



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et
de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section MR & EM

Rapport du Septembre 2023

Futur de l'hydrogène en Suisse

Éventuelle régulation du réseau d'hydrogène pour encadrer son développement

Date: Septembre 2023

Lieu: Berne

Mandant:

Office fédéral de l'énergie OFEN
CH-3003 Berne
www.ofen.admin.ch

Mandataires:

E-CUBE Strategy Consultants SA
Avenue de Rumine 33 | 1005 Lausanne | Suisse
nicolas.charton@e-cube.com

Responsable de domaine de l'OFEN: Jessica Hug, jessica.hug@bfe.admin.ch

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

Office fédéral de l'énergie OFEN

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Adresse postale: Office fédéral de l'énergie OFEN, CH-3003 Berne
Tél. +41 58 462 56 11 · fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.ofen.admin.ch



Futur de l'hydrogène en Suisse

Éventuelle régulation du réseau d'hydrogène pour encadrer son développement

Etude réalisée pour l'Office fédéral de l'énergie - OFEN

E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS

[Septembre 2023]

Contact du mandataire :

E-CUBE Strategy Consultants SA

Avenue de Rumine 33 | 1005 Lausanne | Suisse

nicolas.charton@e-cube.com

1 Résumé managérial

Le développement des réseaux d'hydrogène (H₂) s'inscrit dans le cadre plus global de l'approvisionnement stratégique de la Suisse pour ce vecteur énergétique. Actuellement quasi absent du mix énergétique en Suisse, l'hydrogène pourrait être appelé à jouer un rôle pour la décarbonation de certains usages (par exemple ceux difficilement électrifiables) dans la perspective de l'atteinte de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050. Ainsi, l'hydrogène pourrait notamment remplacer une partie de la consommation actuelle de la Suisse en méthane (CH₄), laquelle repose principalement sur du gaz naturel fossile.

La clarification de l'importance sur le long-terme de l'hydrogène dans le mix énergétique suisse fait actuellement l'objet de travaux parlementaires¹ ainsi qu'au DETEC². Cette clarification sera déterminante pour évaluer le besoin en infrastructure de réseau de transport (et ev. de distribution) d'hydrogène, pour l'élaboration de la régulation correspondante et pour les étapes de l'implémentation de cette dernière. En effet, la régulation est un outil qui soutient le développement du réseau et du marché en accord avec les orientations stratégiques nationales d'approvisionnement en énergie.



Figure 1 – Le cadre réglementaire pour l'hydrogène découlera des grandes orientations nationales pour ce vecteur énergétique

En Europe, comme en Suisse, l'infrastructure de transport et distribution d'hydrogène en réseau de conduites est aujourd'hui inexistante en dehors des réseaux d'hydrogène privés de certaines zones industrielles. Cependant, plusieurs grands projets d'infrastructure de transport d'hydrogène, notamment dans le cadre du European Hydrogen Backbone (EHB), sont à l'étude

¹ cf. Po. 20.4709 « Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse » et Mo. 22.3376 « Hydrogène. Stratégie pour la Suisse »

² Voir notamment : Thèses sur l'importance future de l'hydrogène dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse, OFEN, 2022

dans les pays de l'Union européenne. Certains pays membres prévoient également le développement de leur propre infrastructure nationale, comme l'Allemagne (« Kernnetz »). Pour donner un cadre au développement de ces réseaux en cours de planification, la Commission européenne a proposé en 2021 une refonte des conditions cadres réglementaires des marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène. Les versions définitives du règlement et de la directive correspondants sont en cours d'élaboration et ne sont pas connues à la date de publication de ce rapport.

L'absence d'infrastructure existante en Suisse et l'incertitude sur le degré et la vitesse de pénétration de l'hydrogène en Suisse au moment de l'étude justifie une approche par scénarios de réseau, pour prendre en compte toute l'étendue des situations d'évolution possibles. La présente étude retient 4 scénarios de réseau d'hydrogène (numéroté 0, 1, 2 et 3 par ordre d'étendue de réseau). Ces scénarios ont été fixés en dehors du cadre de la présente étude et n'ont pas été spécifiés et ni construits par E-CUBE. Il s'agit de scénarios hypothétiques, purement théoriques et illustratifs.

- Scénario 0 « minimal » : le réseau se limite à une conduite de transit H₂, sur un modèle similaire à la conduite de transit pour le méthane aujourd'hui. Seuls quelques gros industriels sont raccordés à la conduite de transit H₂. Quelques sites de production isolés sont présents en Suisse.
- Scénario 1 « réduit » : connectées à la conduite de transit H₂, quelques conduites de transport régional d'hydrogène déservent un nombre réduit de centres industriels. La plupart des sites de production d'hydrogène en Suisse restent isolés.
- Scénario 2 « étendu » : le réseau de transport régional d'hydrogène est développé jusqu'à desservir certains centres industriels urbain et de possibles installations de couplage chaleur-force (CCF) pouvant fonctionner à l'hydrogène. La plupart des sites de production sont raccordées au réseau de transport.
- Scénario 3 « avec distribution » : le réseau d'hydrogène s'est développé jusqu'au niveau de la distribution, il dessert par exemples certains clients domestiques ou tertiaires pour des besoins relatifs aux bâtiments.

Pour chaque scénario de réseau d'hydrogène, l'étude discute du cadre réglementaire le plus adéquat. Pour ces discussions, l'étude s'est appuyée sur les trois axes de travail suivants : 1) une revue de littérature des documents publiés en Europe sur la régulation des réseaux d'hydrogène, 2) des entretiens avec des acteurs étatiques européens de référence (régulateurs, ministères) et 3) des analyses spécifiques réalisées sur la base de critères économiques. L'étude recourt à un argumentaire principalement qualitatif, pouvant se baser sur des considérations économiques, sur le retour d'expérience d'années de régulation des réseaux de gaz et d'électricité en Suisse et en Europe. En outre, l'étude considère le degré de compatibilité de chaque option réglementaire avec le projet de régulation européenne, actuellement en cours d'élaboration.

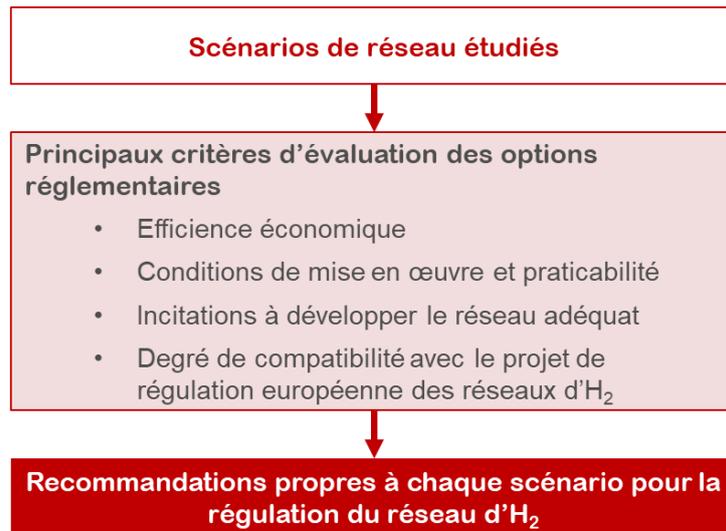


Figure 2 - Méthodologie d'analyse des variantes réglementaires pour chacun des scénarios de réseau d'hydrogène retenus dans l'étude

Sur cette base, l'étude a mis en lumière les principaux axes réglementaires propres aux réseaux d'hydrogène :

- **Les règles de séparation verticale et horizontale**

Pour le scénario 0 « minimal », des règles minimales en termes de séparation des activités devraient être prévues, garantissant au moins une séparation comptable des activités. Pour les scénarios de réseaux et de marchés de l'hydrogène plus évolués (scénarios 1 « réduit », 2 « étendu » et 3 « avec distribution »), une séparation comptable et informationnelle (à l'instar des dispositions actuelles de la LApEI pour les gestionnaires de réseau d'électricité, hormis Swissgrid) est souhaitable pour garantir une indépendance entre activités de réseau (régulées) et de négoce. Notons que ces dispositions pourraient être incompatibles avec la future réglementation européenne, qui pourrait exiger pour l'hydrogène des règles plus strictes, allant jusqu'à la séparation de propriété.

