



Perspectives des technologies “Power-to-X” en Suisse

Livre blanc

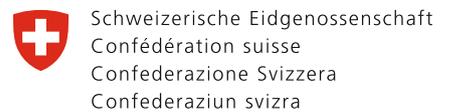
Juillet 2019



ETH zürich



Avec le soutien de:



Innosuisse – Agence suisse pour l'encouragement de l'innovation

Office fédéral de l'énergie OFEN

Perspectives des technologies “Power-to-X” en Suisse

Livre blanc

Juillet 2019

T. Kober¹, C. Bauer¹ (ed.), C. Bach², M. Beuse³, G. Georges⁴, M. Held⁴, S. Heselhaus⁵, P. Korba⁵, L. Küng⁴, A. Malhotra³, S. Moebus⁶, D. Parra⁷, J. Roth¹, M. Rüdisüli², T. Schildhauer¹, T.J. Schmidt¹, T.S. Schmidt³, M. Schreiber⁸, F.R. Segundo Sevilla⁵, B. Steffen³, S.L. Teske²

¹ Paul Scherrer Institut (PSI)

² Laboratoire fédéral d'essai des matériaux et de recherche (EMPA)

³ École polytechnique fédérale de Zurich, ETHZ, Département des Sciences Humaines, Sociales et Politiques, Groupe de politique énergétique

⁴ École polytechnique fédérale de Zurich, ETHZ, Département de génie mécanique et des procédés, Institut des technologies énergétiques

⁵ Zurich University of Applied Sciences (ZHAW), School of Engineering

⁶ Haute école spécialisée de Rapperswil (HSR), Institut de technologie de l'énergie

⁷ Université de Genève, Institut des Sciences de l'Environnement

⁸ Université de Lucerne, Faculté de droit

Contents

Synthèse	7	8 Power-to-X et le marché Suisse du gaz	25
1 Préface et introduction	8	8.1 Méthane synthétique	25
2 Qu'est ce le Power-to-X?	9	8.2 Hydrogène	25
2.1 Principe de base	9	9 Power-to-X et le secteur des transports	27
2.2 Electrolyse	9	9.1 Aviation	27
2.3 Synthèse du méthane, d'autres hydrocarbures ou de l'ammoniac	10	9.2 Transport routier	27
2.4 Stade de développement	11	10 Power-to-X dans l'industrie	30
2.5 Infrastructure	11	10.1 Le role de l'hydrogène	30
3 Pourquoi le "Power-to-X" en Suisse	12	10.2 Industrie Suisse	30
3.1 Émissions de gaz à effet de serre et changement climatique	12	11 Intégration du Power-to-X sur plusieurs marchés	31
3.2 Augmentation de la production d'énergie renouvelable	12	12 Power-to-X et la politique d'innovation	32
3.3 Besoin d'options de flexibilité	12	12.1 Renforcement du marché intérieur	32
4 La flexibilité en tant qu'élément important de l'atténuation du changement climatique	14	12.2 Interaction entre producteurs et utilisateurs	32
4.1 Trois avantages principaux du P2X	14	13 Aspects juridiques liés au Power-to-X	33
4.2 Le P2X, élément important des futurs scénarios énergétiques	15	13.1 Réglementation générale	33
5 Coûts du Power-to-X	16	13.2 Statut des systèmes P2X en tant que consom- mateurs finaux et producteurs d'électricité	33
5.1 Coûts actualisés des produits P2X aujourd'hui	16	13.3 P2X comme investissement pour le réseau électrique	33
5.2 Electricité-à-Hydrogène (Power-to-Hydrogen)	17	13.4 Règles de séparation des activités	33
5.3 Electricité-au-Méthane (Power-to-Methane)	18	13.5 Réglementation du marché du gaz	33
5.4 Electricité-à-X-à-Electricité (Power-to-X-to-Power)	18	13.6 Réglementation concernant le secteur des transports	33
5.5 Electricité-aux-Liquides (Power-to-Liquids)	19	13.7 Réglementation relative au secteur du chauffage	33
6 Avantages liés au changement climatique	20	13.8 Impact réglementaire sur les modèles économiques	34
6.1 Considérations relatives à l'analyse du cycle de vie (ACV)	20	14 Remerciements	35
6.2 Sources de CO ₂	20	15 Abréviations	35
7 Power-to-X et le marché suisse de l'électricité	22	16 Glossaire	36
7.1 P2X en tant que fournisseur de service	22	17 Bibliographie	38
7.2 P2X comme option de stockage d'électricité	22		
7.3 Stabilisation du réseau électrique via P2X	23		

Synthèse

Le système énergétique suisse est confronté à une transformation substantielle et aux défis qui en découlent: alors que les centrales nucléaires seront progressivement fermées, la production d'électricité à partir de photovoltaïque et d'éolien est censée combler (partiellement) l'écart qui en résulte. En parallèle, le système énergétique devrait réduire ses émissions de dioxyde de carbone (CO₂) afin de respecter les objectifs climatiques fixés dans l'accord de Paris, qui visent à limiter l'augmentation de la température mondiale bien en dessous de 2°C par rapport au niveau préindustriel. Pour la Suisse, cela implique en particulier de remplacer les combustibles fossiles dans le secteur de la mobilité ainsi que pour fournir de la chaleur.

Un système électrique largement basé sur des énergies renouvelables intermittentes a besoin d'options de flexibilité temporelle pour balancer la production et la demande en électricité. L'une de ces options de flexibilité est le «Power-to-X» (P2X): ce terme décrit la conversion électrochimique de l'électricité en vecteurs d'énergie gazeux ou liquides ou en tant que matières premières industrielles. Ce présent Livre blanc couvre les procédés électrochimiques P2X, mais pas l'utilisation de l'électricité pour la production directe de chaleur (power-to-heat). Le processus de conversion commence par l'électrolyse de l'eau (Figure 1.1). L'hydrogène généré par l'électrolyse peut soit être utilisé directement comme carburant, soit, en combinaison avec du CO₂ provenant de différentes sources, être transformé en carburants de synthèse tels que le méthane ou les hydrocarbures liquides. L'hydrogène et les combustibles synthétiques peuvent remplacer directement les combustibles fossiles pour le chauffage, la mobilité ou la production d'électricité, réduisant ainsi les émissions de CO₂. Cependant, il faut prendre en compte l'ensemble de la chaîne de conver-

sion P2X pour évaluer la quantité de CO₂ effectivement réduite. Le niveau de réduction des émissions de CO₂ pouvant être atteint dépend principalement des émissions de CO₂ associées à l'électricité utilisée pour l'électrolyse. Les options P2X les plus prometteuses dans le contexte suisse sont l'utilisation de l'hydrogène dans les véhicules à pile à combustible et la production de méthane synthétique remplaçant le gaz naturel comme carburant pour le chauffage et le transport. Dans le secteur de la mobilité, les carburants synthétiques peuvent jouer un rôle majeur, en particulier pour les transports longue distance et pour les poids lourds dans les cas desquels l'électrification directe à l'aide de technologies de batterie présente des limites importantes. L'hydrogène et le gaz naturel synthétique (Synthetic Natural Gas – SNG) peuvent également être reconvertis en électricité.

L'hydrogène, le méthane et les hydrocarbures liquides peuvent, contrairement à l'électricité, être facilement stockés sur de longues périodes, en complément à d'autres options de stockage d'énergie à court terme pour une intégration avancée du photovoltaïque et de l'énergie éolienne. A condition que ces options de stockage à long terme soient disponibles pour les produits P2X, l'option de correspondance saisonnière de la production d'électricité et de la demande d'énergie représente un avantage important du P2X; il peut également fournir des services de stabilisation du réseau électrique. En tant que tel, la valeur des technologies P2X réside dans la combinaison de leurs multiples avantages liés à une flexibilité temporelle accrue offerte au système électrique, à la production de carburants potentiellement propres pour les utilisateurs finaux d'énergie et à la réduction des émissions de CO₂ grâce à son utilisation pour la production de combustibles synthétiques remplaçant les

combustibles fossiles. Cependant, chacune des étapes de conversion impliquées dans la technologie P2X s'accompagne de pertes d'énergie. Étant donné que les pertes d'énergie sont associées à des coûts et que certains des processus impliqués dans le P2X sont encore en phase de développement, les coûts des produits P2X sont actuellement élevés. Un facteur clé de la compétitivité du P2X concerne l'approvisionnement en électricité aux coûts les plus bas possibles.

En tant que technologie permettant l'interconnexion de différents secteurs d'approvisionnement et de consommation d'énergie (technologie de couplage sectoriel), il est important pour une intégration commerciale réussie de la technologie P2X de pouvoir générer des revenus sur différents marchés. Dans des conditions appropriées, la compétitivité économique pourrait être atteinte à l'avenir. Néanmoins, une telle évolution positive dépend d'un certain nombre de facteurs clés, à savoir:

- Atteindre les objectifs de développement technologique et réduire les coûts du matériel,
- Un large déploiement de véhicules à pile à combustible ou à méthane synthétique ainsi que l'infrastructure de distribution de carburant requise,
- Un cadre réglementaire qui traite les technologies de stockage de l'électricité et les P2X sur un pied d'égalité (notamment en ce qui concerne les redevances de réseau) et monétarise les avantages environnementaux des produits P2X (par exemple, en taxant les émissions de CO₂),
- L'identification des opportunités commerciales du P2X dans différents secteurs et l'utilisation de sites optimaux pour les unités P2X ayant accès à de l'électricité renouvelable à faible coût et à des sources de CO₂.

Sur la base des connaissances existantes, quelques recommandations en faveur de la mise en œuvre du P2X en Suisse à l'intention des décideurs politiques, des chercheurs et d'autres parties prenantes semblent appropriées:

- Des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de CO₂ au niveau national sont nécessaires.
- Les ambiguïtés actuelles du cadre réglementaire devraient être éliminées, en reconnaissant les avantages du P2X dans le système électrique en tant que producteur et consommateur d'électricité.
- La mise à l'échelle des installations pilotes P2X devrait être soutenue afin d'atteindre la taille des unités commerciales.
- La politique d'innovation devrait renforcer le marché intérieur des produits P2X et soutenir l'apprentissage en utilisant les technologies P2X dans des configurations couvrant la totalité des chaînes de valeur P2X.
- Des règles claires pour la comptabilisation des avantages environnementaux potentiels des carburants P2X doivent être établies et ces avantages doivent être monétisés.
- Le rôle des technologies P2X et leur utilisation optimale pour atteindre les objectifs à long terme en matière d'énergie et de climat devraient être approfondis dans des études holistiques (par exemple des analyses de scénarios de la stratégie énergétique suisse 2050), en accordant une attention particulière à l'intégration du système et aux aspects locaux (structures de consommation, disponibilité des ressources et infrastructures).

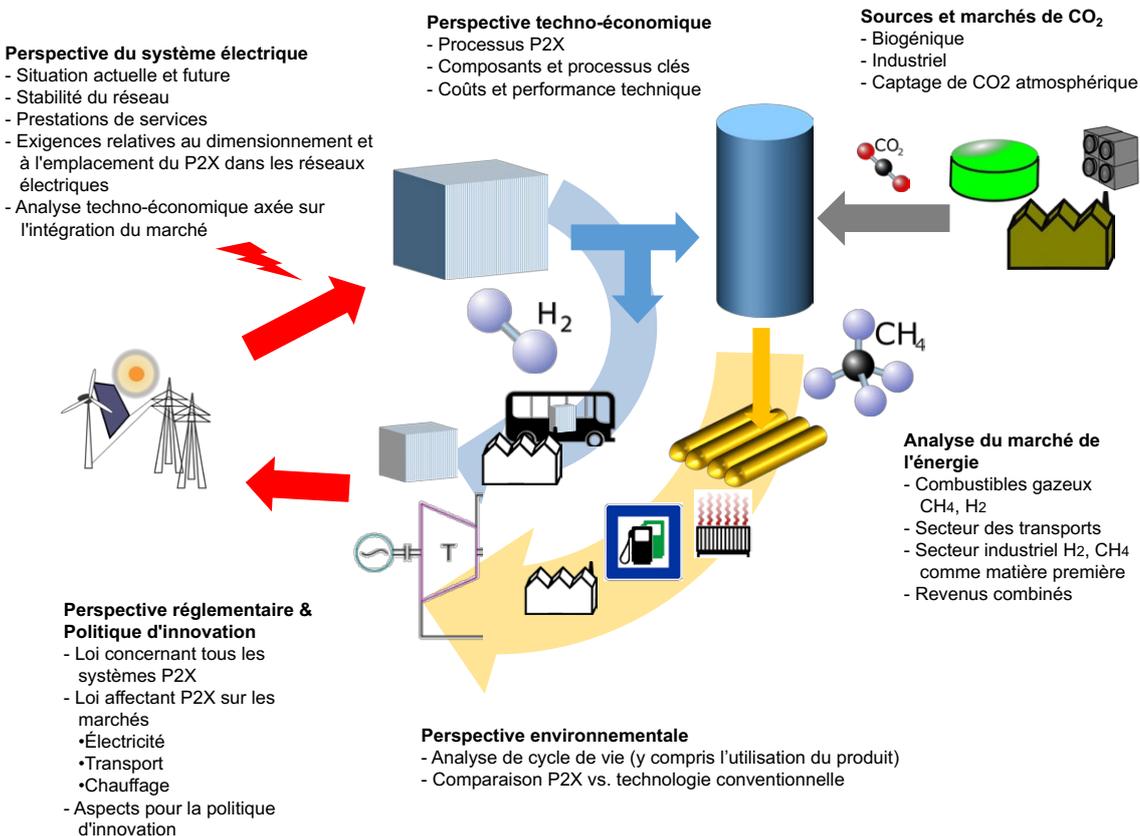
1 Préface et introduction

Ce livre blanc est issu du projet correspondant de l'activité conjointe de cinq centres de compétence pour la recherche énergétique (SCCER) financés par l'Agence suisse pour l'encouragement de l'innovation (Innosuisse) et de l'Office fédéral de l'énergie. L'objectif de ce livre blanc est de rassembler les principales connaissances existantes sur les technologies Power-to-X et de fournir une synthèse de la littérature existante et des résultats de recherche servant de base à l'évaluation de ces technologies dans le contexte Suisse et de leur rôle potentiel sur le marché de l'énergie Suisse. Ce livre blanc examine le P2X dans le contexte de la conversion électrochimique. Il ne traite pas des systèmes de conversion électrothermique, tels que les

systèmes de chauffage électrique ou d'eau chaude. Dans le but d'obtenir une évaluation technique, économique et environnementale des technologies Power-to-X avec leurs interdépendances systémiques, les marchés du gaz et de l'électricité ainsi que le secteur de la mobilité sont spécifiquement examinés, y compris les aspects correspondants à la réglementation et à la politique d'innovation (figure 1.1). En complément de ce livre blanc, un rapport de base complet contenant des informations détaillées sur les divers aspects technologiques du Power-to-X ainsi que sur les implications correspondantes pour les marchés, les aspects juridiques et politiques est disponible (en anglais, sous: <http://www.sccer-hae.ch/>). Ce do-

cument original contient également des références à toutes les sources documentaires utilisées, tandis que le livre blanc se limite à quelques sources documentaires sélectionnées.

Figure 1.1: Représentation schématique des concepts abordés dans cette étude.



2 Qu'est ce le Power-to-X?



Le «X» dans P2X représente des produits: hydrogène, méthane ou le méthanol.

2.1 Principe de base

Selon le principe de base des systèmes P2X, la première étape est l'électrolyse de l'eau durant laquelle cette dernière est divisée en hydrogène et en oxygène en utilisant de l'électricité. Selon son usage final, l'hydrogène peut être utilisé directement ou peut servir à produire d'autres vecteurs d'énergie. La synthèse d'autres vecteurs énergétiques nécessite des étapes supplémentaires, produisant des hydrocarbures gazeux ou liquides tels que le méthane, le méthanol, d'autres combustibles liquides ou l'ammoniac (tableau 2.1). En cas de production d'hydrocarbures, la seconde étape du procédé nécessite une source de carbone. Celle-ci peut être un gaz de synthèse issu d'une matière première biogénique, du CO₂ extrait de l'atmosphère ou du CO₂ capturé à partir de sources d'émissions fixes, par ex. de l'énergie fossile ou des usines de production de ciment. Dans une troisième et dernière étape, les produits finaux devront peut-être être épurés et conditionnés pour une utilisation ultérieure. 

1. Première étape: électrolyse de l'eau:
 $2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{H}_2 + \text{O}_2$

2. Deuxième étape (optionnelle, en fonction du produit cible; l'un des procédés suivants):

- Méthanation de CO₂ et d'hydrogène:
 $\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$
ou méthanisation du CO et de l'hydrogène: $\text{CO} + 3 \text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$
- Synthèse du méthanol:
 $\text{CO}_2 + 3 \text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$
- Synthèse de combustibles liquides, procédé Fischer-Tropsch:
 $\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O};$
 $\text{CO} + \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_x\text{H}_y\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$
- Synthèse de l'ammoniac:
 $\text{N}_2 + 3\text{H}_2 \leftrightarrow 2\text{NH}_3$

3. Epuration / conversion et conditionnement du produit pour une utilisation ultérieure (en fonction du procédé):
 - Séparation / épuration et traitement ultérieur des produits gazeux et liquides
 - Compression
 - Pré-refroidissement

2.2 Electrolyse

Chaque procédé de conversion P2X est caractérisé par une combinaison spécifique de tech-

nologies qui dépend des intrants et des sortants requis (Figure 2.1); Les électrolyseurs sont un composant essentiel de tous les systèmes P2X. Il en existe trois types principaux:

1. Electrolyseurs alcalins
2. Electrolyseurs à membrane électrolytique polymère (PEM)
3. Electrolyseurs à oxyde solide (SOEC)

Bien que l'électrolyse alcaline soit la technologie actuelle d'électrolyse de l'eau la plus largement utilisée pour les applications industrielles à grande échelle, les électrolyseurs PEM sont généralement conçus pour des applications à petite échelle, mais présentent une densité de puissance et un rendement cellulaire comparativement plus élevés aux dépens de coûts plus élevés. Les SOEC, qui fonctionnent à des températures élevées, en sont aux premières étapes de développement et offrent les avantages potentiels d'un rendement électrique élevé, d'un faible coût en matériel et de la possibilité de

Table 2.1: Aperçu de la technologie des systèmes P2X, y compris les principales technologies et les principaux réactifs/produits.

