4.1 "le transport d'hydrogène",» 2016.
- [18] Guidehouse, «European Hydrogen Backbone : How a Dedicated hydrogen infrastructure can be created,» 2020.
- [19] Afhycopac, «La distribution d'hydrogène pour les véhicules automobiles,» 2019.
- [20] Siemens, Engie, «Ammonia to Green hydrogen project feasibility study,» 2020.
- [21] I. Consulting et P. & Gertz, «Study on the Technical Aspects of variable use of oil pipelines - Coming into the EU from third countries,» 2010.