- **L'accès au réseau**

Pour les scénarios 0 « minimal » et 1 « réduit », l'accès devrait être négocié. Des dispositions devraient être prévues pour conférer des pouvoirs à l'EnCom en cas de conflit lors de l'accès au réseau. Au niveau européen, ce modèle serait³ uniquement possible dans une phase transitoire et limitée dans le temps avec à moyen terme un accès régulé au réseau généralisé. L'accès régulé au réseau d'hydrogène est pertinent en Suisse pour les scénarios 2 « étendu » et 3 « avec distribution ».

³ La réglementation européenne est en cours d'élaboration et sa version définitive n'est pas connue au moment de la publication de cette étude.

- **La régulation tarifaire (dont les transferts d'actifs CH₄ à l'H₂)**

L'étude souligne le besoin de définir, dès la LApGaz, des BAR CH₄ et H₂ séparées. Cette séparation répond à deux objectifs principaux. Premièrement, il s'agit de s'assurer que les utilisateurs des réseaux de méthane ne supportent pas indument des coûts jugés spécifiques au développement du réseau d'hydrogène. Une autorité publique type EnCom ou OFEN peut définir les règles ou clés d'allocation entre les BAR (par ex. des investissements dans une infrastructure permettant aussi bien le transport de méthane que d'hydrogène pur ou de mélange). Un périmètre élargi de la BAR CH₄ pourrait être un levier régulateur de subventionnement croisé en faveur de l'hydrogène possiblement souhaité par la politique énergétique. Deuxièmement, il s'agit de créer les conditions nécessaires à un possible contrôle de l'EnCom des investissements, lesquels devront être repris en cas d'introduction d'une possible régulation tarifaire. Une régulation tarifaire des réseaux d'hydrogène ne serait en effet pas forcément nécessaire pour les scénarios de réseaux les plus rudimentaires, mais serait appropriée pour les scénarios de réseau plus complexes. Une régulation Cost+, à l'instar de celle prévue par le projet de LApGaz, serait alors souhaitable. Les investissements liés à l'H₂ étant exposés au risque de réalisation de la demande d'hydrogène sur le long-terme, la BAR H₂ devra faire l'objet d'une rémunération adéquate lorsque celle-ci sera activée (intérêt approprié sur le capital investi dans le réseau -WACC- en cas de régulation tarifaire).

Pour rendre abordable le tarif de réseau pour les premiers utilisateurs, des subventions et aides à l'investissement dans l'infrastructure devraient être possibles. La mise en œuvre de ces aides et le contrôle de l'usage qui en est fait ne nécessite pas forcément la mise en place de régulation Cost+.

Les actifs méthane pourront être transférés, sous contrôle de l'EnCom, de la BAR CH₄ à la BAR H₂ à leur valeur résiduelle. Cette approche permet une simplicité de mise en œuvre en reprenant la valeur régulatoire d'actifs méthane, conformément à la future LApGaz. Elle respecte en outre les principes d'interdictions d'amortissements négatifs ou de paiement à double de l'infrastructure. Les validations de ces transferts d'actifs doivent se faire en cohérence avec la planification du réseau. Enfin, la LApGaz devrait empêcher la rétention par les gestionnaires de réseau d'actifs CH₄ qui seraient pertinents pour le développement du réseau d'H₂ selon la planification.

- **La planification du réseau**

Dès les premiers stades de développement du réseau d'hydrogène, la planification de réseau devrait être soumise à la validation d'une entité publique. Les choix de priorisation des projets de développement de l'infrastructure et l'identification des tracés pertinents pourront être étayés avec des analyses quantitatives (par ex. analyses coûts-bénéfices spécifiques, impact environnemental). En outre, la planification devrait être intégrée et multi-fluide (gaz, électricité, chaleur) et l'impact sur la sécurité d'approvisionnement en méthane devra être clairement identifié (notamment en raison des probables réaffectations d'actifs méthane à l'hydrogène).

De l'étude des différents scénarios et des critères d'évaluation, il ressort que la taille de marché de l'hydrogène et la maturité de l'infrastructure correspondante (laquelle peut éventuellement être très réduite à quelques raccordements autour d'une conduite de transit H₂) sont déterminants pour fixer l'ampleur du cadre réglementaire. A l'inverse du gaz et de l'électricité, qui ont connu une ouverture du marché et une régulation de monopole de réseau dans un contexte d'infrastructure préexistante, l'hydrogène fera probablement l'objet d'une régulation dès la phase de déploiement de l'infrastructure. Cette régulation devra donc veiller à ne pas freiner mais à favoriser le déploiement de l'infrastructure correspondant aux besoins identifiés, sans conduire à un surdimensionnement du réseau d'hydrogène.

Au-delà des dispositions spécifiques à chaque scénario de réseau, l'étude montre la pertinence et la nécessité d'adapter le degré de régulation à la maturité du marché de l'hydrogène et de l'étendue de l'infrastructure de réseau. Ainsi, l'étude s'est attachée à proposer des approches réglementaires compatibles d'un scénario aux suivants, rendant possible l'évolution de la régulation d'un scénario peu avancé (scénario 0 « minimal » ou 1 « réduit », si ceux-ci ne devaient correspondre qu'à une phase de démarrage de marché et de déploiement de l'infrastructure) vers une régulation correspondant à un scénario plus évolué et de plus grande complexité (scénarios 2 « étendu » ou 3 « avec distribution », s'ils venaient à se réaliser). Notons que, si la vision nationale à terme pour l'hydrogène venait à correspondre à ces scénarios plus évolués, il serait pertinent d'anticiper et de mettre en œuvre le cadre réglementaire adéquat même dans une phase initiale. Ceci est notamment pertinent pour les aspects de régulation tarifaire (visibilité suffisante pour les acteurs, même si la régulation est échelonnée et des exemptions limitées dans le temps sont prévues) et de planification du réseau (réalisée alors de manière intégrée et coordonnée au lieu de procéder à la validation au cas par cas de projets individuels).

Enfin, notons que si le projet de régulation des réseaux d'hydrogène actuellement en cours de préparation au niveau européen ne sera pas, en l'état, contraignant pour la Suisse, la compatibilité de la régulation Suisse avec le futur cadre européen et l'estimation du risque en cas de divergences devront être évaluées et analysées en détail. Le tableau ci-dessous représente la compatibilité des scénarios réglementaires proposés pour la Suisse avec le projet de réglementation européenne.