Processus P2X	Conversion	Atomes Carbone	Réactifs	Technologies	Produits
Hydrogène (H ₂)	1(+3)	0	Electricité, eau, chaleur (dans le cas du SOEC)	Electrolyseur, stockage d'hydrogène	Hydrogène, oxygène, chaleur
Méthane synthétique (CH ₄)	1+2+3	1	Electricité, eau, CO ₂	Electrolyseur, réacteur de méthanation	Méthane, oxygène, chaleur
Méthanol synthétique (CH ₃ OH)	1+2+3	1	Electricité, eau, CO ₂	Electrolyseur, réacteur de synthèse du méthanol	Méthanol, oxygène, chaleur
Liquides synthétiques (C _x H _y OH)	1+2+3	variable	Electricité, eau, (chaleur), CO ₂	Electrolyseur, réacteur Fischer-Tropsch	Hydrocarbures liquides, oxygène, chaleur
Ammoniac (NH ₃)	1+2+3	0	Electricité, eau, azote (N ₂)	Electrolyseur, réacteur de synthèse de l'ammoniac	Ammoniac, oxygène, chaleur

 **L'électrolyse est le processus clé commun à tous les systèmes P2X.**

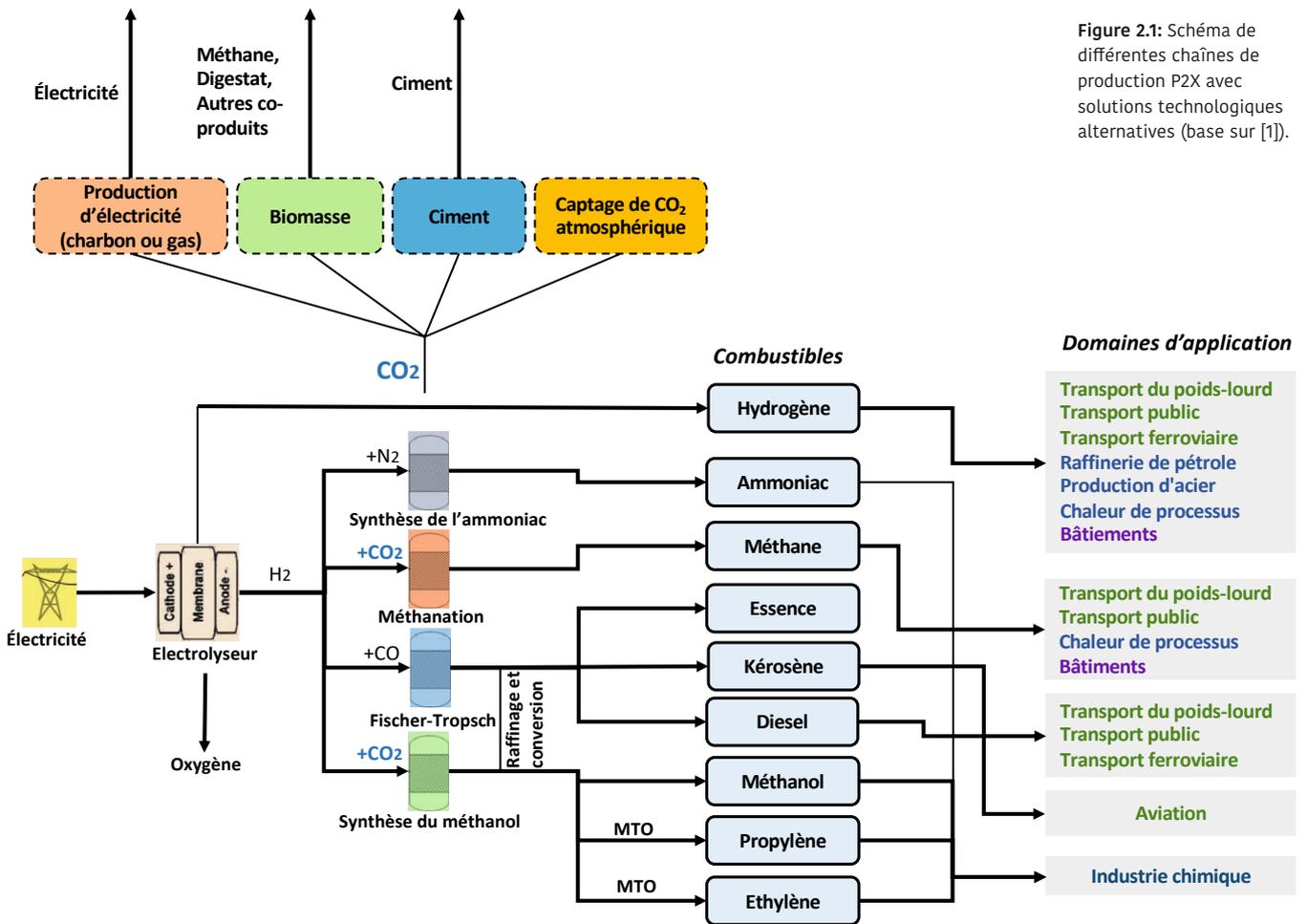


Figure 2.1: Schéma de différentes chaînes de production P2X avec solutions technologiques alternatives (base sur [1]).

fonctionner en mode inversé en tant que pile à combustible ou en co-électrolyse, produisant du gaz de synthèse à partir de vapeur d'eau et de CO₂. Même si l'électrolyse est une réaction endothermique, des pertes de transmission de chaleur se produisent généralement, ce qui entraîne une perte de chaleur qui pourrait être utilisée dans d'autres applications. L'efficacité (i.e. la teneur énergétique de l'hydrogène en fonction du pouvoir calorifique supérieur (PCS) par rapport à l'apport énergétique effectif), des futurs systèmes se situe entre 62 et 81% pour les systèmes alcalins et jusqu'à 89% pour les

électrolyseurs PEM et même plus pour les électrolyseurs SOEC. Outre les trois principaux types d'électrolyse, d'autres procédés d'électrolyse sont à l'étude, tels que l'électrolyse au plasma, qui est également à un stade précoce de recherche. 

2.3 Synthèse du méthane, d'autres hydrocarbures ou de l'ammoniac

Pour la production d'hydrocarbures synthétiques gazeux ou liquides dans les étapes sui-

vant le procédé d'électrolyse, différents systèmes de réacteurs supplémentaires sont nécessaires tels qu'un réacteur de méthanisation (réacteur catalytique ou biologique), un réacteur catalytique Fischer-Tropsch ou un réacteur de synthèse du méthanol. Le réacteur de synthèse du méthanol peut également être utilisé en combinaison avec un autre procédé pour produire de l'oxyméthylène éther (OME). Dans ces réacteurs, le CO₂ est un apport de matière première en plus de l'hydrogène. Le CO₂ peut provenir de différentes sources: il peut être capturé dans des flux de gaz biogé-



P2X permet la production de combustibles comme substituts au pétrole, diesel et gaz naturel.

niques ou synthétiques, dans des gaz de combustion de combustibles fossiles ou biogéniques ou dans l'atmosphère. Chaque étape de la chaîne P2X est associée à des pertes d'énergie: les rendements typiques pour la production de carburants synthétiques à base d'électricité sont de l'ordre de 20% (OME) à environ 40% (méthane) [2]. En fonction de la thermodynamique des processus, il est possible d'améliorer le rendement si la chaleur perdue (provenant par exemple du réacteur de méthanation) est utilisée à des fins de chauffage par le biais d'autres processus du système P2X. De plus, l'intégration efficace des sources de carbone conduit à des gains en efficacité, comme démontré par la méthanisation directe du biogaz dans une installation P2X avec une efficacité globale de presque 60% [3].

2.4 Stade de développement

Les différentes technologies impliquées dans les systèmes P2X sont actuellement à différents niveaux d'avancement allant du niveau 5 («Validation de composants en environnement représentatif») au niveau 9 («système réel complet qualifié à travers des tests et des démonstrations»), qui est le deuxième niveau le plus élevé juste avant «système réel prouvé à travers des opérations réussies». Les technologies d'électrolyse, communes à toutes les filières, sont déjà bien développées, notamment la technologie alcaline. Des réacteurs de méthanation ont récemment atteint le niveau commercial suite à des projets de démonstration réussis, par exemple une centrale Power-to-Methane de 6,3 MW_{el} à Werlte (Allemagne) utilisant la technologie catalytique de méthanation [4] et la centrale de 1 MW_{el} du projet BiOCAT à Copenhague [5]. Les réacteurs Fischer-Tropsch et de production de méthanol ont déjà été largement utilisés dans l'industrie

chimique à une échelle beaucoup plus grande, mais leur mise en œuvre dans les systèmes P2X est toujours en cours de développement.

2.5 Infrastructure

En plus des équipements de conversion d'énergie, des infrastructures sont nécessaires pour amener les produits P2X aux utilisateurs finaux. Les systèmes de stockage permettant une flexibilité temporelle de la production et de la consommation des produits P2X doivent faire partie de ces infrastructures. Pour certains produits P2X, les systèmes de distribution existants peuvent être utilisés, par exemple les réseaux de gaz naturel ou les infrastructures pour combustibles liquides. Actuellement, en Suisse, le goulot d'étranglement se trouve dans le manque d'infrastructures pour la distribution et l'approvisionnement en hydrogène. Toutefois, il est également possible de transporter de petites quantités d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel. De plus, le transport et le stockage de l'hydrogène sur de longues distances ont été prouvés, principalement dans le cas d'applications industrielles telles que le gazoduc Rhin-Ruhr en Allemagne, d'une longueur de 240 km.

3 Pourquoi le “Power-to-X” en Suisse



Point essentiel pour le P2X : transformation du système énergétique en réponse aux futurs défis énergétiques et climatiques.

3.1 Émissions de gaz à effet de serre et changement climatique

Atténuer les changements climatiques nécessite une réduction substantielle des émissions de gaz à effet de serre (Greenhouse Gases- GHG) dans tous les secteurs de l'économie. Cela aura des conséquences importantes pour le paysage énergétique ainsi que pour d'autres sources d'émissions. La Suisse s'est engagée à réduire ses émissions directes annuelles de GHG de 50% d'ici 2030 par rapport à 1990. Une grande partie de cette réduction sera réalisée au niveau national, tandis que certaines émissions peuvent être basées sur des mesures prises à l'étranger par le biais de crédits internationaux [6]. Le gouvernement Suisse a également formulé l'ambition à long terme de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 70 à 85% par rapport aux niveaux de 1990 (mesures prises à l'étranger comprises) et d'atteindre la neutralité climatique après 2050 [7]. Aujourd'hui, les émissions de gaz à effet de serre en Suisse proviennent pour environ 60% de la conversion de l'énergie dans les secteurs du transport et du bâtiment et pour 40% d'autres sources, y compris l'industrie. Actuellement, la mobilité est le secteur émettant le plus de CO₂ (Figure 1). La production d'électricité en Suisse est presque dépourvue d'émissions de CO₂ - l'électricité provenant principalement de l'hydroélectricité (60%), du nucléaire (32%) et des nouvelles énergies renouvelables (6%) [8]. Les perspectives pour le développement du secteur énergétique en Suisse sont définies dans la stratégie énergétique 2050, qui vise à mettre fin à l'approvisionnement énergétique par les centrales nucléaires et à promouvoir les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique [4].

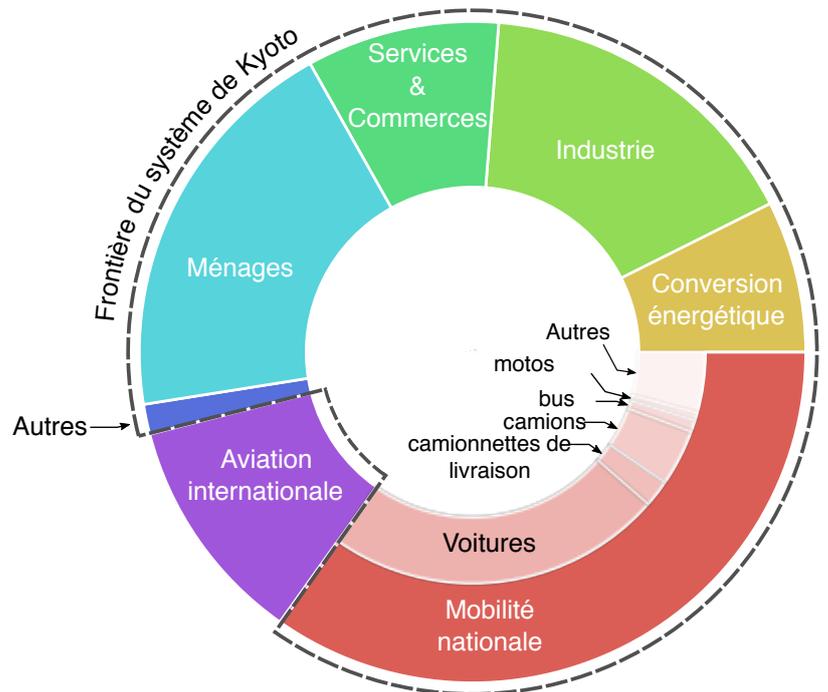


Figure 3.1: Émissions de CO₂ en Suisse en 2015 par secteur [9].

3.2 Augmentation de la production d'énergie renouvelable

La transformation du système énergétique suisse vers la neutralité climatique requiert le déploiement de nouvelles solutions énergétiques pauvres en carbone. En même temps, le haut niveau de fiabilité actuel doit être maintenu. Une option pour réduire les émissions de GHG est une électrification accrue des services énergétiques basés sur des technologies de production d'électricité à faibles émissions de carbone. Etant donné la part croissante d'énergies renouvelables intermittentes dans le mix électrique, telles que les énergies éolienne et

solaire, l'équilibre temporel et spatial de l'offre et de la demande constituera un défi accru à l'avenir. L'équilibre temporel découle de l'inadéquation inévitable entre la production d'électricité renouvelable et la demande, conséquence des cycles jour / nuit, des conditions météorologiques et des différences saisonnières, tandis que l'équilibre spatial résulte des différences entre les lieux de production et de consommation d'électricité.

3.3 Besoin d'options de flexibilité

Un futur approvisionnement énergétique Suisse reposant essentiellement sur une part



La production d'électricité à partir de sources intermittentes exige plus d'options de flexibilité à l'avenir.

importante de la production d'électricité intermittente nécessitera des options de flexibilité suffisantes. Celles-ci doivent permettre un transfert d'énergie entre le jour et la nuit et entre l'été et l'hiver: les installations photovoltaïques, qui offrent de loin le plus grand potentiel de production de nouveaux types d'électricité renouvelable en Suisse, présentent des pics saisonniers distincts en été et des pics quotidiens à midi. Dans le cas d'une faible consommation d'énergie simultanée, de telles pointes de production représentent un défi pour le réseau électrique. Ces pics – s'ils ne doivent pas être réduits – doivent être soit stockés et réutilisés sous forme d'électricité à des moments où la production est insuffisante, soit transformés en d'autres sources d'énergie, telles que les gaz et les liquides, pouvant être utilisées, par exemple, pour la mobilité ou la

chaleur. Outre les centrales flexibles actuellement exploitées en Suisse, à savoir les centrales hydroélectriques à réservoir et les centrales hydroélectriques à accumulation par pompage, la flexibilité accrue par l'installation de nouvelles centrales flexibles, le stockage et les échanges internationaux d'électricité deviennent inévitables avec des parts très élevées de l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque afin d'atteindre un système électrique rentable et d'assurer un fonctionnement sécurisé du système [10]–[12]. En effet, les technologies P2X représentent une option pour augmenter la flexibilité. Les technologies P2X offrent non seulement la possibilité d'un couplage sectoriel renforcé entre le secteur de l'énergie et les secteurs de la demande d'énergie, mais également un équilibre entre l'offre et la demande à court et à long terme. 



Le P2X peut fournir une flexibilité temporelle et spatiale dans le système énergétique tout en améliorant le portefeuille de combustibles propres.