	Séparation verticale et horizontale	Accès au réseau et zone de marché	Base d'actifs régulés et tarifs	Transferts d'actifs CH ₄ à l'H ₂	Planification du réseau
Scénario 0 « minimal »					
Scénario 1 « réduit »					
Scénario 2 « étendu »					
Scénario 3 « avec distribution »					

Probablement pas compatible	Compatibilité partielle	Très bonne compatibilité
-----------------------------	-------------------------	--------------------------

Tableau 1 - Vue qualitative du degré de compatibilité des différentes régulations possibles des réseaux d'hydrogène en Suisse par rapport au projet de réglementation européenne

Tableau 2 - Synthèse des principes réglementaires pour les scénarios de développement du réseau d'hydrogène étudiés

Scénario (Taille marché)	Séparation verticale et horizontale	Accès au réseau et zone de marché	Base d'actifs régulés et tarifs	Transferts d'actifs CH ₄ à l'H ₂	Planification du réseau
0 « minimal » (0-2 TWh/an)	Comptable ^(A)	Accès négocié ^(A) Aucune zone de marché ^(A)	BAR H ₂ séparée Pas de reg. tarifaire ^(A) Possibles subventions ^(A)	Transfert à la BAR CH ₄ Validation par l'EnCom Pas d'incitation à la rétention d'actifs CH ₄	Planif. réseau de transport soumis à validation par une entité public
1 « réduit » (2-5 TWh/an)	Comptable et informationnelle (ev. légale si GRT unique)	Accès négocié ^(A) Aucune zone de marché ^(A)	BAR H ₂ séparée Pas de reg. tarifaire ^(A) Possibles subventions ^(A)	Transfert à la BAR CH ₄ Validation par l'EnCom Pas d'incitation à la rétention d'actifs CH ₄	Planif. réseau de transport soumis à validation par une entité public
2 « étendu » (5-10 TWh/an)	Comptable et informationnelle (ev. légale si GRT unique)	Accès régulé Zone de marché Suisse, sauf réseaux isolés ; RZM conjoint CH ₄ + H ₂	BAR H ₂ séparée Tarification Cost+, contrôle de l'EnCom Mécanismes de stabilisation possibles	Transfert à la BAR CH ₄ Validation par l'EnCom Pas d'incitation à la rétention d'actifs CH ₄	Planif. réseau de transport (et ev. distribution) soumis à validation par une entité public
3 « avec distribution » (10-20 TWh/an)	Comptable et informationnelle (ev. légale si GRT unique)	Accès régulé Zone de marché Suisse, sauf réseaux isolés ; RZM conjoint CH ₄ + H ₂	BAR H ₂ séparée Tarification Cost+, contrôle de l'EnCom Mécanismes de stabilisation possibles	Transfert à la BAR CH ₄ Validation par l'EnCom Pas d'incitation à la rétention d'actifs CH ₄	Planif. réseau de transport et distribution soumis à validation par une entité public
Projet de réglementation européenne	<i>Propriété (EU-COM + Conseil) Légale pour les GRT, comptable. et informationnelle. pour les GRD (Parlement)</i>	<i>Accès régulé (négocié limité dans le temps) GRT resp. des interco. et de la gestion des capacités</i>	<i>BAR H₂ séparée Tarification Cost+ ou reg. incitative, contrôle du régulateur Transferts financiers entre réseaux régulés élec., CH₄ et H₂ sous conditions</i>	<i>Valeur de transfert soumise à validation par l'autorité de régulation compétente</i>	<i>Planification pluriannuelle réseaux de transport et de distribution, validation par le régulateur</i>

Les possibles dispositions réglementaires pour le réseau d'hydrogène en Suisse n'étant ni compatibles avec les propositions de la Commission européenne, ni avec les propositions d'amendement du Parlement européen sont indiquées par le symbole^(A). La compatibilité des autres dispositions avec la future réglementation européenne n'est pas garantie et devra être analysée lorsque celle-ci sera publiée.

2 Zusammenfassung

Die Entwicklung von Wasserstoffnetzen ist im grösseren Rahmen der strategischen Versorgung der Schweiz mit diesem Energieträger zu betrachten. Derzeit macht Wasserstoff (H₂) einen vernachlässigbaren Anteil am Energiemix der Schweiz aus. Jedoch könnte er im Hinblick auf das Erreichen von Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050 eine Rolle bei der Dekarbonisierung bestimmter Verwendungen (z. B. von schwer elektrifizierbaren Prozessen) spielen. Insbesondere könnte Wasserstoff einen Teil des aktuell in der Schweiz verbrauchten Methan (CH₄), Erdgas, welches hauptsächlich aus fossilem Erdgas besteht, ersetzen.

Die Klärung der langfristigen Bedeutung von Wasserstoff im Schweizer Energiemix ist aktuell Gegenstand von Arbeiten für das Parlament⁴ und beim UVEK⁵. Diese Klärung wird entscheidend sein, um den Bedarf an Netzinfrastruktur für den Transport (und evtl. für die Verteilung) von Wasserstoff, für die Ausarbeitung der entsprechenden Regulierung und deren etappenweise Umsetzung beurteilen zu können. Entsprechend ist die Regulierung ein Instrument, das den Netzausbau und die Marktentwicklung im Einklang mit den nationalen strategischen Zielen für die Energieversorgung unterstützt.



Abbildung 1 - Der Regulierungsrahmen für Wasserstoff wird sich aus den nationalen Leitlinien für diesen Energieträger ergeben

In Europawie auch in der Schweiz gibt es heute keine Netz- bzw. Rohrleitungsinfrastruktur für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff (abgesehen von privaten Wasserstoffnetzen)

⁴ cf. Po. 20.4709 « Wasserstoff. Auslegeordnung und Handlungsoptionen für die Schweiz » et Mo. 22.3376 « Strategie für Wasserstoff in der Schweiz »

⁵ Siehe insbesondere: Thesen zur künftigen Bedeutung von Wasserstoff in der Schweizer Energieversorgung, BFE, 2022

in einigen Industriegebieten). In den Ländern der Europäischen Union werden jedoch mehrere grosse Infrastrukturprojekte für den Transport von Wasserstoff geprüft, insbesondere im Rahmen des European Hydrogen Backbone (EHB). Einige Mitgliedsländer planen auch die Entwicklung ihrer eigenen nationalen Infrastruktur, wie z. B. Deutschland (Kernnetz). Um dem Ausbau dieser Netze, welche noch in der Planungsphase sind, einen Rahmen zu geben, hat die EU-Kommission 2021 einen Vorschlag für die regulatorischen Rahmenbedingungen der Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff vorgelegt. Die endgültigen Fassungen der entsprechenden EU-Verordnung und Richtlinie werden derzeit ausgearbeitet und sind zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichts noch nicht bekannt.

Zum Zeitpunkt der Studie ist in der Schweiz keine Wasserstoffinfrastruktur vorhanden. Zudem besteht Unsicherheit über das Mass und die Geschwindigkeit mit welcher sich Wasserstoff in der Schweiz durchsetzt. Dadurch rechtfertigt sich der Ansatz mit verschiedenen Netzszenarien zu arbeiten, um die ganze Bandbreite der möglichen H₂-Netzausbaupfade zu berücksichtigen. In der vorliegenden Studie werden vier Szenarien für ein Wasserstoffnetz genutzt (Nummerierung 0, 1, 2 und 3 in der Reihenfolge ihrer jeweiligen Ausdehnung). Diese Szenarien wurden ausserhalb des Rahmens der vorliegenden Studie definiert und von E-CUBE weder spezifiziert noch erstellt. Es handelt sich um hypothetische, rein theoretische und illustrative.

- Szenario 0 "minimal" : das Netz beschränkt sich auf eine H₂-Transitleitung, nach einem ähnlichen Modell wie die heutige Methan-Transitleitung. Nur wenige grössere Industriebetriebe sind an der H₂-Transitleitung angeschlossen. In der Schweiz gibt es einige isolierte Produktionsstandorte von H₂.
- Szenario 1 "reduziert" : einige regionale Wasserstofftransportleitungen, welche an der H₂-Transitleitung angeschlossen sind, bedienen eine geringe Anzahl von Industriezentren. Die meisten Produktionsstandorte in der Schweiz bleiben isoliert.
- Szenario 2 "erweitert" : das regionale Wasserstofftransportnetz wird so weit ausgebaut, dass es einige städtische Industriezentren und mögliche wasserstoffbetriebene Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) versorgt. Die meisten Produktionsstandorte sind an das Transportnetz angeschlossen.
- Szenario 3 "mit Verteilung" : Das Wasserstoffnetz ist bis zur Verteilungsebene ausgebaut und liefert z. B. bestimmten Haushalts- oder Gewerbekunden Wasserstoff für die Wärmeversorgung.