4 La flexibilité en tant qu'élément important de l'atténuation du changement climatique

4.1 Trois avantages principaux du P2X

Les systèmes P2X peuvent être conçus pour accroître la flexibilité du système énergétique tout en réduisant les émissions de GHG. Les trois principaux objectifs suivants peuvent être identifiés:

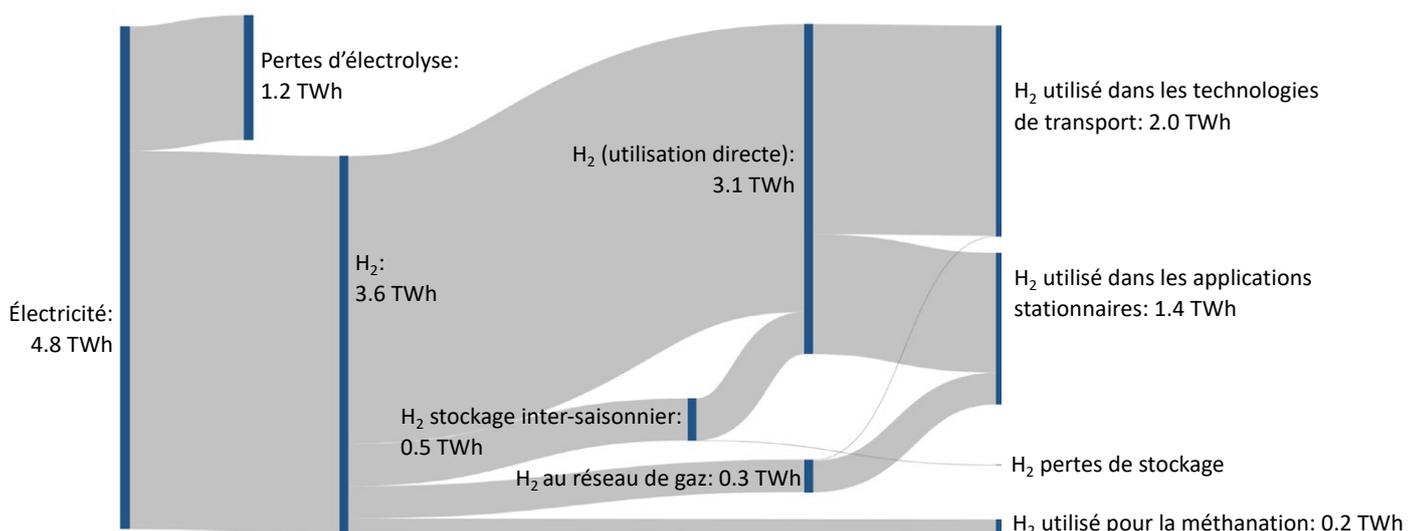
1. Offre et demande en énergie équilibrées sur un horizon à long terme (par exemple, saisonnier) grâce au stockage d'hydrogène ou aux produits de synthèse et à la réélectrification éventuelle de ces produits
2. Flexibilité d'équilibrage à court terme dans le système d'alimentation grâce à la gestion de la charge, rendue possible par le contrôle de la consommation électrique des électrolyseurs
3. Fourniture de sources d'énergie synthétiques à faibles émissions à base d'électricité à partir de CO₂ atmosphérique, de sources fixes, d'installations de biogaz et de procédés industriels en remplacement

des carburants et combustibles fossiles ainsi qu'en tant que matière première dans les procédés industriels.

Les électrolyseurs peuvent apporter de la souplesse au système électrique, s'ils sont exploités de manière à le soutenir, en particulier lorsque de l'électricité renouvelable abondante est disponible et que la production dépasse la demande («excès d'électricité»). L'hydrogène produit par les électrolyseurs ou les vecteurs énergétiques produits au cours des étapes suivantes peuvent être stockés à différentes échelles temporelles, permettant d'équilibrer de manière saisonnière l'offre et la demande en énergie. Cela peut aider à couvrir la demande pendant les périodes où l'offre d'électricité est limitée (par exemple, en hiver, lorsque la production photovoltaïque est faible). Les carburants à faible teneur en carbone du P2X peuvent remplacer les combustibles fossiles dans de multiples secteurs de la

demande et ainsi réduire les émissions de GHG. L'hydrogène, le méthane et les carburants synthétiques liquides peuvent être utilisés à diverses fins: comme combustibles dans les moteurs, les piles à combustible et les turbines, pour la production de chaleur et d'électricité, ainsi que comme carburants de transport, mais aussi comme matière première dans les processus chimiques et industriels. Certains de ces

Figure 4.1: Processus de production d'hydrogène attribuable à la technologie P2X dans une configuration possible du système énergétique Suisse à un coût optimum en 2050 dans le cadre d'une politique rigoureuse d'atténuation des changements climatiques [13]. Le diagramme montre l'électricité utilisée pour l'électrolyse et les quantités d'énergie produites dans les installations P2X sous forme d'hydrogène et de méthane synthétique, ainsi que l'utilisation et la distribution des produits P2X. On entend par «utilisation directe d'H₂» la consommation d'hydrogène dans les secteurs d'utilisation finale sans être acheminé par le réseau de gaz naturel.





P2X pour augmenter l'espace de solutions disponibles afin d'atteindre des objectifs ambitieux à long terme de transformation du secteur de l'énergie.

produits P2X, tels que le méthane synthétique, peuvent être des substituts directs aux vecteurs d'énergie fossile utilisés aujourd'hui, car ils ne nécessitent pas de modification des technologies d'utilisation finale du côté du consommateur. Le méthanol ainsi que d'autres carburants synthétiques liquides peuvent être transformés en essence, diesel et kérosène. Cependant, l'utilisation directe de l'hydrogène nécessiterait non seulement une nouvelle infrastructure de distribution ou un développement plus poussé du réseau de gaz existant, mais également de nouvelles technologies d'utilisation finale, telles que les piles à combustible qui permettent une utilisation plus efficace de l'énergie que de nombreuses technologies actuelles.

4.2 Le P2X, élément important des futurs scénarios énergétiques

La mesure dans laquelle les produits P2X et les technologies correspondantes peuvent apporter ces avantages multiples au système énergétique de manière rentable et écologique dépend de divers facteurs clés, notamment l'efficacité globale du système et les performances environnementales et économiques par rapport aux technologies énergétiques alternatives et à d'autres options d'atténuation du changement climatique. Selon les conditions du marché, les technologies P2X peuvent contribuer à long terme à un approvisionnement énergétique optimal en coûts en Suisse. La Figure 4 illustre les bénéfices du P2X et une configuration possible du P2X dans le système énergétique suisse, sous réserve d'hypothèses spécifiques à chaque scénario concernant les développements futurs.

La fourniture aux secteurs de la demande (notamment le secteur de la mobilité) de carburants à base d'électricité à faibles émissions

de carbone complètent plusieurs autres mesures et technologies d'atténuation du changement climatique afin d'atteindre des objectifs climatiques ambitieux. Des résultats de modélisation indiquent une consommation d'électricité par les technologies P2X en 2050 équivalente à environ un tiers de l'électricité générée par le vent et le photovoltaïque de cette année. Avec environ la moitié de la consommation pendant les trois mois d'été, les technologies P2X absorbent les excès d'électricité et les convertissent en carburants propres, qui sont partiellement stockés de manière saisonnière afin de réduire la pression sur le système électrique en hiver. 

5 Coûts du Power-to-X



Aujourd’hui, le P2X est coûteux, mais la recherche et l’innovation peuvent réduire les coûts à l’avenir.

5.1 Coûts actualisés des produits P2X aujourd’hui

Les coûts actualisés actuels de la production d’hydrogène et de carburants synthétiques basés sur les données de la littérature (détails disponibles dans le rapport supplémentaire) utilisées dans cette étude montrent des variations substantielles pour les différents procédés de conversion P2X (Figure 5):

- 100–180 CHF/MWh_{th} pour la production d’hydrogène (basé sur le PCS) (Power-to-Hydrogen: P2H)
- 170–250 CHF/MWh_{th} pour la production de méthane (Power-to-Methane: P2M)
- 210–390 CHF/MWh_{th} pour la production de carburant synthétique (Power to Liquids: P2L)
- 370–500 CHF/MWh_{el} pour la production d’électricité (Power-to-Power: P2P)

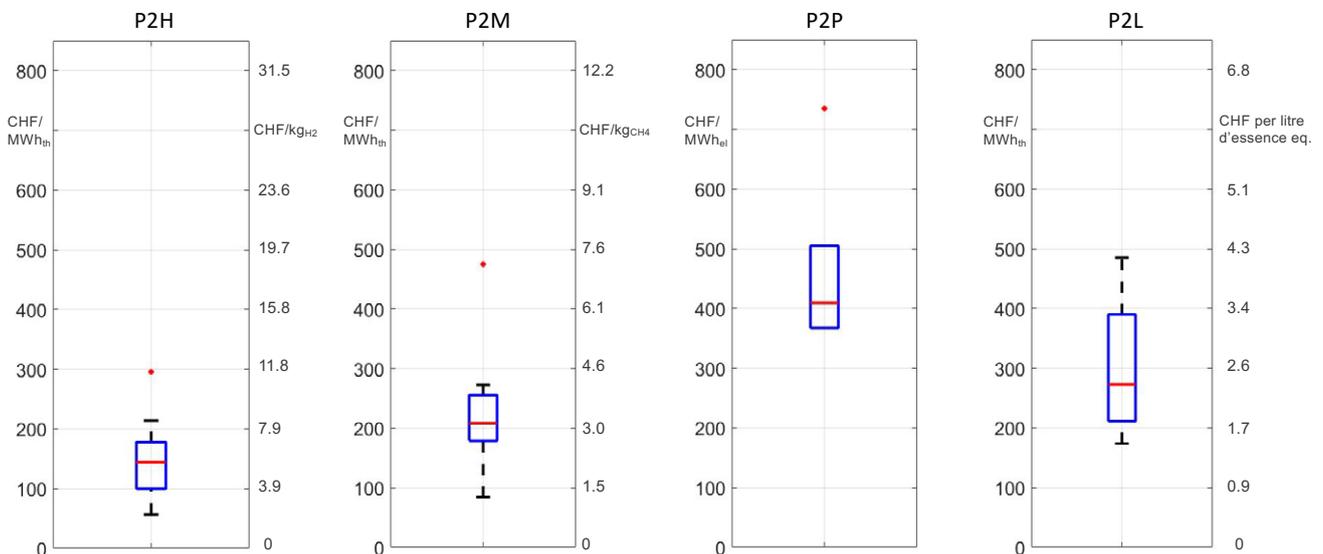
L’ampleur de la gamme des coûts est liée à un certain nombre de facteurs, notamment les

incertitudes liées à la conception du système, la taille de l’installation et les besoins en équipement, qui sont imputables aux différents niveaux de maturité technologique. En outre, les coûts indiqués dans ce livre blanc diffèrent en raison des hypothèses retenues dans les différentes études sous-jacentes. Les principaux déterminants des variations sont les facteurs de coût suivants:

- Prix de l’électricité (pour l’électrolyse),
- Profil de fonctionnement de l’électrolyse,
- Type d’électrolyseur,
- Efficacité du système

La variation des coûts de production illustrent les implications financières d’une gamme de paramètres système spécifiques et de conditions de marché de la technologie P2X et sous-tendent sa conception technologique et ses configurations de marché. En conséquence de caractéristiques spécifiques au site (par exemple, approvisionnement en électricité à faible émission de carbone, source de CO₂, demande en hydrogène, capacité du réseau de gaz), les besoins en équipements et les effets d’échelle ont une incidence sur les besoins en investissements associés au P2X. La littérature

Figure 5.1: Distribution des coûts actualisés pour les différents processus P2X sur la base des données de coût et de performance actuelles (représentatives pour l’année 2015; les sources de données sont fournies dans le rapport complémentaire). Les «boxplots» comprennent la médiane (quartile central à l’intérieur de la boîte), les 25^e et 75^e centiles. Les moustaches sont étendues aux points de données les plus extrêmes et les valeurs aberrantes sont tracées individuellement à l’aide du symbole «*». Pour les processus produisant du gaz, les données sont basées sur le PCI. Pour le processus P2L, l’unité «CHF par litre d’essence» représente la matrice des coûts liés à l’énergie avec une comparabilité limitée aux prix de détail du carburant, qui constitue une composante fiscale.





Point essentiel pour l'hydrogène bon marché: une électricité à faible coût et quelques milliers d'heures de production annuelle.

indique une réduction de moitié des coûts d'investissement spécifiques lors de l'augmentation d'échelle du kW au MW [14], ce qui est typique des applications industrielles à grande échelle dans les secteurs de la chimie et de l'énergie.

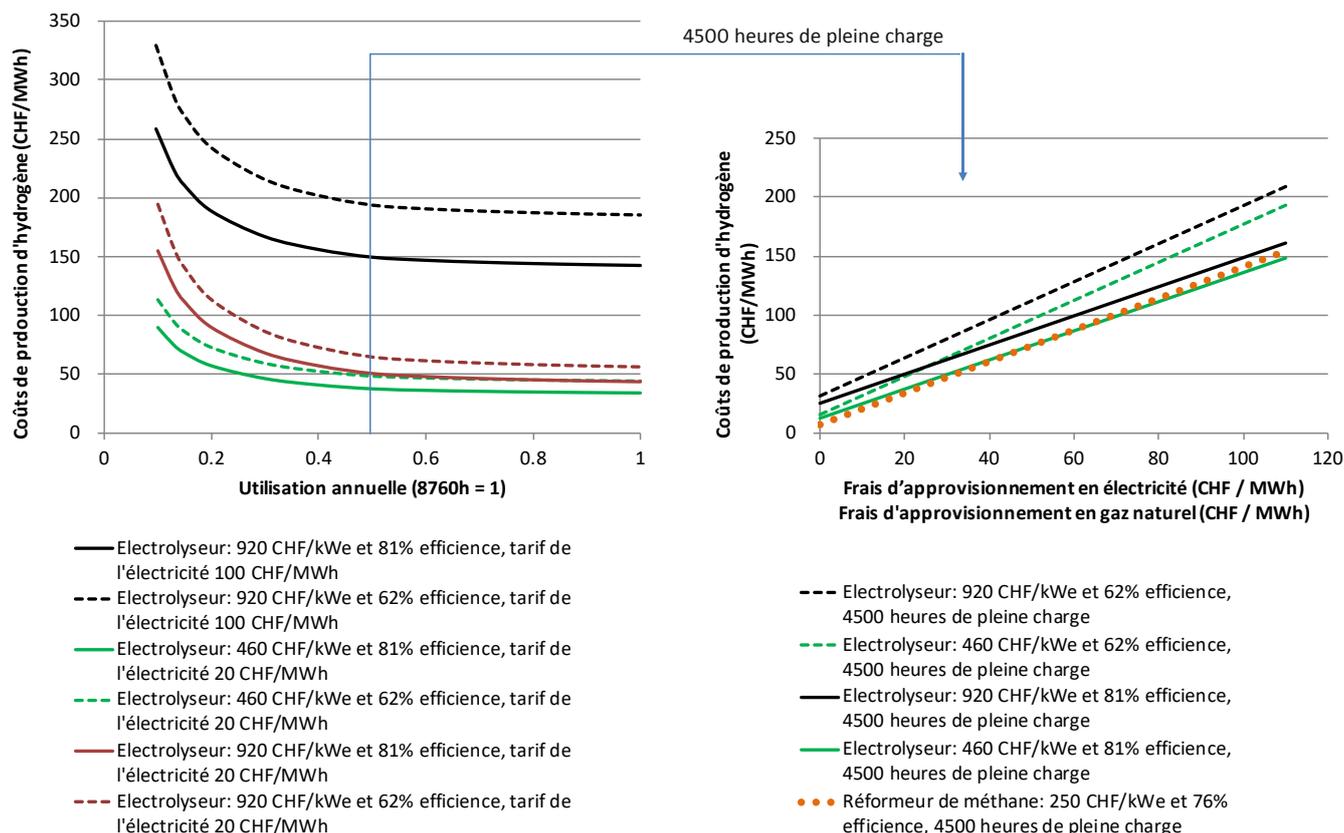
5.2 Electricité-à-Hydrogène (Power-to-Hydrogen)

L'électrolyseur étant le composant principal des systèmes P2X, les coûts de production d'hydrogène dépendent essentiellement des dépenses en électricité. Pour la technologie P2H actuelle, la moyenne considérant plusieurs

études révèle des coûts de production d'hydrogène de 144 CHF/MWh_{th}. Selon les coûts d'approvisionnement en électricité, la part de l'électricité dans le coût total de production d'hydrogène pour l'électrolyse peut être supérieure ou égale à 50%. Lorsque l'on compare les coûts de production d'hydrogène pour l'élec-

trolyse avec d'autres procédés de production, il devient évident que produire de l'hydrogène avec des systèmes P2H est actuellement plus onéreux que le procédé de reformage à la vapeur du gaz naturel largement appliqué (environ 60 CHF/MWh_{th} d'hydrogène à un prix du gaz de 40 CHF/MWh). Plusieurs études compa-

Figure 5.2: Coûts de production d'hydrogène pour différentes configurations d'électrolyseur (coûts d'investissement, efficacité) en fonction de l'utilisation annuelle de la capacité de l'électrolyseur (panneau de gauche) et des coûts d'approvisionnement en électricité (panneau de droite). À titre de comparaison, le panneau de droite inclut les coûts de production d'hydrogène pour le reformage du méthane à la vapeur, qui sont représentés par rapport aux coûts d'approvisionnement en gaz naturel. Pour toutes les technologies de production d'hydrogène, on suppose 90000 heures de fonctionnement au total ou 20 ans au maximum de fonctionnement avec un taux d'intérêt de 5%.





Le méthane synthétique à faible coût nécessite de grandes installations de méthanation.



Les coûts liés à la fourniture de CO₂ en tant qu'entrée dans la méthanation représentent une grande variabilité et dépendent de la source de carbone.

ratives mettent en évidence cette différence de coûts de production d'un facteur de deux à cinq [15][16]. La production d'hydrogène à base d'électricité pourrait devenir compétitive si les coûts d'approvisionnement en gaz naturel augmentaient considérablement, par exemple comme conséquence de la hausse des prix mondiaux du gaz naturel et/ou de la législation environnementale sur le marché mondial, et si les coûts de fourniture d'électricité pour l'électrolyse sont faibles [17]. Comme le montre la figure 6.2, qui représente les coûts de production de l'hydrogène en fonction des coûts d'entrée de combustible dans le panneau de droite, des coûts de production d'hydrogène très faibles pour l'électrolyse ne peuvent être atteints qu'à des coûts d'électricité faibles. Si l'électricité est disponible à un prix nul ou à un prix très bas (p.ex. en période de faible demande et de forte production), les coûts de production d'hydrogène seront principalement déterminés par les coûts d'équipement, d'exploitation et de maintenance. La littérature révèle que des coûts d'investissement faibles pour les électrolyseurs alcalins de 460 CHF/kW_{el} (courbes vertes dans la Figure 6) pourraient être atteints en 2030, ce qui se traduirait par un niveau de coût de production inférieur à 40 CHF par MWh_{th} d'hydrogène, à rendement élevé et un prix de l'électricité très bas (<20 CHF/MWh). Sous des hypothèses moins optimistes quant aux coûts d'investissement de l'électrolyseur (800 CHF/kW pour un électrolyseur alcalin en 2030), les coûts de production d'hydrogène sont supérieurs à 40 CHF/MWh_{th} pour un prix de l'électricité de 20 CHF/MWh et pourraient atteindre un niveau supérieur à plus de 150 CHF/MWh à des prix d'électricité élevés (courbes noires). Comparés aux électrolyseurs alcalins, les coûts d'investissement spécifiques des électrolyseurs PEM sont environ deux fois plus élevés; cependant, la recherche et le dévelop-

pement et les effets d'échelle sur la production pourraient faire baisser les coûts pour arriver au niveau de ceux de la technologie alcaline. Sous des hypothèses optimistes quant à l'évolution des coûts d'investissement et à des rendements comparativement plus élevés, les électrolyseurs PEM pourraient être en mesure de produire de l'hydrogène à un coût légèrement inférieur à celui des électrolyseurs alcalins. De plus, les électrolyseurs PEM promettent un meilleur comportement de fonctionnement en charge partielle et en surcharge ainsi qu'un gain de place par rapport aux électrolyseurs alcalins.

Avec l'augmentation des coûts d'approvisionnement en électricité, le rendement de l'électrolyseur devient plus important pour la rentabilité du système. Cependant, les gains de rendements potentiels sont limités et pourraient ne pas être en mesure de compenser totalement les prix élevés de l'électricité. L'utilisation annuelle de l'électrolyseur a un impact moindre sur les coûts de production, à condition que les taux d'utilisation soient déjà assez élevés. Au-delà de 4500 heures de pleine charge par an (facteur d'utilisation annuel d'environ 0,5 dans le graphique), dans les cas présentés dans le panneau de gauche de la figure 6.2, l'impact sur les coûts résultant des modifications de l'utilisation annuelle de la capacité de la centrale est pratiquement inexistant. Cela implique qu'il n'y a pas nécessairement d'incidences négatives sur les coûts de production d'hydrogène si les centrales P2X ne sont pas exploitées pendant les saisons où la demande en électricité est élevée et la disponibilité des ressources renouvelables est comparativement faible, comme c'est le cas en hiver. Des taux d'utilisation très bas ont cependant un impact significatif sur l'amortissement des investissements et donc sur les coûts de production d'hydrogène. Pour

les électrolyseurs fonctionnant environ 900 heures à pleine charge par an, ce qui correspond à peu près aux heures complètes à pleine charge de PV en Europe centrale, seuls les coûts de production d'hydrogène se situent dans une fourchette de 50 à 100 CHF/MWh_{th} (pour des coûts d'investissement de 460 à 920 CHF/kW_{el}, un taux d'actualisation de 5% et une durée de vie de 20 ans). Il en ressort qu'une production rentable d'hydrogène nécessite soit une réduction significative des coûts d'investissement de l'électrolyseur si l'électricité ne peut être obtenue à faible coût uniquement quelques heures par an, soit que les exploitants de systèmes P2X peuvent garantir une électricité rentable sur une longue période – c'est-à-dire utiliser également des sources d'électricité qui vont au-delà de l'utilisation exclusive de l'électricité excédentaire provenant du PV solaire. ☀

5.3 Electricité-au-Méthane (Power-to-Methane)

☀ La production de méthane synthétique nécessite des étapes de processus supplémentaires après l'électrolyse, ce qui entraîne des coûts supplémentaires: coûts d'investissement pour le réacteur de méthanation, coûts associés à une baisse d'efficacité supplémentaire et coûts d'approvisionnement en CO₂. Ces coûts supplémentaires augmentent le coût de production moyen actualisé d'environ 70 CHF/MWh_{th} à 170–250 CHF/MWh_{th} pour le processus P2M. Alors que les futurs taux d'apprentissage technologique attendus des réacteurs à méthanation semblent être inférieurs à ceux des électrolyseurs, la taille des unités et leur passage à l'échelle semblent avoir un impact considérable sur les coûts. En fonction de la taille des unités, les coûts d'investissement spécifiques des réacteurs de méthanation ac-



Ré-électrification de l'hydrogène entraînant des coûts d'approvisionnement en électricité très élevés.

tuels se situent dans une plage allant de 1150 à 460 CHF/kW_{th} pour des tailles de 1 à 10 MW_{th} (méthanation catalytique). Ces coûts se traduisent par des coûts de production de méthane supplémentaires s'ajoutant aux coûts de l'hydrogène d'environ 20–30 CHF/MW_{th}. La littérature suggère que les coûts d'investissement futurs pourraient être réduits de moitié d'ici 2030 du fait d'améliorations technologiques et d'effets de développement. Les coûts associés à la fourniture de CO₂ sont une autre composante de coût de la production de méthane. L'énergie spécifique et les coûts par unité de CO₂ capturé diminuent généralement avec l'augmentation de la concentration de CO₂. Des coûts très bas peuvent être obtenus si les synergies énergétiques des installations de valorisation du biogaz et des installations P2M peuvent être utilisées, par exemple lorsque la chaleur en tant que sous-produit peut être utilisée efficacement dans le système P2M.

Les coûts les plus élevés rapportés dans la littérature utilisée dans cette étude concernent la capture directe du CO₂ dans l'air (250 CHF par tonne de CO₂ [18]), ce qui entraîne des coûts supplémentaires de 50 CHF/MW_{th}. Toutefois, la technologie de captage de CO₂ atmosphérique étant à un stade de développement commercial précoce, il existe de nombreuses incertitudes quant à son coût. Ainsi, un montant de 600 CHF par tonne [19] impliquerait des surcoûts pour la production de méthane pouvant atteindre jusqu'à 120 CHF/MW_{th}. Les objectifs de coûts à long terme pour la technologie suisse de captage de CO₂ atmosphérique sont de 100 CHF par tonne [19]. En terme de comparaison, les coûts de captage du CO₂ dans d'autres sources, telles que les centrales à combustibles fossiles et les cimenteries, sont moins élevés, car la concentration de CO₂ dans ces flux de gaz de combustion est supérieure à la concentration de CO₂ dans l'atmosphère [20].

5.4 Electricité-à-X-à-Electricité (Power-to-X-to-Power)

Lorsque l'hydrogène ou le méthane produits par les systèmes P2H et P2M sont reconvertis en électricité (P2P), les coûts actualisés de conversion de l'énergie augmentent considérablement. Les coûts du procédé P2P dépendent des processus de conversion utilisés pour produire le gaz synthétique (c'est-à-dire P2H ou P2M), du type de réélectrification (par exemple, une pile à combustible ou une turbine à gaz) et de l'équipement de stockage d'hydrogène ou de SNG, si nécessaire. Ici, nous nous concentrons sur les procédés P2P offrant un stockage à moyen terme (sur une base horaire) et saisonnière. Actuellement, l'électricité peut être produite dans une centrale à cycle combiné à turbine à gaz avec du méthane produit via P2M à des coûts de production actualisés totaux d'environ 300 CHF/MW_{h_{el}}; les coûts de production augmentent à 470 CHF/MW_{h_{el}} pour un système à petite échelle de 1 MW_{el} utilisant du P2H, du stockage d'hydrogène et une pile à combustible PEM. Dans ce calcul, toutefois, aucun revenu provenant de la co-production inhérente de chaleur n'est pris en compte. Si de la chaleur est utilisée (par exemple pour chauffer des bâtiments ou dans des processus industriels) et que les revenus (ou crédits) peuvent être comptabilisés, des coûts en P2P inférieurs peuvent être calculés.

À l'avenir, on ne peut espérer qu'un apprentissage limité de la réélectrification au moyen des technologies traditionnelles à base de gaz (turbine à gaz ou moteur à combustion interne). Cela implique que les baisses de coût pour le procédé P2P sont plutôt liées à l'évolution des coûts des électrolyseurs et des unités de méthanation. En ce qui concerne les systèmes de piles à combustible, les perspectives technologiques futures révèlent des taux d'apprentis-

sage technologiques élevés avec une réduction d'un facteur de 2 à 6 jusqu'en 2030 des coûts d'investissement spécifiques. En combinant l'apprentissage de la technologie des piles à combustible avec les développements technologiques possibles pour les électrolyseurs, les coûts totaux des technologies reposant sur l'hydrogène peuvent être réduits de deux tiers jusqu'en 2030, ce qui donnerait 150 CHF/MW_{h_{el}}.

5.5 Electricité-aux-Liquides (Power-to-Liquids)

Les coûts actuels liés à la production de combustible liquide de synthèse dans les centrales P2L montrent la fourchette de coûts la plus élevée avec 210–390 CHF/MW_{th}. Comme pour le processus de méthanation, les coûts de production de combustibles liquides synthétiques dépendent essentiellement de la taille de l'installation. Les usines d'éthanol peuvent être construites à des échelles de plusieurs centaines de mégawatts, comme pratiqué en Asie et aux États-Unis. Ceci conduit à des réductions de coûts substantielles par rapport aux petites installations. Cependant, cela nécessite également une infrastructure correspondante pour fournir et traiter les entrées et les sorties. Les coûts d'investissement spécifiques d'un réacteur de synthèse du méthanol varient de 120 à 310 CHF/kW_{th}; les réacteurs Fischer-Tropsch coûtent environ 80 à 300 CHF/kW_{th}. Déjà aujourd'hui, ces technologies de réacteurs sont bien établies sur les marchés mondiaux, ce qui rend peu probable une réduction des coûts dans le futur. Par conséquent, les baisses futures des coûts des technologies P2L seront principalement imputables aux réductions des coûts d'électrolyseur et aux effets d'échelle liés à l'augmentation de la taille des installations et des volumes de production.



Les avantages climatiques ne peuvent être obtenus qu'avec de l'électricité à faible émission de carbone.

6 Avantages liés au changement climatique

6.1 Considérations relatives à l'analyse du cycle de vie (ACV)

Avec l'électricité comme intrant majeur, les impacts des processus P2X sur le changement climatique – c'est-à-dire leurs émissions de GHG – dépendent principalement de l'intensité du CO₂ de l'électricité utilisée pour l'électrolyse [21]: Les analyses du cycle de vie démontrent que les émissions de gaz à effet de serre générées par l'utilisation d'électricité renouvelable telle que l'éolien ou le photovoltaïque sont nettement inférieures à celles de la production d'hydrogène classique par vaporeformage du gaz naturel, voie de production principale à l'heure actuelle. L'utilisation actuelle de l'électricité suisse moyenne issue du réseau (importations comprises) présente également des avantages en termes d'émissions de GHG. Comparé au vaporeformage du gaz naturel, le seuil d'intensité en GHG de l'électricité utilisée pour l'électrolyse est d'environ 210 g CO₂eq/kWh, soit environ 50% de moins que les émissions de GHG du cycle de vie d'une centrale à cycle combiné au gaz naturel ou que le mix électrique actuel en Europe. 💡

Pour la production de combustibles gazeux synthétiques à partir d'H₂ et de CO₂, l'intensité en carbone de l'électricité utilisée pour l'électrolyse, la source de carbone en tant que telle et les émissions de carbone associées à la fourniture de chaleur et d'électricité pour le captage du CO₂ sont les facteurs décisifs pour les émissions totales de GHG. Seule une électricité ayant une intensité de carbone aussi faible que l'énergie hydraulique ou éolienne permet une réduction substantielle des émissions de GHG du cycle de vie par rapport à l'utilisation du gaz naturel (ou d'autres combustibles fossiles) comme carburant pour véhicules. En raison des pertes d'énergie le long des chaînes P2X, l'utilisation directe de l'élec-

tricité dans un véhicule électrique à batterie est l'option privilégiée en termes d'émission de GHG pour le cycle de vie, dès lors que l'électricité est associée à des émissions de GHG plus élevées que l'électricité hydroélectrique ou éolienne (Figure 7). Parmi les combustibles P2X, l'utilisation directe de l'hydrogène entraîne des impacts climatiques moins importants que l'utilisation d'hydrocarbures synthétiques. En outre, dans le cas des hydrocarbures, l'origine du CO₂ est un facteur déterminant: l'utilisation de carburants synthétiques provenant du CO₂

capturé lors de la combustion de combustibles fossiles ou de l'utilisation de sources minérales représente toujours un ajout de CO₂ au cycle naturel du carbone, capturant le CO₂ de l'atmosphère ou des sources biogéniques permet en principe la synthèse de vecteurs d'énergie neutres en carbone [22]. En général, l'intégration de processus avec l'utilisation de «chaleur perdue» provenant de processus de conversion améliore l'empreinte environnementale du P2X.

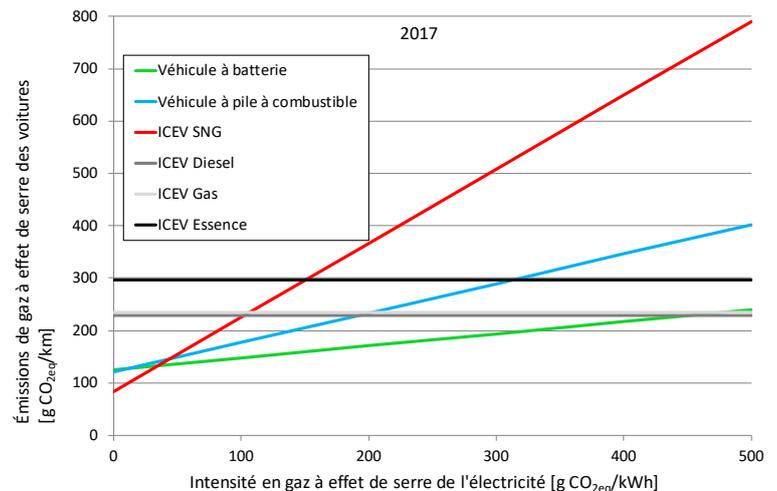


Figure 6.1: Émissions de gaz à effet de serre (Greenhouse Gases – GHG) du cycle de vie par kilomètre pour différents véhicules et carburants actuels en fonction du contenu des émissions de GHG («intensité de CO₂») pour la production d'hydrogène ou de SNG [23]. Le CO₂ nécessaire à la production de SNG est capté dans l'atmosphère et ne représente aucun ajout supplémentaire au cycle du carbone lorsque le SNG est brûlé. ICEV: Véhicule à moteur à combustion interne. Hydro-électrique: 10 g CO₂eq / kWh, énergie éolienne: 10–30 g CO₂eq/kWh, PV: 50–100 g CO₂eq/kWh, mix Suisse: 100–150 g CO₂eq/kWh, gaz naturel à cycle combiné: 400–500 g CO₂eq/kWh [24].



L'emplacement de la production de P2X est important: un accès direct à l'énergie renouvelable et des quantités suffisantes de CO₂ sont nécessaires.

6.2 Sources de CO₂

Pour la production de méthane synthétique et de carburants synthétiques liquides, une source de carbone est nécessaire, qui peut être basée sur une matière première biogénique, minérale ou fossile; de plus, l'atmosphère peut agir comme source de CO₂. Ces sources de CO₂ doivent être disponibles en quantités suffisantes à des coûts compétitifs. La capture du CO₂ nécessite de l'énergie et des infrastructures, à moins que le biogaz ne soit directement utilisé comme matière première pour la méthanation directe du CO₂. En fin de compte, lorsque le carburant synthétique gazeux ou liquide produit à partir de CO₂ et d'hydrogène est utilisé pour la conversion d'énergie (par exemple dans une voiture à moteur à combustion ou dans une cogénération), le CO₂ sera à nouveau généré comme produit de combustion. En tant que telles, les technologies P2X sont capables de déplacer les émissions dans le temps, mais elles ne représentent pas une élimination nette de carbone du cycle du carbone.

Une source possible de CO₂ est le biogaz produit à partir de substrats biogéniques (boues d'épuration, déchets verts, résidus agricoles et fumier) par digestion anaérobie (aussi appelée «méthanisation» en français, ce qui est différent du procédé catalytique de méthanation qui représente la synthèse de méthane à partir du CO₂ et de l'hydrogène). Selon le substrat et le procédé, la teneur en CO₂ du biogaz peut atteindre 45%. Si le CO₂ est capté par le biogaz, le méthane reste un produit majeur qui peut être introduit sous forme de biométhane dans le réseau de distribution de gaz ou directement utilisé sur site. La production actuelle de biogaz en Suisse (environ 150 installations de biogaz [25]) représente un potentiel d'approvisionnement en CO₂ d'environ 0,14 Mt de CO₂ par an.

Bien que le potentiel des matières premières provenant des eaux usées soit déjà largement utilisé aujourd'hui, la digestion anaérobie des sous-produits de cultures agricoles, des déchets verts et en particulier du fumier peut fortement augmenter la quantité de biométhane et de CO₂ biogénique disponible. D'autres sources potentielles de CO₂ biogénique se rapportent à la conversion des résidus de bois par gazéification indirecte du bois et méthanation du gaz de synthèse, suivie de l'élimination du CO₂. L'utilisation d'un quart du bois non utilisé dans un processus de gazéification doublerait le flux de CO₂ biogénique disponible dans les installations de biogaz existantes.

Les autres sources potentielles de CO₂ sont les grandes unités de combustion fixes et les installations industrielles, telles que les usines d'incinération des déchets (29 en Suisse) ou les cimenteries (6 en Suisse); cependant, l'emplacement des usines est important [26]. L'utilisation de ces sources implique de séparer le CO₂ d'un flux de gaz contenant de l'azote et de l'oxygène non brûlé, ainsi que des oxydes de soufre, des oxydes d'azote et de nombreuses autres impuretés. Une concentration typique de CO₂ dans les gaz de combustion de ces sources ponctuelles est inférieure à 20%. Les installations d'incinération des déchets d'aujourd'hui sont responsables de près de 60% (4,2 MtCO₂) des gaz de combustion riches en CO₂ en Suisse et des six usines de ciment de 38% (2,7 MtCO₂). Toutes les usines à base de biomasse représentent une part mineure. Bien que, d'un point de vue technique, ces sources puissent générer des quantités substantielles de CO₂, leur proximité aux sites de production à grande échelle d'électricité renouvelable pourrait poser problème. Si la source de CO₂ est proche de l'usine P2X et de la source de production d'électricité, les infrastructures de transport, et donc les coûts, peuvent être réduits. 