Für jedes Wasserstoffnetz-Szenario wird in der Studie der geeignetste Regulierungsrahmen diskutiert. Für diese Diskussionen stützt sich die Studie auf die folgenden drei Säulen: 1) eine Literaturübersicht über die in Europa veröffentlichten Dokumente zur Regulierung von Wasserstoffnetzen, 2) Interviews mit staatlichen europäischen Akteuren (Regulierungsbehörden, Ministerien) und 3) für die Studie eigens durchgeführte Analysen mit wirtschaftlichen Kriterien.. In der Studie wird vorwiegend qualitativ argumentiert. Dabei stützt sich die Argumentation auf wirtschaftliche Überlegungen sowie auf die Erfahrung aus der Regulierung im Gas- und Stromnetzbereichen in der Schweiz und in Europa. Darüber hinaus betrachtet die Studie die Kompatibilität jeder Regulierungsoption mit dem EU Regulierungspaket, welches derzeit in Erarbeitung ist.

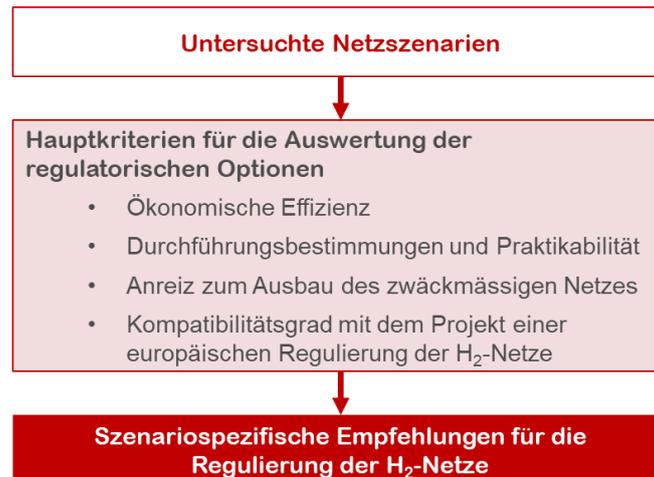


Abbildung 2 - Methodik für die Analyse der Regulierungsvarianten für die in der Studie berücksichtigten Wasserstoffnetzszzenarien

Auf dieser Grundlage hat die Studie die wichtigsten regulatorischen Themen identifiziert, die für Wasserstoffnetze relevant sind:

- **Regeln für die vertikale und horizontale Entflechtung**

Für das Szenario 0 "minimal" sollten minimale Entflechtungsregeln vorgesehen werden, die zumindest eine buchhalterische Trennung der Tätigkeiten gewährleisten. Für die Szenarien mit weiter ausgebauten Wasserstoffnetzen und -märkten (Szenario 1 "reduziert", 2 "erweitert" und 3 "mit Vertrieb") ist eine buchhalterische und informationelle Trennung (nach dem Muster der aktuellen Bestimmungen des StromVG für Stromnetzbetreiber, ausser Swissgrid) wünschenswert, um die Unabhängigkeit zwischen (regulierten) Netz- und Handelsaktivitäten zu gewährleisten. Zu beachten ist, dass diese Bestimmungen möglicherweise nicht mit den zukünftigen EU-Vorschriften vereinbar sind, die für Wasserstoff strengere Regeln bis hin zur eigentumsrechtlichen Entflechtung verlangen könnten.

- **Netzzugang**

Für die Szenarien 0 "minimal" und 1 "reduziert" sollte der Netzzugang ausgehandelt werden. Es sollten Bestimmungen vorgesehen werden, die der EnCom im Falle von Streitfällen bei den Verhandlungen über den Netzzugang Befugnisse verleihen. Auf EU-Ebene wäre dieses Modell nur in einer zeitlich begrenzten Übergangsphase möglich, wobei mittelfristig ein allgemeiner regulierter Netzzugang angestrebt wird. Der regulierte Netzzugang, ist in der Schweiz für die Szenarien 2 "erweitert" und 3 "mit Verteilung" relevant.

- **Tarifregulierung (einschliesslich Übertragung von CH₄-Anlagen zu H₂)**

Die Studie betont der Bedarf bereits im GasVG getrennte CH₄- und H₂-Regulated Asset Bases (RAB's) zu definieren. Diese Trennung dient zwei Hauptzielen. Erstens soll sichergestellt werden, dass die Nutzer der Methan-Netze nicht unberechtigterweise die als spezifisch für den Ausbau des Wasserstoffnetzes

betrachteten Kosten tragen. Eine öffentliche Behörde wie die EnCom oder das BFE kann die Regeln bzw. die Verteilschlüssel zwischen den beiden RAB's festlegen (z.B. für Investitionen in eine Infrastruktur, welche den Transport von Methan, von reinem Wasserstoff oder eine Beimischung ermöglicht). Wenn von der Energiepolitik gewünscht könnte eine breite Auslegung des Perimeters der RAB CH₄ ein regulatorisches Mittel zur Quersubventionierung zugunsten von H₂ darstellen. Zweitens sollen die Voraussetzungen für eine mögliche Kontrolle der Investitionen in das H₂ Netz durch die EnCom geschaffen werden, welche im Falle der Einführung einer möglichen Tarifregulierung wieder aufgenommen werden müssen. Eine Tarifregulierung für Wasserstoffnetze wäre nämlich für die rudimentärsten Netzszenarien nicht zwingend erforderlich, sondern wäre erst für weitergehende Netzszenarien angemessen. Eine Cost+-Regulierung, wie sie im Entwurf des GasVG für Methan vorgesehen ist, wäre dann auch für H₂ angemessen. Die mit H₂ verbundenen Investitionen sind dem Risiko ausgesetzt, dass sich die Nachfrage nach H₂ langfristig nicht materialisiert. Dadurch muss die H₂-RAB angemessen vergütet werden, wenn sie aktiviert wird (angemessene Verzinsung des im H₂-Netz gebundenen Kapitals -WACC- im Falle einer Tarifregulierung).

Um die Netzgebühren für die ersten Nutzer erschwinglich zu machen, sollten Subventionen und Beihilfen für Investitionen in die Infrastruktur möglich sein. Die Umsetzung dieser Hilfen und die Kontrolle ihrer Verwendung erfordern nicht unbedingt die Einführung einer Cost+-Regulierung.

Methan-Anlagen könnten, unter Aufsicht der EnCom, zum Restwert der RAB Methan auf die RAB H₂ übertragen werden. Dieser Ansatz ermöglicht eine einfache Umsetzung, indem er den regulatorischen Wert von Methan-Anlagen gemäss dem zukünftigen GasVG übernimmt. Darüber hinaus respektiert er die Grundsätze des Verbots negativer Abschreibungen oder doppelter Zahlungen für die Infrastruktur. Die Validierungen dieser Anlagenübertragungen sollten im Einklang mit der Netzplanung erfolgen. Schliesslich sollte das GasVG verhindern, dass Netzbetreiber CH₄-Anlagen horten, die für den geplanten Ausbau des H₂-Netzes relevant wären.

- **Netzplanung**

Bereits in den frühen Phasen des Ausbaus der Wasserstoffnetze sollte die Netzplanung von einer öffentlichen Stelle bestätigt werden. Die Entscheidungen über die Priorisierung von Projekten zur Entwicklung der Infrastruktur und die Identifizierung relevanter Trassen könnte auf der Grundlage von quantitativen Analysen (z. B. spezifischen Kosten-Nutzen-Analysen, Umweltauswirkungen) basieren. Darüber hinaus sollte die Planung sektorübergreifend eingebettet (Gas, Strom, Wärme) sein und die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit mit Methan müssen klar identifiziert werden. Letzteres ist notwendig, aufgrund der wahrscheinlichen Umwidmung von Methananlagen auf Wasserstoff.