La capture directe dans l'air permet d'utiliser le CO₂ contenu dans l'air ambiant, c'est-à-dire qu'il fait déjà partie du cycle naturel du carbone. Cependant, la faible concentration de CO₂ dans l'air en dessous de 0,1% en volume rend la capture directe dans l'air plus consommatrice d'énergie et plus chère par rapport à de nombreuses autres options de capture de CO₂. Avec des usines pilotes sur plusieurs sites, la technologie de capture directe à l'air est actuellement développée et testée en Suisse.

7 Power-to-X et le marché suisse de l'électricité



P2X – une option de stockage d'électricité saisonnier compétitive.

7.1 P2X en tant que fournisseur de service

Les technologies P2X peuvent soutenir le réseau électrique de deux manières:

1. Équilibrer l'offre et la demande et gérer l'excès d'électricité produite à partir de sources d'électricité renouvelable fluctuantes non répartissables
2. Fournir des services auxiliaires pour stabiliser la fréquence du réseau

Les services que le P2X est en mesure de fournir dépendent de la conception du système. Si aucune technologie de réélectrification n'est installée, les électrolyseurs peuvent être exploités en tant que consommateurs d'électricité flexibles. Pour une telle opération, le stockage d'hydrogène est nécessaire car la demande en hydrogène est moins flexible. Équipé d'un stockage d'hydrogène et d'une unité de réélectrification, davantage de services de système peuvent être proposés. En particulier, un équilibrage positif et négatif de l'électricité de manière simultanée. Un autre aspect peut également être envisagé: installées à des emplacements stratégiques du réseau, les centrales P2X pourraient également soulager l'infrastructure du réseau des surcharges de lignes et de transformateurs en absorbant localement la puissance générée, puis éventuellement contrôler la tension si elle excède certaines limites. En pratique, il sera assez difficile d'installer les installations P2X exactement aux emplacements du réseau électrique Suisse où elles sont nécessaires. Dans quelle mesure P2X peut fournir ces services de système de manière rentable dépend des conditions du marché et des caractéristiques des technologies alternatives. Ces alternatives incluent un approvisionnement en électricité flexible via les importations et les exportations,

des centrales flexibles, des options de stockage alternatives et une gestion de la demande [27].

7.2 P2X comme option de stockage d'électricité

Pour équilibrer l'offre et la demande en électricité sur une courte période (jour/nuit), les réservoirs de pompage-turbinage, les batteries Li-Ion et potentiellement les stockages d'énergie à air comprimé (CAES) sont en mesure de fournir ce service à des coûts inférieurs à ceux des systèmes P2X avec ré-électrification. En supposant 365 cycles de stockage par an, le coût actualisé du stockage d'énergie par pompage-turbinage est environ 50 à 70% inférieur au coût des systèmes P2P (à 370–500 CHF/MWh_e voir Figure 5.1), tandis que les coûts correspondants des systèmes à batterie sont environ 20 à 30% inférieurs. Compte tenu de l'évolution rapide du marché des batteries, on peut s'attendre à ce que la différence de coûts de cette technologie par rapport aux centrales pompage-turbinage diminue (beaucoup) à l'avenir. Lors de la comparaison de systèmes de stockage, les paramètres importants sont le nombre de cycles, l'efficacité du stockage, le rapport puissance/énergie et la composition des coûts. Comparés aux systèmes de batterie Li-Ion, les systèmes P2X ont des pertes de stockage plus élevées ainsi que des coûts plus élevés pour l'équipement de conversion, ce qui entraîne une part relativement élevée de capital pour l'unité de charge d'énergie, ainsi que des coûts de fonctionnement plus élevés s'ils sont utilisés à des fins d'équilibrage quotidien. Inversement, si les systèmes P2X sont utilisés pour le stockage saisonnier avec un cycle par an, ils sont capables de convertir et de stocker de l'énergie à moindre coût, par rapport aux réservoirs de stockage à pompe et aux batteries Li-Ion en mode d'utilisation saisonnier. Ceci

résulte des faibles coûts liés à la partie stockage des systèmes P2X (par exemple dans des cuves à hydrogène ou sous terre) par rapport à un barrage hydroélectrique ou aux batteries. Techniquement, les technologies P2X avec une nouvelle électrification peuvent offrir une flexibilité saisonnière pour équilibrer l'offre et la demande en électricité. Cependant, cela nécessiterait des investissements substantiels et des mécanismes de marché dédiés. Les technologies P2X connectées à de grands stockages de méthane ou d'hydrogène avec la possibilité de réélectrifier ces vecteurs d'énergie offrent une option unique pour le système électrique permettant de faire face à de grandes variations des modes de production et de consommation saisonniers. Actuellement, il n'existe en Suisse aucune option de stockage capable d'absorber de grandes quantités d'électricité (par exemple du solaire photovoltaïque) en été et de stocker l'énergie nécessaire à la production d'électricité en hiver, lorsque la demande est habituellement élevée et que la production d'électricité photovoltaïque est faible.

Au lieu de transférer l'électricité d'une saison à une autre en utilisant le P2P, d'autres mesures de flexibilité pourraient être déployées. Une option consiste à utiliser la flexibilité offerte par le commerce international d'électricité en exportant de l'électricité pendant l'été et en important de l'électricité pendant l'hiver. Ce système est déjà pratiqué en Suisse aujourd'hui en raison de la disponibilité saisonnière de l'hydroélectricité. L'application de ce système à l'avenir risque d'exposer des schémas de production similaires à l'ensemble de l'Europe, de sorte que la Suisse exporte de l'électricité lorsque les prix du marché sont bas et que les importations soient nécessaires en période de prix élevés de l'électricité. Toutefois, en comparant les coûts actualisés du stockage de l'électricité de l'ensemble du circuit P2P (370–



Les unités P2X peuvent être regroupées pour fournir des services de réseau.

500 CHF/MWh_{el}) avec les dépenses actuelles liées au commerce de l'électricité (correspondant à des coûts spécifiques de 40 CHF/MWh_{el} en moyenne en 2016), le commerce représente une option moins coûteuse pour procurer une flexibilité saisonnière. Cette affirmation est corroborée par l'évolution des prix sur le marché, où, par exemple, plus de 95 % du volume des échanges en Allemagne ont été négociés à des prix inférieurs à 50 €/MWh en 2016 [28]. Les différences correspondantes dans les prix moyens mensuels du marché spot n'excédaient pas 16 €/MWh. Cette comparaison des prix de l'électricité et du coût du stockage P2P montre que les différences de prix de l'électricité entre les mois ou les saisons devraient être beaucoup plus élevés que ceux observés dans le passé récent pour que le P2P devienne une option rentable de flexibilité mensuelle ou saisonnière. Des analyses à long terme basées sur des modèles pour l'année 2030 indiquent une augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros européens, si les prix du gaz naturel et des certificats d'émission de CO₂ augmentent [29]. Cependant, les niveaux de prix du marché resteraient toujours en deçà des hypothèses optimistes concernant les coûts de production d'électricité pour le procédé P2P. On peut s'attendre à ce que l'augmentation des écarts de prix de l'électricité applicable aux acteurs du marché déclenche également le déploiement de nouvelles options de flexibilité de l'offre et de la demande, telles que des centrales flexibles, une réponse numérique à la demande et des mesures d'économie d'énergie. Les centrales de cogénération fonctionnant pendant les saisons intermédiaires et en hiver, lorsque la demande de chauffage est élevée et que la production d'électricité à partir de panneaux solaires photovoltaïques est faible, constituent un exemple en ce qui concerne l'offre. Du côté de la demande, par exemple,

des prix plus élevés au cours de la saison hivernale pourraient entraîner un transfert des investissements des pompes à chaleur moins efficaces vers les systèmes de pompes à chaleur à hautes performances énergétiques, ce qui implique une réduction de la demande en flexibilité. Des périodes de bas prix plus longues pendant l'été inciteraient davantage le déploiement d'applications à base d'électricité pendant cette période, y compris la production d'hydrogène par électrolyse. Une modélisation de scénarios démontre que de multiples options de flexibilité sont disponibles pour atténuer les variations à long terme de l'offre et de la demande dans le futur système énergétique Suisse. Parmi celles-ci, les systèmes P2X avec stockage saisonnier et réélectrification représentent une solution à coûts comparablement plus élevés [13].

7.3 Stabilisation du réseau électrique via P2X

 D'un point de vue technique, les systèmes P2X peuvent contribuer à la stabilisation du réseau et à l'offre ces services sur les marchés des services auxiliaires, éventuellement dans le cadre d'une centrale électrique virtuelle. Le système électrique existant a été construit sur des centrales dans lesquelles la production d'électricité est centralisée à l'aide de grands générateurs synchrones classiques. Leurs boucles de contrôle et l'inertie résultant des masses en rotation stabilisent la fréquence du système d'alimentation électrique. Avec le déploiement accru de nouvelles énergies renouvelables, c'est-à-dire l'énergie éolienne et solaire, et l'abandon progressif de la production d'énergie nucléaire, la production d'énergie conventionnelle sera progressivement remplacée par un nombre croissant de petites centrales utilisant des sources d'énergie renouve-

lables. Ces centrales sont décentralisées et connectées au réseau à des niveaux de tension inférieurs par le biais de dispositifs électriques sans aucune inertie mécanique, ce qui contribuerait directement à la stabilité à court terme du système électrique. Les technologies de turbine à gaz alimentées à l'hydrogène ou au méthane produits dans les technologies P2X pourraient offrir cet avantage avec un impact climatique réduit par rapport à l'utilisation du gaz naturel. Outre la stabilité inhérente fournie par les masses en rotation, il existe un mécanisme de services auxiliaires sur trois niveaux, appelés réserve de réglage primaire, secondaire et tertiaire, afin de garantir un fonctionnement stable du système électrique actuel. Du point de vue technique, les systèmes P2X peuvent participer aux trois marchés. Au-delà de la preuve d'un fonctionnement suffisamment flexible, la participation directe sur les marchés des réserves de réglage nécessite la possibilité d'offrir une puissance minimale de 1 MW ou 5 MW selon le type de réserve de réglage. Les électrolyseurs actuels étant généralement plus petits, il faudrait que les technologies P2X fassent partie d'un regroupement de petites unités. La participation au marché par des regroupements ("pools" en anglais) ferait en sorte que les bénéfices atteignent 60 % du prix du marché. Toutefois, des groupements ne permettent pas seulement de surmonter la puissance minimale de 5 MW, mais également de fournir la réserve de réglage de façon asymétrique, c'est-à-dire dans un seul sens lorsque les fournisseurs proposent un changement de point de consigne de la consommation (-) ou la production (+) par la quantité de réserve d'électricité déjà engagée. De plus, grâce à ces regroupements, chaque fournisseur de services peut soumettre ses offres d'achat pour juste quelques jours ou quelques heures au lieu d'une semaine entière ; ainsi, sa flexibilité est



La fourniture de services de systèmes peut générer des revenus supplémentaires pour les exploitants d'installations et la concurrence avec d'autres fournisseurs peut s'intensifier à l'avenir.

plus grande grâce au pool. Sur la base des données fournies par Swissgrid pour 2017, le tableau 7.1 présente un aperçu des trois étapes du contrôle de fréquence en Suisse. La capacité totale de fourniture de services auxiliaires était faible par rapport à la capacité de production installée de l'ensemble du système électrique: une réserve de réglage primaire d'environ 70 MW et une réserve secondaire et tertiaire de ± 400 MW. Les marchés des réserves de réglage sont concurrentiels, les grandes centrales hydroélectriques dominant ces marchés en Suisse. Depuis 2015, les marchés sont également ouverts pour les petites centrales hydroélectriques, les centrales à biomasse, les éoliennes et les centrales solaires photovoltaïques, ce qui entraîne une augmentation du nombre de participants.

Parmi les futurs systèmes de stockage d'électricité basés sur des caractéristiques technologiques typiques et attendues, les batteries semblent être appropriées comme systèmes d'équilibrage sur le marché des réserves de réglage primaires et secondaires, tandis que P2X est plutôt considéré comme une option d'équilibrage dans la réserve de réglage secondaire. Les systèmes de stockage de batteries font maintenant leur entrée sur le marché de réglage primaire (par exemple, les installations EKZ de Dietikon et de Volketswil, avec des capacités respectives de 1 et 18 MW) et de nouvelles approches techniques (souvent appelées «centrales virtuelles») sont déjà disponibles sur le marché. Ces nouveaux acteurs du marché fournissent de plus en plus de réserves de réglage primaires et secondaires via une gestion coordonnée et agrégée de charges flexibles (telles que des pompes à chaleur) et de petits systèmes de stockage d'énergie à batterie pour les ménages.

Même si les systèmes P2X sont en mesure de fournir des services de réseau électrique, les conditions économiques actuelles sur ces mar-

Réserves de réglage	Moyenne hebdomadaire en 2017 [CHF/MW]	Réserve [MW]	Enchère min [MW]	Enchère max [MW]	Estimation de la taille du marché [Mio CHF/ans]
Réglage primaire	2466	± 68	1	25	10
Réglage secondaire	5535	± 400	5	50	120
Réglage tertiaire (-)	680	-300	5	100	10
Réglage tertiaire (+)	450	+450	5	100	10

chés ne sont pas suffisantes pour inciter à l'investissement et à l'exploitation de la technologie P2X. Les prix sur le marché des services auxiliaires ont affiché une tendance à la baisse ces dernières années. Contrairement au marché au comptant de l'électricité, qui suit une règle de compensation du marché avec un prix de marché uniforme pour la période de négociation, la rémunération sur le marché des services auxiliaires est régie par le système de «paiement à l'enchère» («pay-as-bid» en anglais) dans lequel chaque offre retenue est rémunérée de la manière proposée au marché. En 2017, les services système ont été rémunérés en moyenne de 2470 CHF/MW par semaine sur le marché des réserves primaires et de 5 540 CHF/MW par semaine sur le marché des réserves secondaires. Ceci correspond à des revenus potentiels sur les marchés des services auxiliaires actuels de l'ordre de 10 millions de CHF/an pour la réserve primaire et 120 millions de CHF/an pour la réserve secondaire. Ces revenus hebdomadaires moyens peuvent être comparés aux coûts hebdomadaires totaux des électrolyseurs d'environ 10 000 CHF/MWh_{el} (avec des coûts d'investissement de 920 CHF/kW_e, une part de 3% des coûts fixes d'exploitation et de maintenance et un taux d'intérêt de 5% ainsi que des coûts d'approvisionnement en électricité de 40 CHF par MWh, 4500 heures d'utilisation par an et un rendement électrolytique de 62%), dont les dépenses en capital

Table 7.1: Réserves de réglage en Suisse en 2017 [30] (Swissgrid, «Ausschreibungen Regelleistung 2017»). Les fournisseurs de réserves de réglage secondaires et tertiaires sont également payés pour l'énergie fournie en fonction du prix du marché de l'énergie majoré de 20%.

représentent environ 1420 CHF/MW_{el}. Pour une centrale P2X avec une unité de réélectrification de piles à combustible, les dépenses d'investissement dépassent même 20 000 CHF/MWh_{el} par semaine. Cette comparaison indique que le fonctionnement de la technologie P2X sur les marchés de services auxiliaires peut générer des revenus supplémentaires, mais que ces marchés ne peuvent couvrir la totalité des coûts. La compétitivité des technologies P2X sur ces marchés dépend des autres participants. Swissgrid vise à renforcer le marché des réserves de réglage et à promouvoir davantage les «centrales virtuelles» pour participer à ces marchés. Cela devrait permettre de libérer davantage de flexibilité du côté de l'offre et de la demande, ce qui entraînerait une nouvelle augmentation de la concurrence.

La demande future de capacité de réserve de réglage est inconnue. Cependant, les modèles indiquent un besoin croissant à l'avenir. Selon [13], une réserve de réglage secondaire positif supérieure à 50% par rapport à aujourd'hui sera nécessaire en 2050 en raison de la part très élevée d'énergie solaire photovoltaïque et éolienne dans le système électrique Suisse, tandis que le pic de la capacité de réserve positive requise passe de l'hiver à l'été. Une grande partie de la capacité de réserve supplémentaire pourrait être fournie par des centrales hydroélectriques complétées par d'autres systèmes de production flexibles et par batterie.



Le méthane synthétique issu du P2X est environ 2 à 3 fois plus cher que le gaz naturel fossile, mais dans une fourchette de prix de vente comparable au biométhane.

8 Power-to-X et le marché Suisse du gaz

L'intégration des technologies P2X sur le marché du gaz présente deux avantages principaux:

1. Substitution directe de vecteurs d'énergie fossile utilisant les infrastructures existantes
2. Accès à des stockages à grande échelle sur le réseau gazier européen, par exemple le stockage souterrain de gaz dans le Jura français

Les consommateurs du marché Suisse du gaz naturel représentaient 11,5% de la consommation brute d'énergie en Suisse en 2016. De nos jours, le gaz naturel est principalement utilisé par les ménages, l'industrie et les services de chauffage. L'infrastructure de transport du gaz naturel, un réseau de gazoducs, a été construite pour approvisionner le centre, l'est, l'ouest et le centre de la Suisse. À l'heure actuelle, la Suisse dispose d'une capacité de stockage totale d'environ 1600 GWh, soit l'équivalent de moins d'un mois de la consommation annuelle moyenne de gaz naturel. Le réseau national de gaz en soi, grâce à sa capacité à absorber des quantités plus importantes de gaz naturel par augmentation de pression ou par stockage dans de petits réservoirs représente 5% de cette capacité de stockage. Les 95% restants se situent en France dans un site de stockage de gaz actuellement dédié à la sécurité d'approvisionnement en Suisse. 

8.1 Méthane synthétique

Le marché du gaz pourrait jouer un rôle important dans la transformation du système énergétique Suisse: comparé à d'autres vecteurs d'énergie fossile, les impacts environnementaux du gaz naturel sont faibles, et le gaz naturel peut être progressivement remplacé par du biométhane et du méthane

synthétique en utilisant l'infrastructure existante. Au-delà des nouvelles technologies d'approvisionnement en gaz, le marché du gaz pourrait être confronté à d'autres changements: la demande en méthane diminuera probablement du fait de l'augmentation de l'efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment, et les grandes centrales à gaz pourraient entrer sur le marché à la suite de l'élimination progressive de l'énergie nucléaire.

L'industrie gazière Suisse soutient les technologies suisses du biométhane et du P2X. L'association gazière VSG vise une production annuelle de biométhane de 4200 GWh en 2030 en exploitant mieux le potentiel existant, en utilisant les technologies P2X et en effectuant des importations dans le cadre d'un registre international.

La comparaison des coûts de production du méthane synthétique avec les prix moyens actuels du consommateur pour le gaz naturel révèle une différence d'environ 100 à 180 CHF/MWh de méthane. Ce prix équivaut à appliquer une taxe de 500 à 900 CHF par tonne de CO₂ sur le gaz naturel, niveau auquel le coût du gaz synthétique serait identique à son équivalent fossile. Le prix actuel du gaz naturel est bas avec une moyenne d'environ 70 CHF/MWh (2018) pour l'ensemble des clients, taxe sur le CO₂ de 17,7 CHF/MWh incluse. Ce prix exclut la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) et les coûts d'approvisionnement du réseau d'environ 10 CHF/MWh. Le marché du gaz offre des tarifs de gaz pour 100% de biométhane d'environ 150 CHF/MWh – certains clients privés sont prêts à payer cette prime. Les prix du biométhane ne doivent pas nécessairement inclure la taxe sur le CO₂, mais les clients privés doivent payer les coûts de transports et de distribution et la TVA. Ainsi, la différence de prix

entre le biométhane et le SNG est bien inférieure à la différence de prix entre le gaz naturel et le SNG. 

8.2 Hydrogène

En dehors du SNG, l'hydrogène peut intégrer le marché du gaz soit directement dans le réseau de gaz naturel soit dans une infrastructure de distribution séparée. Aujourd'hui, le marché Suisse de l'hydrogène est très petit comparé au marché suisse du gaz naturel (environ 1% de la taille du marché du gaz naturel). L'hydrogène est utilisé pour des applications industrielles à petite échelle, par exemple pour prévenir l'oxydation dans les processus de fabrication. Si de grandes quantités d'hydrogène sont nécessaires aux processus industriels, en particulier dans le secteur de la chimie, la production d'hydrogène a généralement lieu sur site. Cela implique que l'hydrogène est rarement échangé sur les marchés. L'hydrogène nécessaire à la mobilité est actuellement négligeable. En raison du petit marché de l'hydrogène, il n'existe pas de réseau de distribution de l'hydrogène. Cependant, l'hydrogène peut être injecté dans le réseau de gaz existant jusqu'à un maximum de 2% du volume de gaz naturel transporté. Des discussions sont en cours pour augmenter la part maximale d'injection volumétrique jusqu'à environ 10%, mais des investigations supplémentaires (de préférence dans un contexte européen) sont nécessaires pour les utilisateurs finaux.

Le marché Suisse de l'hydrogène est un marché non réglementé, caractérisé par une grande variabilité des prix. Les prix à la consommation ne sont pas disponibles publiquement. Les prix courants communs dérivés des données des entreprises industrielles sont d'environ 1 CHF/Nm³ pour la production et le transport de l'hydrogène au client et d'environ 10 CHF/kg



Le méthane synthétique peut facilement être stocké sur de plus longues périodes.



Aujourd'hui, le marché de l'hydrogène en Suisse est très petit avec des variations de prix et aucune infrastructure de distribution centralisée.

(équivalent à 250 CHF/MWh_{th}) pour les applications de mobilité. Contrairement à la littérature internationale, les producteurs suisses d'hydrogène affirment que leurs prix pour la production d'hydrogène et son transport sont les mêmes pour le vaporeformage du gaz naturel et l'électrolyse. Le processus de production (électrolyse ou vaporeformage du méthane) ne joue pas un rôle aussi important. En dehors de la raffinerie de Cressier et de l'usine chimique de Viège, il n'y a pas de grande industrie chimique en Suisse produisant de l'hydrogène «bon marché». Pour la demande décentralisée de l'hydrogène, les producteurs Suisses d'hydrogène s'attendent à ce que la demande future soit couverte par l'électrolyse à base d'électricité renouvelable, ce qui nécessiterait un approvisionnement en électricité à faible coût et en continu.

Les perspectives pour l'utilisation future de l'hydrogène dépendent des ambitions de réduction des émissions de CO₂ dans les secteurs de l'utilisation finale de l'énergie et de la compétitivité des applications de l'hydrogène par rapport aux options alternatives. Selon des analyses, l'utilisation directe de l'hydrogène pour satisfaire la demande en énergie pourrait atteindre environ 3 TWh/an (2% de la consommation finale) d'ici 2050, si des politiques climatiques strictes sont mises en place [13].

9 Power-to-X et le secteur des transports

9.1 Aviation

Les carburants synthétiques à base d'électricité représentent l'une des rares options de réductions des émissions de CO₂ de l'aviation, qui est actuellement entièrement basée sur les combustibles fossiles et qui affiche des taux de croissance élevés. Le remplacement des carburants liquides par des systèmes de propulsion électriques est difficile en raison de la forte densité énergétique requise.

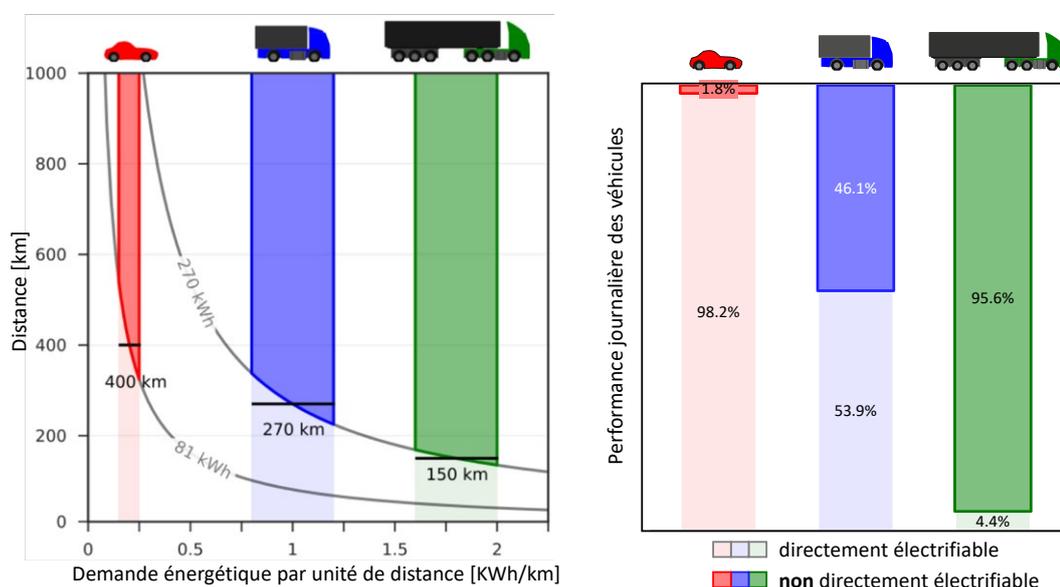
À l'heure actuelle, il n'existe aucune obligation légale de comptabiliser les émissions de GHG provenant de l'aviation internationale et de réduire ces émissions. Toutefois, en 2016, 191 États membres de l'Organisation de l'aviation civile internationale (ICAO), dont la Suisse, ont adopté un programme de compensation et de réduction de carbone pour l'aviation internationale (CORSIA) [31]. Il vise à limiter les émissions de CO₂ aux niveaux de 2020 et à mainte-

nir une croissance neutre en carbone à partir de 2021. Les carburants d'aviation synthétiques pourraient jouer un rôle majeur dans la réalisation de ces objectifs. Etant donné que la réglementation n'est pas encore finalisée et que les technologies de production de carburants synthétiques liquides ne sont pas encore disponibles à grande échelle, l'analyse qui suit sera consacré au transport routier.

9.2 Transport routier

Les carburants synthétiques P2X peuvent réduire l'empreinte carbone du transport routier, qui est actuellement responsable de près de 40% des émissions de CO₂ nationales en Suisse. Les voitures particulières contribuent aux deux tiers environ de ces émissions. Une réduction substantielle et rapide des émissions de GHG liées à la mobilité nécessite des changements radicaux des technologies des véhicules et des

Figure 9.1: Électrification directe ou indirecte des voitures et des camions. Panneau de gauche [33]: compromis entre la demande en énergie spécifique et la portée des voitures (rouge), des camions rigides (18t, bleu) et des camions articulés (40t, vert). Les courbes hyperboliques indiquent la quantité d'énergie stockée dans un véhicule. Les deux courbes affichées indiquent les capacités de batterie spécifiques correspondant aux véhicules actuellement disponibles. Leur intersection avec la demande spécifique en énergie de chaque type de véhicule donne la distance maximale qui peut être parcourue sans recharge. Par conséquent, la zone située sous les trois courbes du graphique indique l'espace d'application du véhicule électrique (électrification directe). Panneau de droite (adopté de [33]): Part de la performance journalière pouvant directement être électrifiées (en tant que part du total des kilomètres-véhicules) en fonction de la portée maximale indiquée dans le panneau de droite. Calculs basés sur [32].





Les habitudes de conduite déterminent le choix des technologies.

carburants. L'évaluation du potentiel des carburants synthétiques doit faire la distinction entre les véhicules neufs et existants.

Alors que les nouveaux véhicules peuvent être électrifiés directement via des transmissions électriques (véhicules électriques à batterie – BEV ou véhicules à pile à combustible – FCEV), le parc existant peut être électrifié indirectement avec des carburants synthétiques à base d'électricité renouvelable. Les durées de vie typiques des véhicules de tourisme (10 à 20 ans) fixent une limite temporelle pour le remplacement du parc existant par de nouvelles technologies – les systems de propulsion classiques détiendront encore d'importantes parts du parc automobile à moyen terme. Il convient également de tenir compte des infrastructures existantes et de leur transformation. Les changements technologiques dans le secteur de la mobilité sont partiellement déterminés par les habitudes de conduite des consommateurs [32]. Par rapport à la moyenne (courtes distances journalières), un petit nombre de véhicules à kilométrage élevé contribuent de manière disproportionnée au kilométrage total du parc de véhicules suisse. Les proportions de conducteurs de courte distance et de ceux de longue distance sont en corrélation avec les proportions de véhicules directement et indirectement électrifiables, ce qui est représenté dans le panneau de droite de la figure 10.1. Actuellement, toutes les nouvelles technologies de véhicules ne peuvent pas satisfaire tous les types de conduite. L'autonomie des véhicules électriques à batterie est limitée – les voitures particulières actuelles ont une autonomie de l'ordre de 200 à 400 km, les petits camions d'environ 250 km (panneau de gauche de la figure 9.1). Les camions lourds électriques à batterie sont encore peu disponibles. La figure 9.1 montre que l'électrification indirecte du parc de camionsoffre un grand potentiel d'ap-

plication pour les carburants synthétiques, car la gamme d'applications des véhicules électriques à batterie est ici limitée. S'appuyer sur la technologie des véhicules existants permet d'obtenir des avantages d'échelle et donc des avantages économiques. Considérant l'ensemble de la chaîne de conversion énergétique (du puits à la roue), les véhicules fonctionnant avec des carburants P2X ont besoin d'environ 2 à 4 fois plus d'électricité que les BEV. Cependant, les technologies P2X permettent un découplage à la fois spatial et temporel (à court et à long terme) de la production et de l'utilisation de carburant, ce qui peut constituer un atout important pour un futur système énergétique comportant une part élevée de production intermittente d'électricité renouvelable. Une combinaison optimale du potentiel de rendement élevé des BEV et du potentiel de flexibilité offert par les carburants

P2X pourrait conduire à une réduction de CO₂ plus importante que les BEV seuls. L'électrification directe et indirecte (via les combustibles BEV et P2X) sont donc complémentaires. Le coût total de possession (TCO) des voitures particulières représente une part relativement faible des coûts énergétiques (carburant/électricité) par rapport aux autres éléments de coût (Figure 10.2). Cela a des implications positives pour le déploiement de carburants synthétiques. Sans taxes, les carburants synthétiques sont actuellement 2 à 3 fois plus chers que les carburants fossiles (à la station-service). Les coûts d'infrastructure de distribution de carburant et de ravitaillement en carburant pour le SNG et l'hydrogène dépendent fortement du degré d'utilisation - plus le nombre de véhicules SNG et de FCEV en service est élevé, plus les coûts par unité d'énergie alimentée sont bas. À l'inverse des BEV: plus les BEV sont

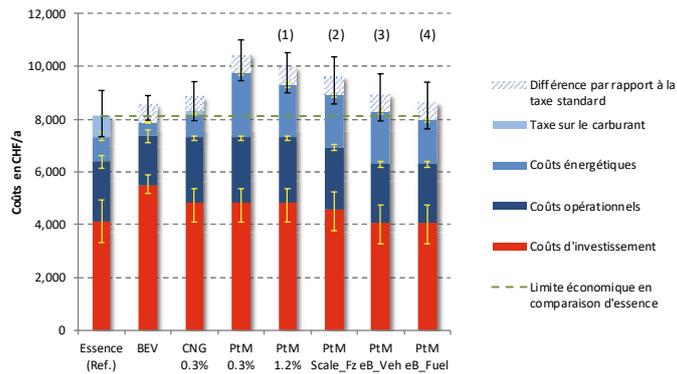


Figure 9.2: Calcul du coût total de possession (total cost of ownership – TCO) d'un véhicule à essence, d'un véhicule électrique et de véhicules utilisant le gaz naturel comprimé (Compressed Natural Gas – CNG) ou le gaz naturel synthétique (Synthetic Natural Gas – SNG), les deux avec une pénétration de marché de base de 0,3%. Les coûts des véhicules électrique-méthane (Power-to-Methane – P2M) sont également calculés en tenant compte des effets de réduction des coûts suivants: (1) pénétration accrue du marché des véhicules CNG de 0,3% à 1,2%; (2) économies d'échelles – Scale_Fz) prix d'achat réduit en raison de l'augmentation des volumes de vente; (3) (les bénéfices environnementaux des véhicules – eB_Veh) prise en compte des avantages environnementaux du véhicule; (4) (les bénéfices environnementaux des sources d'énergies – eB_Fuel) prise en compte des avantages environnementaux du carburant.



Un large déploiement des carburants P2X est nécessaire pour couvrir les coûts d'infrastructure.



Alors que les carburants gazeux (P2M) nécessitent la construction de stations de remplissage de gaz sur l'ensemble du territoire, les carburants liquides synthétiques (P2L) peuvent être intégrés directement dans l'infrastructure existante.

chargés sur le réseau électrique, plus les dépenses pour les lignes électriques et les bornes de recharge seront élevées.

La Figure 9.2 montre l'impact de l'augmentation des ventes et de la monétisation potentielle de la réduction des émissions de CO₂ des voitures compactes au SNG par rapport aux voitures à essence actuelles ou aux BEV en termes de coûts annuels. Alors que le coût total de possession est nettement plus élevé pour les voitures SNG (P2M) aujourd'hui, une augmentation des parts de marché de ces véhicules (de 0,3% à 1,2%), ainsi qu'une monétisation des réductions de CO₂ conformément à la réglementation sur le CO₂ pour le nouveau parc de voitures particulières, entraîneraient des coûts annuels très similaires tant pour les véhicules à essence et que pour les voitures SNG. 

Essentiellement, les carburants P2X peuvent devenir compétitifs dans certaines conditions:

1. Un degré élevé de maturité des technologies P2X.

Cette maturité est déjà atteinte aujourd'hui pour la production d'hydrogène et de méthane dans les installations P2X de taille moyenne. La production de carburant liquide synthétique n'est pas encore au

même niveau, mais est censée l'atteindre dans le future.

2. Un vaste déploiement est nécessaire pour une mise en œuvre économique d'un carburant P2X.

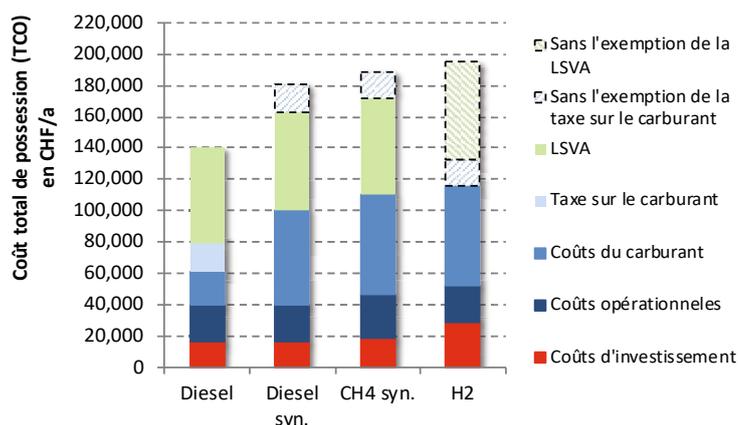
Bien qu'il soit facile de développer à grande échelle les carburants liquides synthétiques puisqu'ils dépendent des véhicules, des aspects logistiques et des stations-service existants, le défi est plus difficile pour le SNG. Les parts de marché des véhicules SNG nouvellement vendus devraient être considérablement augmentées pour atteindre au moins 2-4%. Seules de telles parts de marché permettent d'amortir les coûts d'investissement élevés des stations-service SNG.