Aus der Untersuchung der verschiedenen Szenarien und Bewertungskriterien geht hervor, dass die Grösse des Wasserstoffmarktes und die Ausprägung der entsprechenden Infrastruktur (die möglicherweise sehr stark auf einige wenige Anschlüsse um eine H₂-Transitleitung herum

reduziert werden kann) entscheidend sind, um den Umfang des Regulierungsrahmens festzulegen. Im Gegensatz zu Gas und Strom, für welche eine Marktregulierung und eine Regulierung der Netzmonopole im Kontext einer bereits vorhandenen Infrastruktur eingeführt wurde resp. eingeführt werden soll, wird Wasserstoff vermutlich bereits in der Phase des Infrastrukturaufbaus reguliert. Bei der entsprechenden Regulierung ist demnach darauf zu achten, den Aufbau der bedarfsgerechten Infrastruktur nicht zu bremsen, sondern zu fördern, ohne zu einer Überdimensionierung der H₂-Netze zu führen.

Über die spezifischen Bestimmungen für jedes Netzscenario hinaus zeigt die Studie, dass es sinnvoll und notwendig ist, den Grad der Regulierung an die Reife des Wasserstoffmarktes und den Umfang der Netzinfrastruktur anzupassen. Die Studie hat daher versucht, kompatible Regulierungsansätze für verschiedene Szenarien vorzuschlagen, die es ermöglichen, die Regulierung von einem wenig fortgeschrittenen Szenario (Szenario 0 "minimal" oder 1 "reduziert", wenn es sich nur um eine Phase des Marktstarts und der Infrastrukturentwicklung handeln sollte) zu einer Regulierung zu entwickeln, die einem weiter entwickelten und komplexeren Szenario entspricht (Szenario 2 "erweitert" oder 3 "mit Verteilung", falls sich der Markt entsprechend entwickelt).. Sollte die langfristige nationale Vision für Wasserstoff diesen weiterentwickelten Szenarien entsprechen, wäre es sinnvoll, den entsprechenden regulatorischen Rahmen bereits in der Anfangsphase vorwegzunehmen und umzusetzen. Dies gilt insbesondere für die Tarifregulierung (ausreichende Vorhersehbarkeit für die Akteure, auch wenn die Regulierung gestaffelt erfolgt und zeitlich begrenzte Ausnahmen vorgesehen sind) und die Netzplanung (die dann entsprechend integriert und koordiniert durchgeführt wird, anstatt einzelne Projekte von Fall zu Fall zu genehmigen).

	Vertikale und horizontale Entflechtung	Netzzugang und Marktzone	BAR und Tarife	Übertragung von CH ₄ -Anlagen zu H ₂	Netzplanung
Szenario 0 « minimal »					
Szenario 1 « reduziert »					
Szenario 2 « erweitert »					
Szenario 3 « mit Verteilung »					

Wahrscheinlich nicht kompatibel	Teilweise kompatibel	Gute Kompatibilität
---------------------------------	----------------------	---------------------

Abbildung 3 - Qualitativer Überblick über den Grad der Kompatibilität der verschiedenen möglichen Regulierungen der Wasserstoffnetze in der Schweiz im Vergleich zur europäischen Regulierungsvorlage

Tabelle 1 - Zusammenfassung der Regulierungsgrundsätze für die untersuchten Szenarien zum Ausbau des Wasserstoffnetzes

Szenario (Marktgrösse)	Vertikale und horizontale Entflechtung	Netzzugang und Marktzone	RAB und Tarife	Übertragung von CH ₄ -Anlagen zu H ₂	Netzplanung
0 « minimal » (0-2 TWh/Jahr)	Buchhalterisch ^(A)	Ausgehandelter Netzzugang ^(A) Keine Marktzone ^(A)	Separate H ₂ RAB Keine Tarifregulierung ^(A)	Übertragung zur RAB CH ₄ Validierung durch EnCom Kein Anreiz zur Hortung von CH ₄ Anlagen	Validierung Planung Transportnetz durch eine öffentliche Behörde
1 « reduziert » (2-5 TWh/Jahr)	Buchhalterisch und informationell (ev. legale wenn einziger FNB)	Ausgehandelter Netzzugang ^(A) Keine Marktzone ^(A)	Separate H ₂ RAB Keine Tarifregulierung ^(A)	Übertragung zur RAB CH ₄ Validierung durch EnCom Kein Anreiz zur Hortung von CH ₄ Anlagen	Validierung Planung Transportnetz durch eine öffentliche Behörde
2 « erweitert » (5-10 TWh/Jahr)	Buchhalterisch und informationell (ev. legale wenn ein einziger FNB)	Regulierter Netzzugang Marktzone Schweiz (ausser isolierte Netze) ; gemeinsamer MGV CH ₄ + H ₂	Separate H ₂ RAB Cost+ Tarifierung, Kontrolle durch EnCom Stabilisierungsmechanismen	Übertragung zur RAB CH ₄ Validierung durch EnCom Kein Anreiz zur Hortung von CH ₄ Anlagen	Validierung Planung Transportnetz (und ev. Verteilnetz) durch eine öffentliche Behörde
3 « mit Verteilung » (10-20 TWh/Jahr)	Buchhalterisch und informationell (ev. legale wenn ein einziger FNB)	Regulierter Netzzugang Marktzone Schweiz (ausser isolierte Netze); gemeinsamer MGV CH ₄ + H ₂	Separate H ₂ RAB Cost+ Tarifierung, Kontrolle durch EnCom Stabilisierungsmechanismen	Übertragung zur RAB CH ₄ Validierung durch EnCom Kein Anreiz zur Hortung von CH ₄ Anlagen	Validierung Planung Transportnetz und Verteilnetz durch eine öffentliche Behörde
Europäische Regulierung (Projekt, in Erarbeitung)	<i>Eigentum (EU-COM + Rat) Legal für die FNB, buchhalterisch und informationell für die VNB (Parlament)</i>	<i>Regulierter Netzzugang (ausgehandelt in einer begrenzten Zeitperiode) FNB verantwortlich für die Grenzpunkte und das Kapazitätsmanagement</i>	<i>Separate H₂ RAB Cost+ Tarifierung oder Anreizregulierung, Kontrolle durch Regulierungsbehörde Finanztransfers zwischen regulierten Strom-, CH₄- und H₂-Netzen unter Bedingungen gestatten</i>	<i>Übertragungswert unterliegt der Validierung der zuständigen Regulierungsbehörde</i>	<i>Mehrjährige Planung Transport- und Verteilnetz, Validierung durch die Regulierungsbehörde</i>

Mögliche regulatorische Bestimmungen für das Wasserstoffnetz in der Schweiz, die weder mit den Vorschlägen der Europäischen Kommission noch mit den Änderungsvorschlägen des Europäischen Parlaments kompatibel sind, sind mit dem Symbol^(A) gekennzeichnet. Die Kompatibilität anderer Bestimmungen mit den künftigen EU-Vorschriften ist nicht garantiert und muss analysiert werden, wenn diese veröffentlicht werden.

3 Vue d'ensemble des modèles réglementaires identifiés

Scénario 0 « minimal »

Taille de marché et situation finale recherchée

L'H₂ reste un vecteur énergétique marginal en Suisse. Seuls quelques sites de consommation se développent sur initiative spontanée de rares grands consommateurs (souvent historiquement de CH₄) : quelques rares industriels se raccordent directement à la conduite de transit H₂ (par ex : chimie en région bâloise) ou quelques sites isolés (non raccordés à la conduite de transit H₂) avec une production locale se développent. Les volumes de consommation nationale sont probablement dans la fourchette basse des projections (< 2 TWh/an)

Grandes orientations du cadre réglementaire

- Les réseaux géographiquement limités et isolés gagneront à faire l'objet de négociation entre les parties prenantes, la régulation viendrait complexifier cette mise en œuvre et générer des coûts administratifs conséquents compte tenu de la complexité rapportée à des volumes faibles. Ces réseaux s'autoréguleront entre les parties : a priori, aucun acteur n'a de position dominante. Les consommateurs industriels et producteurs regroupé au sein des « *clusters* » renoncent à créer des conditions propices à la concurrence et s'accordent sur la base de contrats de droit privés.
- En principe, les grands clients raccordés à la conduite de transit H₂ auront des moyens suffisant en interne pour gérer eux-mêmes leur approvisionnement, essentiellement en import des marchés européens. Compte-tenu de la rareté du nombre de cas, l'accès au réseau devrait être laissé à la libre négociation entre les acteurs et la conduite de transit H₂. L'accès à la conduite de transit H₂ devrait donc faire l'objet de contrat bilatéraux négociés entre les consommateurs et le gestionnaire de la conduite de transit H₂.
- Au-delà de ces cas ponctuels, le développement des réseaux dans ce scénario reste marginal. Cependant, pour encadrer la possible évolution de l'infrastructure, la planification du réseau est soumise à validation. Pour éviter des investissements spontanés d'acteurs du méthane dans des infrastructures « H₂ ready » financées par la tarification du réseau CH₄, la LApGaz devrait prévoir l'obligation d'imputer à une BAR H₂ séparée tous les investissements spécifiques à l'hydrogène et ne servant pas le transport de méthane.