3. Un cadre de réglementation bénéfique.

Dans le projet de règlement sur le CO₂ émis par les voitures particulières et les véhicules utilitaires légers en Suisse, la réduction des émissions de CO₂ dues aux carburants synthétiques est prise en compte et les avantages pour l'environnement peuvent être monétisés (voir (4) à la Figure 9.2).

Le point d'entrée de l'hydrogène pourrait être les poids lourds, étant donné que les véhicules électriques ne sont pas soumis à la taxe sur les poids lourds (LSVA). Cela représente un avantage important, puisque 50% du TCO des poids lourds sont des prélèvements légaux (LSVA et taxe sur les carburants). En raison de l'exonération des véhicules électriques des taxes statutaires, les camions à pile à combustible alimentés à l'hydrogène peuvent déjà avoir un coût total de possession similaire à celui des camions diesel, même si le prix d'achat du camion est trois fois plus élevé (Figure 9.3). Les voitures particulières à pile à hydrogène ne bénéficient toutefois pas de ces conditions: en raison du prix d'achat élevé, les coûts d'investissements augmentent considérablement et ne sont pas compensés par de faibles coûts d'exploitation. 

Figure 9.3: Calcul du TCO («total cost of ownership», coût total de possession) pour un camion de 28 tonnes utilisant du diesel, du diesel synthétique ou du méthane, ou de l'hydrogène avec une pile à combustible (H₂).



10 Power-to-X dans l'industrie



Raffinerie suisse est le plus grand consommateur d'hydrogène, autres petits consommateurs dans l'industrie chimique.

10.1 Le rôle de l'hydrogène

L'hydrogène est un important vecteur énergétique et une matière première pour la production de produits chimiques de base, de carburants synthétiques et de lubrifiants. L'hydrogène peut également être utilisé comme gaz réducteur ou comme gaz inerte, par exemple dans l'industrie du minerai de fer ainsi que pour la production de verre plat. Dans certains processus de production industrielle, l'hydrogène est un sous-produit et il est vendu ou utilisé ailleurs, comme dans le craquage d'hydrocarbures dans les raffineries, dans l'électrolyse chlore-alcali et dans la production d'acétylène. Dans les grands pôles de production de l'industrie chimique (par exemple à Leuna/Bitterfeld et dans la région de Hambourg en Allemagne), les réseaux d'hydrogène relient les producteurs aux consommateurs. Les grandes installations de production et les réseaux intégrés de produits chimiques permettent de fournir de l'hydrogène à des coûts relativement bas. Dans de tels réseaux, la technologie P2X peut être intégrée en tant que technologie complémentaire d'approvisionnement en hydrogène. Souvent, les processus industriels fonctionnent en continu et nécessitent un apport fiable de matières premières telles que l'hydrogène. Par conséquent, les technologies P2X avec approvisionnement en électricité renouvelable intermittente doivent être conçues avec des capacités de production suffisantes et un stockage d'hydrogène intégré pour éviter toute interruption de l'alimentation en matière première. La compétitivité de l'hydrogène issu des technologies P2X dépend toutefois largement de l'existence d'une politique climatique rigoureuse, compte tenu des faibles coûts d'approvisionnement en hydrogène résultant de la production à partir de combustibles fossiles.

10.2 Industrie Suisse

En Suisse, l'industrie représentait 18% de la demande d'énergie finale en 2015, le gaz naturel et l'électricité représentant plus de 60% de la demande totale d'énergie industrielle. Près de la moitié de la demande finale en énergie a été utilisée pour la production de chaleur. Avec plus de 20% de la consommation finale d'énergie de l'industrie, l'industrie chimique est l'un des secteurs qui consomme le plus. Contrairement à d'autres pays, où la production de masse de produits chimiques de base représente une part importante de l'industrie chimique, le secteur chimique suisse est très spécialisé. Il fabrique plus de 30 000 produits et cible plus particulièrement la production de produits spécialisés, par exemple les produits pharmaceutiques, vitamines, produits chimiques de synthèse et substances pour le diagnostic et la protection des végétaux.

La consommation d'hydrogène en Suisse en 2018 s'est élevée à environ 13 000 tonnes. La raffinerie à Cressier représente le plus gros consommateur avec environ 85% de la consommation totale [34]. Les autres petits consommateurs appartiennent à l'industrie horlogère, à l'industrie chimique et pharmaceutique et à la production de pierres synthétiques. Environ 90% de l'hydrogène est produit à partir de combustibles fossiles. L'hydrogène de la raffinerie à Cressier est produit sur place à partir de naphta et de méthane, tandis que l'hydrogène de l'usine chimique LONZA à Visp est composé de gaz de pétrole liquéfié. Une petite fraction est produite à partir d'électrolyse chlore-alcali ou d'électrolyse de l'eau. Depuis la fermeture de la production d'engrais à Viège, début 2018, qui était en plus de la raffinerie un consommateur important d'hydrogène, il y a une surcapacité importante dans la production d'hydrogène en Suisse avec environ 21 500 t/an. 

11 Intégration du Power-to-X sur plusieurs marchés



Les revenus provenant de la vente de produits et services sur différents marchés augmenteraient la rentabilité de P2X.

La combinaison de différentes applications et donc du potentiel de desservir différents marchés constitue un avantage clé des technologies P2X. Les différents procédés P2X permettent un certain nombre d'applications distinctes, desservant les différents marchés décrits. Par conséquent, les analyses de rentabilisation de P2X peuvent potentiellement s'appuyer sur plusieurs sources de revenus. D'un point de vue économique, la nature multi-marchés/applications du P2X présente deux avantages principaux:

1. Il offre la possibilité d'étendre un investissement dans le futur en ajoutant d'autres procédés pas à pas
2. L'accès à plusieurs marchés distincts permet une flexibilité opérationnelle

Plusieurs applications peuvent également être combinées avec la prestation de services auxiliaires pour les réseaux électriques. La possibilité de desservir différents marchés non seulement augmente potentiellement les revenus, mais peut potentiellement réduire également l'exposition globale au risque de marché et donc les coûts des projets d'investissement. La mesure dans laquelle la flexibilité multi-marchés crée une option réelle valable (soit en terme d'investissement d'extension, soit en terme de flexibilité de production) et améliore en conséquence le profil de risque des projets d'investissement, dépend de la corrélation des prix pouvant être atteinte sur les différents marchés. Du fait des faibles corrélations entre les prix du gaz naturel (méthane), de l'électricité et des réserves de capacité, la combinaison de ces différents volets peut entraîner une diminution des risques globaux. La «véritable option» consistant par exemple de l'extension d'une installation d'électrolyse avec un procédé de méthanation pourrait donc devenir pertinente à l'avenir. 

La principale limitation pour la combinaison d'applications est l'emplacement de l'installation P2X, qui détermine l'accès à l'électricité à bas prix, au réseau de gaz, éventuellement à un réseau de chauffage, ainsi qu'à une source de CO₂. Étant donné l'ampleur des coûts d'investissement pour les unités P2X à grande échelle, leur emplacement devrait être choisi en gardant à l'esprit la possibilité d'une extension ultérieure.

12 Power-to-X et la politique d'innovation

12.1 Renforcement du marché intérieur

Bien que les technologies P2X coûtent encore cher, leur coûts peut diminuer dans le future grâce à l'apprentissage par la pratique, l'utilisation et les interactions. Les décideurs politiques peuvent prendre des mesures pour promouvoir les technologies P2X en encourageant les processus d'apprentissage. Puisque la plupart des sous-systèmes peuvent être considérés comme des technologies de conception intensive, l'apprentissage par l'utilisation et l'interaction des intégrateurs de technologies avec les utilisateurs de technologies semblent être les processus d'apprentissage les plus pertinents. À cette fin, le marché intérieur est favorable, car il est caractérisé par une demande stable [35]. En conséquence, les politiques renforçant le marché intérieur représentent des politiques d'innovation plus efficaces que de simples subventions technologiques. En raison de la complexité relativement faible de la fabrication des composants, il n'est pas nécessaire d'avoir une taille de marché importante et croissante pour les composants des unités P2X, ce qui pourrait être considéré comme irréaliste dans le cas de la Suisse. 

En raison de la faible complexité des technologies d'électricité-à-hydrogène-à-électricité («Power-to-Hydrogen-to-Power»), il ne faut pas s'attendre à des effets importants d'apprentissage par l'utilisation, par la pratique ou par l'interaction. Ceci est différent pour les installations de méthanation, de Fischer Tropsch et de synthèse de méthanol. Des entretiens avec des experts soulignent que les économies d'échelle sont particulièrement importantes dans le cas de ces deux derniers sous-systèmes. Par conséquent, pour les configurations comprenant l'un ou l'autre de ces procédés, des installations de grande taille seraient néces-

saires. Compte tenu de la taille du marché suisse, cela semble trop ambitieux. Par conséquent, le soutien à la R&D pour permettre l'apprentissage par la recherche dans les configurations P2X en utilisant une réaction de Fischer-Tropsch et/ou de méthanol semble être une option plus réaliste en Suisse. En outre, des collaborations de recherche et de démonstration technologique avec des pays ayant un marché potentiel plus important peuvent être une option. Une politique de soutien à la méthanation, où les économies d'échelle ne sont pas aussi importantes que pour Fischer-Tropsch, par exemple, semble plus appropriée pour la Suisse du point de vue de la politique d'innovation.

12.2 Interaction entre producteurs et utilisateurs

Soutenir des installations P2X dans différents domaines d'utilisation (utilisant différentes sources de CO₂ et d'énergie) pourrait permettre d'acquérir un apprentissage par l'utilisation plus important que le simple soutien d'une configuration standard. Afin d'accroître l'interaction entre utilisateurs et producteurs, des réseaux d'utilisateurs, de producteurs et de régulateurs locaux devraient être formés autour de ces projets afin de capturer l'entièreté de la chaîne de valeur des installations P2X. À cette fin, une option serait de ne rendre les subventions disponibles que pour les consortiums comprenant des utilisateurs et des producteurs. En outre, des incitations à la performance doivent être envisagées, par exemple en accordant des subventions pour des fonctionnalités de produit innovantes. Parallèlement, le soutien aux politiques devrait être ajusté périodiquement pour tenir compte de l'apprentissage technologique et des réductions de coûts qui en résultent. Pour permettre



La recherche et l'innovation devraient être centrées sur l'intégration optimale du P2X dans le système énergétique.



Les applications en vue de l'apprentissage sont importantes et un marché domestique.

des ajustements fondés sur les coûts, l'appui aux politiques doit être lié à la communication des données relatives aux coûts et aux performances (au moins au responsable des politiques). Enfin, afin de réduire le coût des stratégies de déploiement pour de telles configurations P2X, des outils de réduction des risques, qui réduisent le coût de financement des projets P2X, pourraient être utilisés (par l'intermédiaire du Fonds technologique d'OFEN). 

13 Aspects juridiques liés au Power-to-X



La législation suisse traite le P2X différemment du pompage-turbinage, avec des conséquences négatives sur les coûts.

13.1 Réglementation générale

Les réglementations légales générales applicables à toutes les installations P2X concernent les procédures de planification et d'approbation, le droit de l'environnement, les réglementations de sécurité et le statut du P2X en tant que consommateur final. En ce qui concerne la planification structurelle, les usines P2X ne doivent probablement pas être incluses dans le plan directeur, car la taille des unités et les impacts sur le paysage sont relativement faibles. Les règles de sécurité doivent être prises en compte si de l'hydrogène et du méthane sont produits.

13.2 Statut des systèmes P2X en tant que consommateurs finaux et producteurs d'électricité

La loi est ambiguë quant à savoir si le P2X doit être considéré comme un «consommateur final». Si oui, les centrales P2X devront payer des frais de réseau d'électricité. La proposition de classer explicitement tous les systèmes de stockage, à l'exception des centrales de pompage, comme consommateurs finaux dans une ordonnance révisée sur l'approvisionnement en électricité a été retirée après de nombreuses critiques lors de la procédure de consultation.  La réglementation relative aux systèmes P2X qui réinjectent de l'électricité dans le réseau permettrait de définir la technologie P2X comme des producteurs d'électricité, ce qui créerait des conditions particulières pour l'emplacement et l'accès au réseau électrique. Une incertitude juridique existe quant au traitement de la production électrique du P2X raccordé en direct à une source d'énergie renouvelable: dans l'idéal, la loi soutiendrait la définition de la production d'électricité comme renouvelable, si les sources d'origine correspondantes de

l'électricité utilisée en électrolyse peuvent être vérifiées. Une telle disposition, cependant, manque dans la loi jusqu'à présent.

13.3 P2X comme investissement pour le réseau électrique

Si l'injection d'électricité à partir de sources renouvelables nécessite des investissements dans les technologies P2X au niveau du réseau de distribution, ces coûts pourraient être remboursés en vertu de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl). Dans ce cas, ElCom devrait approuver les coûts et Swissgrid devrait rembourser le gestionnaire du réseau de distribution. Bien que les investissements dans les infrastructures futures fassent souvent l'objet d'une surveillance réglementaire critique, la législation récente a introduit la possibilité de rembourser les coûts de certaines mesures de réseau innovantes.

13.4 Règles de séparation des activités

Déterminé par les règles de séparation des activités, la loi suisse distingue les responsabilités des producteurs d'électricité, des gestionnaires de réseau de transport et des distributeurs d'électricité, ce qui peut interdire à certains acteurs du marché de l'électricité d'exploiter des systèmes P2X. Selon la loi sur la séparation des activités, les sociétés productrices d'électricité sont autorisées à exploiter des stockages, et donc la technologie P2X. Pour les entreprises exploitant un réseau de distribution, la loi suisse prévoit uniquement la séparation des informations financières. Par conséquent, ces opérateurs seraient probablement en mesure d'exploiter des unités P2X, à condition que ces activités soient séparées de l'exploitation du réseau dans les rapports financiers, et, entre

autres, qu'il n'y ait pas de subventions croisées. Inversement, Swissgrid, le gestionnaire du réseau de transport, n'est pas autorisé à participer à la production d'électricité.

13.5 Réglementation du marché du gaz

Le biogaz et le méthane synthétique font déjà partiellement partie des réglementations et directives du marché suisse du gaz. Cependant, d'autres réglementations doivent être modifiées pour assurer l'égalité d'accès aux technologies P2X. Cela permet, par exemple, aux installations de recherche et de démonstration existantes d'injecter dans le réseau de gaz. Toutefois, les opérateurs P2X ne peuvent probablement pas compter sur la «Convention d'accès au réseau pour le gaz naturel», ce document étant destiné aux gros consommateurs de gaz et non aux producteurs qui souhaitent injecter du gaz dans le réseau. Étant donné que la technologie P2X injecterait du gaz à des niveaux de réseau inférieurs, une clarification juridique est nécessaire en ce qui concerne l'accès au réseau de distribution, qui n'est pas défini dans les règlements de la Loi sur les installations de transport par conduites.

13.6 Réglementation concernant le secteur des transports

La législation applicable au secteur des transports peut inciter les importateurs de combustibles fossiles à investir dans le P2X afin de compenser une partie des émissions de carbone résultant des combustibles importés. Cela pourrait créer une source de revenus supplémentaire pour le P2X. En ce qui concerne le traitement de l'hydrogène et du méthane produits à partir de sources biogéniques, il existe une incertitude quant au calcul de l'intensité



L'application de la rémunération pour l'utilisation du réseau égale pour différentes technologies de stockage est essentielle pour la compétitivité du P2X.

en carbone des véhicules alimentés au gaz en fonction de la part biogène du mélange de gaz. La loi sur l'imposition des huiles minérales est explicite sur le traitement des carburants biogéniques. Lorsqu'ils sont utilisés comme carburant, l'hydrogène, le méthane synthétique, le méthanol et d'autres carburants synthétiques du P2X sont exemptés de la taxe sur les huiles minérales si l'énergie utilisée provient de sources renouvelables et si certains critères environnementaux sont remplis.

13.7 Réglementation relative au secteur du chauffage

La législation relative à la taxe sur le CO₂ offre donc des avantages pour l'utilisation des produits P2X dans le secteur du chauffage. Les réglementations sont principalement définies dans le Modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC 2014), qui ne sont pas directement applicables, mais que les cantons peuvent mettre en œuvre. Actuellement, toutefois, les gaz renouvelables provenant du P2X ne sont pas considérés comme faisant partie des solutions standard du MoPEC. Étant donné que la taxe sur le CO₂ ne s'applique qu'aux sources d'énergie fossiles, la législation relative à la taxe sur le carbone peut offrir des avantages pour l'utilisation des produits P2X pour

le chauffage, car les sources d'énergie de synthèse ne sont pas visées par cette disposition. Cela créerait une incitation à utiliser des combustibles synthétiques biogéniques par rapport aux combustibles fossiles. En outre, l'hydrogène et le méthane synthétique utilisés comme combustibles ne sont pas assujettis à la taxe sur les huiles minérales.

13.8 Impact réglementaire sur les modèles économiques

Le cadre juridique a plusieurs implications pour les modèles commerciaux P2X - en particulier en ce qui concerne la question actuellement débattue, à savoir si la rémunération pour l'utilisation du réseau doit être payée. Si tel était le cas (comme cela était envisagé dans le projet de consultation de l'ordonnance révisée sur l'approvisionnement en électricité), cela va :

- réduire la rentabilité globale de toute installation P2X qui stocke l'électricité du réseau public,
- définir des incitations pour ne plus utiliser le réseau public, mais stocker l'électricité directement à partir de la production d'électricité renouvelable à la place

Cette dernière incitation peut avoir des implications supplémentaires. Les sources de carbone industrielles ne sont souvent pas situées

à proximité de la production d'électricité renouvelable (décentralisée). Étant donné qu'une éventuelle obligation de payer la rémunération pour l'utilisation du réseau inciterait à installer des centrales P2X à proximité de sources d'électricité renouvelables, cela limiterait les possibilités d'utilisation de sources de carbone industrielles à grande échelle. Toutefois, la rémunération pour l'utilisation du réseau pour la consommation d'électricité du P2X peut inciter à utiliser d'autres sources de CO₂ pour la production de gaz ou de carburants synthétiques, tels que le captage direct de l'air, qui sont probablement associés à des coûts de CO₂ plus élevés, si de l'électricité locale bon marché n'est pas disponible. Il est clair que le cadre législatif peut avoir des conséquences importantes pour le déploiement de nouvelles technologies et doit être conçu pour prendre en charge les options qui contribuent efficacement à la réalisation des objectifs superordonnés.

14 Remerciements

Les auteurs remercient l'Agence suisse pour l'encouragement de l'innovation Innosuisse et l'Office fédéral de l'énergie pour le financement de l'activité conjointe des centres de compétences suisses pour la recherche énergétique («Swiss Competence Centers for Energy Research», SCCER) qui a abouti à ce Livre blanc. Les auteurs tiennent également à exprimer leurs remerciements à Aymane Hassan, Adélaïde Calbry-Muzyka et Alexane Dubois pour leur soutien en matière de traduction ainsi qu'à Monika Blétry pour la mise en page du Livre blanc.

15 Abréviations

Véhicules électriques à batterie – Battery Electric Vehicles (BEV)
 Coûts d'investissement – Capital costs (CAPEX)
 Système de compensation et de réduction des émissions de carbone pour l'aviation internationale
 Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA)
 Stockage d'énergie par air comprimé – Compressed Air Energy Storage (CAES)
 Gaz naturel comprimé – Compressed Natural Gas (CNG)
 Véhicule électrique – Electric Vehicle (EV)
 Système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne – Emission Trading Scheme of the European Union (EU ETS)
 Véhicule électrique à pile à combustible – Fuel Cell Electric Vehicle (FCEV)
 Gaz à effet de serre – Greenhouse Gas (GHG)
 Taxe sur les poids lourds – Heavy goods vehicle tax (LSVA)
 Pouvoir calorifique supérieur – Higher Heating Value (HHV)
 Organisation de l'aviation civile internationale – International Civil Aviation Organization (ICAO)
 Véhicule à moteur à combustion interne – Internal Combustion Engine Vehicle (ICEV)
 Analyse du cycle de vie – Life Cycle Assessment (LCA)
 Pouvoir calorifique inférieur – Lower Heating Value (LHV)
 Mégawatt-électrique – Megawatt-electric (MWe)
 Transformation du méthanol en oléfine – Methanol-to-Olefin (MTO)
 Gaz naturel – Natural Gas (NG)
 Exploitation et entretien – Operation and Maintenance (O&M)
 Éther d'oxyméthylène – Oxymethylene Ether (OME)
 Coûts opérationnels – Operational costs (OPEX)
 Photovoltaïque – PhotoVoltaic (PV)
 Électricité-à-Hydrogène – Power-to-Hydrogen: P2H)
 Électricité-aux-Liquides – Power-to-Liquids: P2L)
 Électricité-au-Méthane – Power-to-Methane: P2M)
 Électricité-à-Électricité – Power-to-Power: P2P)
 Électricité-à-X – Power-to-X: P2X)
 Membrane à électrolytique polymère – Polymer Electrolyte Membrane (PEM)
 Recherche et développement – Research and Development (R&D)
 Electrolyseurs à oxyde solide – Solid Oxide Electrolysis Cells (SOEC)
 Office fédéral de l'énergie – Swiss Federal Office of Energy (SFOE)
 Gaz naturel synthétique – Synthetic Natural Gas (SNG)
 Coût total de possession – Total Cost of Ownership (TCO)
 Taxe sur la valeur ajoutée – Value Added Tax (VAT)
 Du puits à la roue – Well-to-Wheel (WTW)

16 Glossaire

- **Électrolyse alcaline:** utilise une solution alcaline, par exemple de l'hydroxyde de sodium ou de l'hydroxyde de potassium, comme électrolyte et constitue la technologie la plus mature disponible sur le marché pour la production d'hydrogène avec des rendements de l'ordre de 50 à 70%.
- **Synthèse de l'ammoniac:** l'hydrogène est mis en réaction catalytique avec l'azote (dérivé de l'air de traitement) pour former de l'ammoniac liquide anhydre: $N_2 + 3H_2 \leftrightarrow 2NH_3$
- **Digestion anaérobie ou méthanisation:** processus chimiques dans lesquels la matière organique est décomposée par des micro-organismes en l'absence d'oxygène.¹
- **Services auxiliaires:** marchés de l'équilibrage du réseau (régulation des fréquences)
- **Valorisation ou épuration du biogaz:** raffinage du biogaz brut en biométhane propre (élimination des impuretés) qui peut ensuite être injecté dans le réseau de gaz naturel.²
- **Sources de CO₂ biogènes:** offre de CO₂ basé sur la conversion des résidus de bois par gazéification indirecte du bois et méthanation du gaz produit, puis élimination du CO₂.
- **Substrats biogènes:** boues d'épuration, déchets verts, résidus agricoles et fumier.
- **Réacteur biologique:** utilise des microorganismes méthanogènes dans des conditions anaérobies.
- **Électrolyse chlore-alcali:** procédé chimique pour l'électrolyse du chlorure de sodium produisant du chlore et de l'hydroxyde de sodium
- **Cogénération:** dispositif qui utilise un moteur thermique ou une source d'énergie pour produire de l'électricité et de la chaleur utile.
- **Certificats d'émission de CO₂:** quantité d'émissions de CO₂ qui doit être compensée qui font partie d'une bourse/mécanisme d'échange de CO₂.
- **Mode co-électrolyse:** production de gaz synthétique à partir de vapeur d'eau et de dioxyde de carbone
- **Compressed Air Energy Storage (CAES):** technique de stockage de l'électricité: l'électricité sert à comprimer l'air stocké dans des formations souterraines (cavernes de sel ou de roches ou mines abandonnées) ou dans des réservoirs (P2G en Suisse); l'expansion de l'air comprimé produit de l'électricité.
- **Production décentralisée:** électricité produite dans des centrales décentralisées d'énergie renouvelable telles que l'énergie solaire photovoltaïque et éolienne.
- **Demande numérisée:** compteurs intelligents, systèmes de gestion de l'énergie, réponse automatisée à la demande ou micro-réseaux.³
- **Captage direct de l'air:** méthode de captage du carbone qui sépare le CO₂ de l'air
- **Électrolyse:** procédé électrochimique qui transforme l'électricité et l'eau en une forme d'énergie gazeuse (hydrogène et oxygène).
- **Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE):** un marché où les quotas d'émission et les certificats de réduction des émissions sont échangés, permettant ainsi de réduire les émissions de CO₂ au moindre coût.
- **Réaction endothermique:** procédé chimique absorbant de l'énergie sous forme de chaleur.
- **Mesures d'économie d'énergie:** mesures visant à réduire la consommation d'énergie (isolation thermique, éclairage LED...)
- **ENTSO-E:** 43 gestionnaires de réseaux de transport d'électricité de 36 pays d'Europe
- **Fischer-Tropsch:** procédés de conversion de gaz contenant de l'hydrogène et du monoxyde de carbone en produits hydrocarbonés: $CO_2 + H_2 \rightarrow CO + H_2O$; $CO + H_2 \rightarrow C_xH_yOH + H_2O$
- **Centrales électriques flexibles:** électricité produite de manière flexible telle dans des centrales à gaz par exemple
- **Pouvoir calorifique supérieur:** tient compte de la chaleur latente de la vaporisation de l'eau dans les produits de réaction.
- **Le craquage des hydrocarbures:** les hydrocarbures sont divisés en molécules plus petites en brisant les liaisons carbonées en fonction de la température et de la présence des catalyseurs.
- **Coût actualisé:** un indicateur économique du coût total de construction et d'exploitation d'une centrale électrique au cours de sa durée de vie par unité de production d'énergie.
- **Coûts de production d'électricité:** un indicateur économique des coûts totaux de construction, d'exploitation et de démantèlement d'une centrale électrique pendant sa durée de vie par unité de production d'énergie.
- **Analyse du cycle de vie (ACV):** donne un aperçu de la performance environnementale des produits et services, en tenant compte de la production, de l'utilisation et de l'élimination/du recyclage des produits, des chaînes d'approvisionnement et des infrastructures connexes.
- **Pouvoir calorifique inférieur:** suppose que la chaleur latente de la vaporisation de l'eau dans les produits de réaction n'est pas récupérée.⁴
- **Méthanation:** l'hydrogène et le dioxyde de carbone sont combinés par une réaction catalytique chimique ou biologique.
- **Synthèse du méthanol:** hydrogénation du monoxyde de carbone ou du dioxyde de carbone: $CO_2 + 3 H_2 \leftrightarrow CH_3OH + H_2O$
- **Services système:** Service pour assurer l'exploitation du réseau électrique (régulation de fréquence)
- **Membrane à électrolytique polymère (PEM):** utilise des membranes polymères échangeuse de protons comme électrolyte et matériau de séparation entre les différentes sections de la cellule d'électrolyse.

- *Power-to-X (P2X)*: Electricité-à-Hydrogène, électricité-aux-Liquides, électricité-au-Méthane, Electricité-à-X-à-Electricité: une classe de technologies innovantes qui utilisent un procédé électrochimique pour convertir l'électricité en un vecteur d'énergie gazeux ou liquide ou en un produit chimique.
- *Réserve de réglage primaire*: entretien et utilisation de la capacité de la centrale électrique pour assurer la fréquence du réseau de 50 Hz à ± 200 mHz.
- *Pompage-turbinage*: utilise l'énergie excédentaire pour pomper l'eau d'un réservoir inférieur pour l'emmagasiner dans un réservoir supérieur.
- *Mode inversé*: fonctionnement en pile à combustible plutôt qu'en mode électrolyse.
- *Réserve de réglage secondaire*: équilibre l'offre et la demande d'électricité; fonctionne jusqu'à 15 minutes.
- *Electrolyseurs à oxyde solide (SOEC)*: électrolyse de l'eau utilisant un oxyde solide, ou électrolyte céramique.⁵
- *Vaporeformage du méthane*: procédé chimique dans lequel le méthane du gaz naturel est chauffé à la vapeur pour produire du monoxyde de carbone et de l'hydrogène.
- *Combustible/Carburant liquide synthétique*: combustibles ou carburants résultant de la conversion de l'hydrogène en hydrocarbures liquides.
- *Gaz naturel synthétique (SNG)*: gaz synthétique (substitut du gaz naturel) produit à partir du charbon ou de l'électrolyse, par exemple.
- *Coût total de possession (TCO)*: prix d'achat d'un actif plus les coûts d'exploitation.⁶
- *Centrale électrique virtuelle*: système de commande composé de ressources énergétiques distribuées (énergies renouvelables telles que le solaire et l'éolien) et de consommateurs d'énergie flexibles.⁷
- *Puits à la roue (WTW)*: comprend l'extraction des ressources, la production de carburant, la livraison du carburant au véhicule et l'utilisation finale du carburant dans les opérations du véhicule.⁸

¹ <https://www.britannica.com/science/anaerobic-digestion>

² <https://www.infothek-biomasse.ch>

³ <https://www.weforum.org/agenda/2016/03/perspective-distributed-digital-and-demand-side-energy-technology-implications-for-energy-security/>

⁴ <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/lower-and-higher-heating-values-fuels>

⁵ <https://www.studentenergy.org/topics/steam-methane-reforming>

⁶ <https://www.investopedia.com/terms/t/totalcostofownership.asp>

⁷ <https://www.next-kraftwerke.com/vpp/virtual-power-plant>

⁸ https://definedterm.com/well_to_wheel_wtw

17 Bibliographie

- [1] Deutsche Energie-Agentur, *Power to X: Technologien*. Berlin: Strategieplattform Power to Gas, 2018.
- [2] A. Kurt, F. Ausfelder, "E-Fuels – Mehr als eine Option" Frankfurt am Main, 2017.
- [3] J. Witte, J. Settino, S. Biollaz, T. J. Schildhauer, "Direct catalytic methanation of biogas – Part I: New insights into biomethane production using rate-based modelling and detailed process analysis" *Energy Convers. Manag.*, vol. 171, pp. 750–768, Sep. 2018.
- [4] Deutsche Energieagentur, "Strategieplattform Power to Gas" 2019.
- [5] BioCat, "BioCat Project – Power to gas via biological catalysis" 2019.
- [6] UNFCCC, "Switzerland's intended nationally determined contribution (INDC) and clarifying information" 2015.
- [7] Bundesamt für Umwelt, "Klimapolitik der Schweiz ab 2013" 2018.
- [8] Bundesamt für Energie, "Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017" 2018.
- [9] Federal Office for the Environment, "Greenhouse gas inventory" *Data, indicators and maps*, 2017.
- [10] Eidgenössische Elektrizitätskommission, "System Adequacy 2025 Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025" 2018.
- [11] T. Demiray, H. Weigt, G. Beccuti, I. Schlecht, J. Savelsberg, M. Schillinger, "Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom" 2017.
- [12] A. Fuchs *et al.*, "ISCHESS – Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system" 2017.
- [13] E. Panos; T. Kober; A. Wokaun, "Long-term evaluation of electric storage technologies vs alternative flexibility options for the Swiss energy system" *Applied Energy*, 252, 2019.
- [14] J. de Bucy, "The Potential of Power-To-Gas" 2016.
- [15] T. J. S. J. Durst, A. Rudnevc, A. Dutta, Y. Fu, J. Herranz, V. Kaliginedi, A. Kuzume, A. Permyakova, Y. Paratcha, P. Broekmann, "Electrochemical CO₂ Reduction – A Critical View on Fundamentals, Materials and Applications" *Chimia (Aarau)*, vol. 69, no. 12, pp. 769–776, 2015.
- [16] J. Jechura, "Hydrogen from Natural Gas via Steam Methane Reforming" 2015.
- [17] International Energy Agency IEA, "Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells" Paris, 2015.
- [18] D. W. Keith, D. S. Angelo, D. W. Keith, G. Holmes, D. S. Angelo, K. Heidel, "A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere" *Joule*, vol. 2, pp. 1573–1594, 2018.
- [19] C. Gebald, "Swissmem-Interview Ch. Gebald: 'Eine einzelne Massnahme wird nicht ausreichen, um die Klimaziele zu erreichen'" *Swissmem*, 2018. [Online]. Available: <https://www.swissmem.ch/de/news/news/fragen-an-dr-christoph-gebald-ceo-climeworks.html>. [Accessed: 22-Jan-2019].
- [20] Massachusetts Institute of Technology, "Carbon Capture and Sequestration Database" 2018. [Online]. Available: <https://sequestration.mit.edu>. [Accessed: 20-Aug-2018].
- [21] X. Zhang, C. Bauer, C. L. Mutel, K. Volkart, "Life Cycle Assessment of Power-to-Gas: Approaches, system variations and their environmental implications" *Appl. Energy*, vol. 190, 2017.
- [22] European Commission, *Novel carbon capture and utilisation technologies*. Brussels, 2018.
- [23] B. Cox, C. Bauer, "Umweltauswirkungen von Personenwagen – heute und morgen. Faktenblatt und Hintergrundbericht im Auftrag von energieschweiz." 2018.
- [24] C. Bauer, S. Hirschberg (eds.) *et al.*, "Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies." 2017.
- [25] B. Meier, F. Ruoss, M. Friedl, "Investigation of Carbon Flows in Switzerland with the Special Consideration of Carbon Dioxide as a Feedstock for Sustainable Energy Carriers" *Energy Technol.*, vol. 5, no. 6, pp. 864–876, 2017.
- [26] Teske S. *et al.*, "Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz – Betrachtungen zu Technologien, CO₂, Standorten, Elektrizität, Wirtschaftlichkeit und Einsatz in der Mobilität," 2019.
- [27] F. R. Segundo Sevilla, D. Parra, N. Wyrsh, M. K. Patel, F. Kienzle, P. Korba, "Techno-economic analysis of battery storage and curtailment in a distribution grid with high PV penetration" *J. Energy Storage*, vol. 17, pp. 73–83, 2018.
- [28] EPEX Spot, "Database of spotmarket prices and trade volumes 2015/2016" 2018.

- [29] E. Panos, M. Densing, K. Schmedders, “Oligopolistic capacity expansion with subsequent market-bidding under transmission constraints (OCESM)” *Final Report to the Swiss Federal Office for Energy*. 2017.
- [30] Swissgrid, “Ausschreibungen Regelleistung” 2017.
- [31] International Civil Aviation Organization, “Resolution A39-3: Consolidated statement of continuing ICAO policies and practices related to environmental protection – Global Market-based Measure (MBM) scheme” 2018. [Online]. Available: https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/Resolution_A39_3.pdf.
- [32] Federal Statistics Office and Federal Office for Spatial Development, “Mobility and Transport Microcensus” *Passenger mobility statistics*, 2010. [Online]. Available: <http://www.are.admin.ch/mtmc>. [Accessed: 04-May-2018].
- [33] M. Held, L. Küng, E. Çabukoglu, G. Pareschi, G. Georges, K. Boulouchos, “Future mobility demand estimation based on sociodemographic information: A data-driven approach using machine learning algorithms” *Swiss Transp. Res. Conf.*, 2018.
- [34] F. Lehner, R. Ripken, D. Hart, “Swiss Hydrogen Production and Demand” 2018.
- [35] T. S. Schmidt, J. Huenteler, “Anticipating industry localization effects of clean technology deployment policies in developing countries” *Glob. Environ. Chang.*, vol. 38, 2016.

**Swiss Competence Centers
for Energy Research:
Joint Activity
“White Paper Power-to-X”**