Résumé par thèmes réglementaire

- **Séparation verticale** : aucune obligation sauf une séparation comptable sur la conduite de transit H₂. La conduite de transit H₂ est fondamentalement plus liée au rôle d'interconnexion qu'à la desserte de clients en Suisse et la séparation comptable est une exigence minimale pour envisager un accès négocié à des conditions acceptables. Dans ce scénario « minimal », il n'y a pas d'exigence de séparation informationnelle pour l'H₂.

Ce modèle de séparation ne sera probablement pas compatible avec la future réglementation UE.

- **Séparation horizontale** : pas de BAR commune, les actifs hydrogène ou tous les investissements spécifiques à l'hydrogène ne doivent pas pouvoir être financés par les clients méthane. L'EnCom ou l'OFEN règlent la mise en œuvre de la séparation des BAR. Tous les coûts établis comme spécifiques à l'hydrogène doivent être intégrés à une BAR H₂ séparée. Dans ce scénario « minimal », la BAR H₂ se réduirait vraisemblablement aux infrastructures de la conduite de transit H₂. Sans autre exigence, ce modèle de séparation ne sera probablement pas compatible avec la future réglementation UE.
- **Accès au réseau** : la gestion de l'accès au réseau se fait au cas par cas en bilatéral sur la conduite de transit H₂ lors des raccordements. Des pouvoirs peuvent être conférés à l'EnCom pour établir des principes généraux en cas de désaccord entre les parties prenantes sur l'utilisation du réseau. Ce modèle d'accès au réseau ne sera probablement compatible avec la future réglementation UE que dans une phase transitoire.
- **RZM** : pas de responsable de zone de marché (pas de zone de marché). Les règles de gestion des capacités et de l'équilibrage sont convenues contractuellement lors de la négociation de l'accès au réseau
- **Type de régulation tarifaire** : Aucune régulation tarifaire (contrats bilatéraux). Les coûts de l'infrastructure de la conduite de transit H₂ se répartissent entre transit et consommation suisse. Les gestionnaires de réseau pourraient bénéficier de subventions publiques, dont l'usage serait contrôlé par une entité publique, pour rendre le tarif d'utilisation plus abordable aux utilisateurs.
- **Transfert entre CH₄ et H₂ et valorisation** : les éventuels transferts depuis la BAR CH₄ peuvent se faire au niveau de la BAR CH₄. Tout paiement à double de l'infrastructure par les clients CH₄ et H₂ est interdite, l'EnCom valide les transferts. La LAPGaz empêche la rétention d'actifs CH₄ par les gestionnaires de réseau pour les actifs CH₄ amortis ou échoués et qui seraient pertinents pour le développement du réseau d'H₂.
- **Planification du développement de réseau** : Pour assurer un développement maîtrisé du réseau H₂ de transport régional pour évoluer vers un possible scénario 1 « réduit » ou 2 « étendu », il apparaît important d'assurer une validation de la planification par une entité publique type EnCom ou OFEN. Cette validation devrait être fondée sur des critères de pertinence économique et de décarbonation de l'économie Suisse, en considérant la sécurité d'approvisionnement H₂ et aussi CH₄. Elle devrait s'appuyer sur une planification multi-fluide, au moins conjointement avec la branche du méthane.

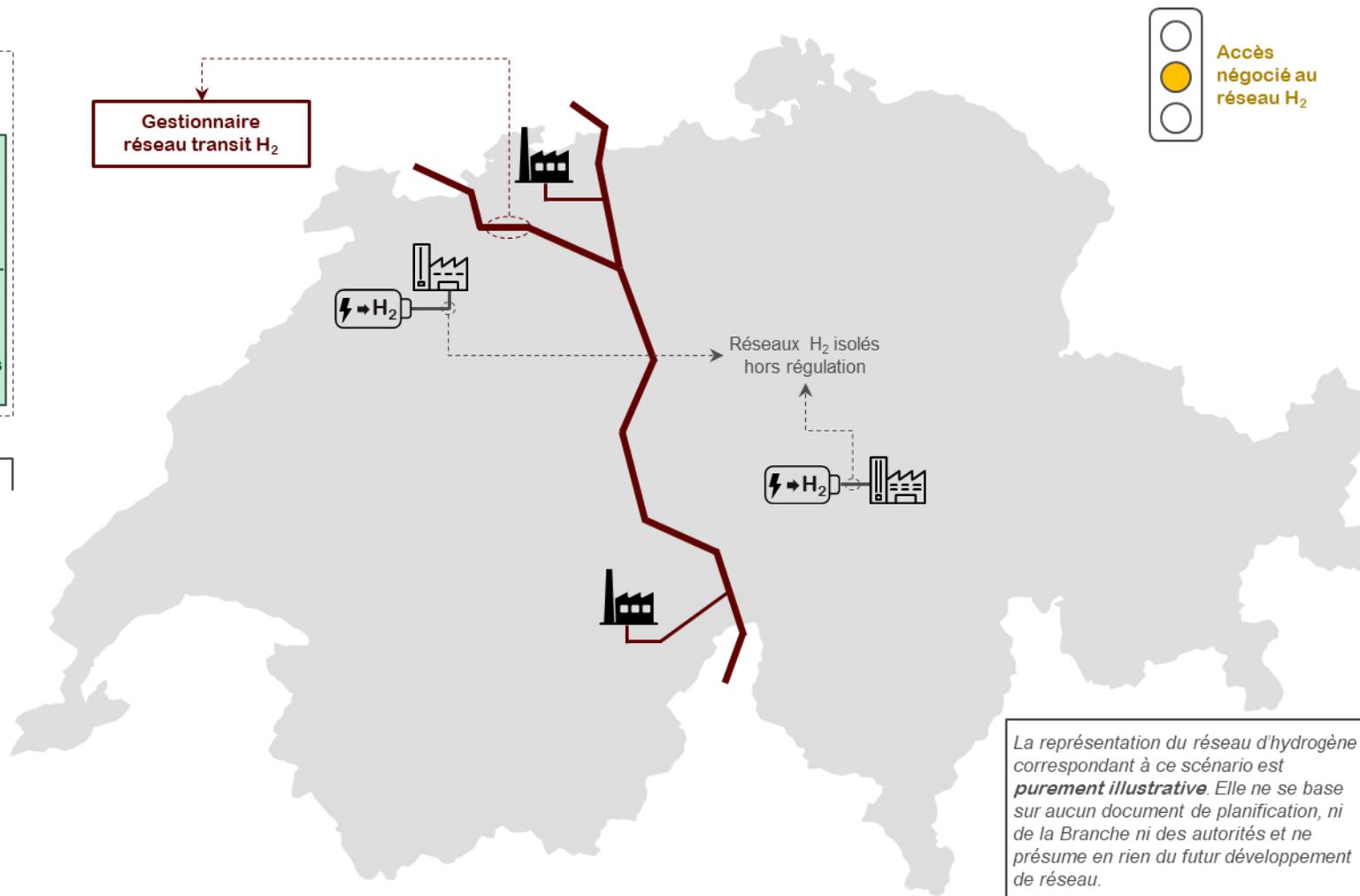
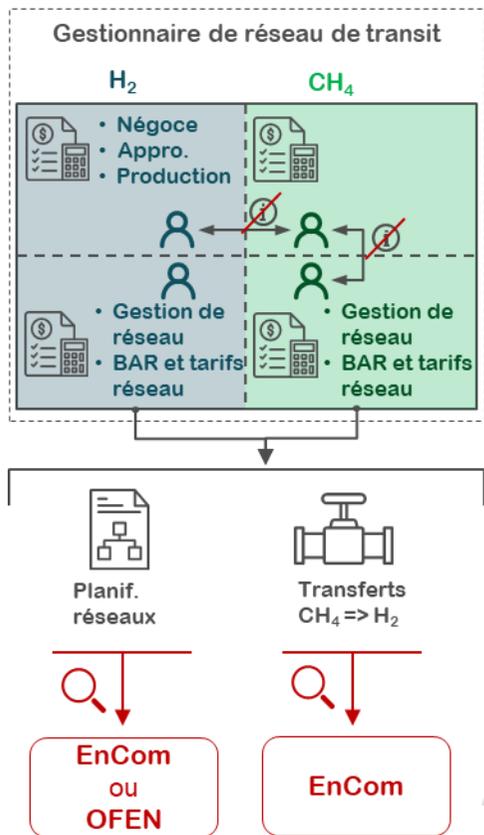


Figure 3 - Vue illustrative du scénario de réseau 0 « minimal » et des principales mesures réglementaires

Scénario 1 « réduit »

Taille de marché et situation finale recherchée

La consommation d'H₂ reste limitée à quelques grands consommateurs (souvent historiquement de CH₄) pour qui le recours à ce vecteur est pertinent d'un point de vue économique et décarbonation. Outre les possibles clients industriels raccordés à la conduite de transit H₂, un réseau de transport régional se structure autour de la conduite de transit H₂ (quelques artères vers des zones industrielles). Quelques réseaux géographiquement limités et isolés (non raccordés à la conduite de transit H₂) avec une production locale se développent. Les volumes de consommation sont probablement dans la fourchette basse à moyenne des projections (2 à 5 TWh/an).

Grandes orientations du cadre réglementaire

- Compte-tenu des volumes qui restent limités dans ce scénario et en l'absence de raccordement de l'essentiel de la production indigène, la mise en œuvre d'un RZM n'apparaît pas pertinente. Les échanges se réaliseraient en pratique sur des places de marché étrangères. Une place de marché Suisse n'aura probablement pas la liquidité suffisante ni de taille critique. Les tâches d'équilibrage devraient être assurées de manière coordonnée directement par les gestionnaires de réseau de transport, sans mise en œuvre d'une zone de marché à proprement parler.
- Même si elle se limite dans ce scénario à quelques rares grands axes principaux depuis la conduite de transit, l'infrastructure de transport régional se développe pour servir les objectifs de décarbonation de certains grands industriels en Suisse. Pour accompagner ce développement, la planification du réseau est soumise à validation. Même au niveau des infrastructures de méthane, tous les investissements spécifiques à l'hydrogène sont imputés à une BAR H₂ séparée de la BAR CH₄. Les actifs de transport CH₄ devraient pouvoir être transférés sur validation à la BAR H₂
- La gestion des réseaux géographiquement limités serait similaire au scénario 0. Un mécanisme d'intégration à la régulation du réseau national devrait cependant être prévue en cas de raccordement ultérieur, voire de possibilité d'intégration « *opt-in* » (sur demande de l'ensemble des parties prenantes et pas uniquement du gestionnaire de réseau et soumis à l'approbation de l'EnCom) à un fonctionnement similaire à celui du réseau de transport.

Résumé par thèmes réglementaire :

- **Séparation verticale** : Au bénéfice de leur expérience dans le transport et la gestion d'une infrastructure gaz, les GRT régionaux peuvent être actifs dans l'approvisionnement ainsi que dans le développement de l'infrastructure régionale de transport d'H₂. Dans ce cas, une séparation comptable et informationnelle doit être envisagée (semblable au modèle prévu par la LApGaz pour le méthane). Alternativement, les ressources et compétences de gestion du réseau (gestion d'actifs et exploitation sur des ouvrages hors conduite de transit H₂, dispatching unique, équilibrage du réseau) pourraient être mutualisées au sein d'un GRT H₂ unique respectant une séparation légale.

- **Séparation horizontale** : pas de BAR commune, les actifs hydrogène ou tous les investissements spécifiques à l'hydrogène ne doivent pas pouvoir être financés par les clients méthane. L'EnCom ou l'OFEN règlent la mise en œuvre de la séparation des BAR. Tous les coûts établis comme spécifiques à l'hydrogène doivent être intégrés à une BAR H₂ séparée (sous réserve de validation conformément à la planification). Au bénéfice de leur expérience dans le transport et la gestion d'une infrastructure gaz, les gestionnaires de réseau de transport régionaux peuvent exploiter des infrastructures CH₄ et H₂. Dans ce cas, une séparation comptable et informationnelle apparaît suffisante pour permettre des synergies entre les fluides. Ce modèle de séparation ne sera probablement pas compatible avec la future réglementation UE. Alternativement, un éventuel GRT H₂ unique pourrait respecter une séparation légale.
- **Accès au réseau** : l'accès au réseau reste négocié, avec éventuellement des pouvoirs conférés à l'EnCom pour établir des principes généraux en cas de désaccord entre les parties prenantes sur l'utilisation du réseau. Ce modèle d'accès au réseau ne sera probablement compatible avec la future réglementation UE que dans une phase transitoire.
- **RZM** : sans réelle zone de marché, les différents gestionnaires de réseau de transport régional et de la conduite de transit H₂ se coordonnent pour la réalisation de l'équilibrage de réseau et la gestion des capacités.
- **Type de régulation tarifaire** : Aucune régulation tarifaire (contrats bilatéraux). Les gestionnaires de réseau pourraient bénéficier de subventions publiques, dont l'usage serait contrôlé par une entité publique, pour rendre le tarif d'utilisation plus abordable aux utilisateurs. Il n'y a pas de vérification plus avancée des tarifs, sauf sur saisie d'une autorité par une des parties prenantes à l'accès au réseau en cas de plainte.
- **Transfert entre CH₄ et H₂ et valorisation** : les éventuels transferts depuis la BAR CH₄ peuvent se faire au niveau de la BAR CH₄. Tout paiement à double de l'infrastructure par les clients CH₄ et H₂ est interdite, l'EnCom valide les transferts. La LApGaz empêche la rétention d'actifs CH₄ par les gestionnaires de réseau pour les actifs CH₄ amortis ou échoués et qui seraient pertinents pour le développement du réseau d'H₂.
- **Planification du développement de réseau** : Pour assurer un développement maîtrisé du réseau H₂ de transport régional, il apparaît important d'assurer une validation de la planification par une entité publique type EnCom ou OFEN. Cette validation devrait être fondée sur des critères de pertinence économique, de décarbonation de l'économie Suisse, et de sécurité d'approvisionnement H₂ et aussi CH₄. Elle devrait s'appuyer sur une planification multi-fluide, au moins conjointement avec la branche du méthane.

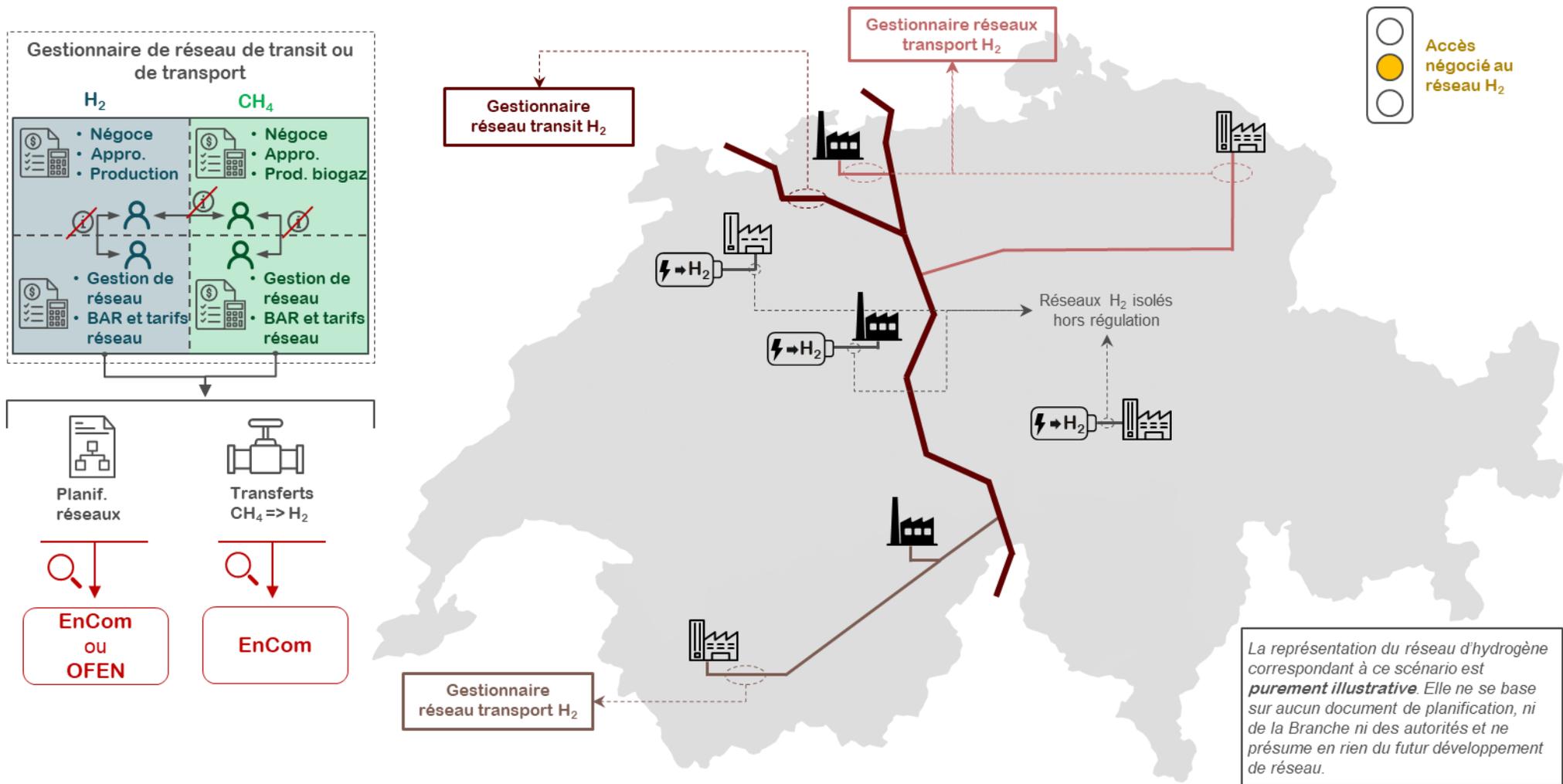


Figure 4 - Vue illustrative du scénario de réseau 1 « réduit » et des principales mesures réglementaires

Scénario 2 « étendu »

Taille de marché et situation finale recherchée

L'H₂ commence à représenter une part importante de la consommation énergétique industrielle. Un réseau de transport desservant plusieurs zones industrielles (par exemple vers Bâle, Zurich, Genève, voire Lausanne et Berne ainsi que plusieurs interconnexions) mais également des sites de productions indigènes se structurent autour de la conduite de transit H₂. La production indigène (représentant toujours une part très minoritaire de la consommation totale d'H₂) se développe et une partie de celle-ci sert à la production d'électricité (par ex. pour la sécurité d'approvisionnement hivernal). Dans les grands centres urbains desservis, les réseaux se limitent à l'approvisionnement de zones industrielles ou d'installations CCF. Il n'existe pas de réseau de distribution d'hydrogène (par ex. à l'échelle d'un quartier pour des consommations des bâtiments ou pour des petites et moyennes entreprises). Les sites isolés sont des exceptions. Les volumes de consommation sont probablement dans la fourchette moyenne voire haute des projections (5 à 10 TWh/an)

Grandes orientations du cadre réglementaire :

- Semblable au scénario 1 « réduit » : réseaux géographiquement limités et isolés non régulés ou « opt-in », séparation a minima comptable et informationnelle du ou des gestionnaires de réseau de transport, BAR H₂ spécifique et séparée de la BAR CH₄.
- Dans une approche similaire à celle suivie en Europe, le ou les réseaux de transport gagneraient à faire directement l'objet d'un cadre réglementaire évolué, s'alignant sur les autres fluides. En Suisse, il s'agirait d'un cadre semblable à celui prévu par la LApGaz ou la LApEI (accès au réseau régulé, séparation a minima comptable et informationnelle voir légale du ou des GRT, BAR dédiée). Cela est pertinent compte-tenu de l'importance de la viabilité économique de l'approvisionnement en énergie pour les industries raccordées et du fait que l'essentiel de l'approvisionnement se fera vraisemblablement sur les places de marché européennes. Des exceptions temporaires pourraient être ménagées dans une phase transitoire.
- La mise en œuvre d'un RZM H₂ apparaît pertinent à la fois compte-tenu des volumes plus conséquents que dans les scénarios précédents (par exemple *via* une production électrique à base d'H₂) mais aussi du fait de l'intégration de la production indigène locale. Cette dernière doit pouvoir se valoriser localement et participer efficacement aux échanges nationaux et éventuellement européens sans devoir disposer d'une présence obligatoire sur des places de marché étrangères, ce qui constituerait une barrière à l'entrée. Le RZM CH₄ prévu dans la LApGaz devrait assurer aussi le rôle de RZM H₂ compte tenu des synergies et des possibles reports de consommation du CH₄ vers l'H₂. Alternativement, un GRT H₂ unique assumerait ce rôle de RZM. Le GRT devrait alors respecter des règles de séparation verticale légale des activités (cf. Swissgrid).

Résumé par thèmes réglementaire :

- **Séparation verticale** : Les GRT H₂ régionaux respectent une séparation comptable et informationnelle. Ceux-ci délèguent au RZM H₂ les tâches d'équilibrage et de fonctionnement de la zone de marché. Alternativement, les ressources et compétences de gestion du réseau (gestion d'actifs et exploitation sur des ouvrages hors conduite de

transit H₂, dispatching unique, équilibrage du réseau) pourraient être mutualisées au sein d'un GRT H₂ unique respectant une séparation légale. Ce GRT H₂ unique assumerait également le rôle de RZM H₂, indépendamment des entreprises actives sur l'approvisionnement.

- **Séparation horizontale** : pas de BAR commune, les actifs hydrogène ou tous les investissements spécifiques à l'hydrogène ne doivent pas pouvoir être financés par les clients méthane. L'EnCom ou l'OFEN règlent la mise en œuvre de la séparation des BAR. Tous les coûts établis comme spécifiques à l'hydrogène doivent être intégrés à une BAR H₂ séparée (sous réserve de validation conformément à la planification). Au bénéfice de leur expérience dans le transport et la gestion d'une infrastructure gaz, les gestionnaires de réseau de transport régionaux peuvent exploiter des infrastructures CH₄ et H₂. Dans ce cas, une séparation comptable et informationnelle apparaît suffisante pour permettre des synergies entre les fluides. Ce modèle de séparation ne sera probablement pas compatible avec la future réglementation UE. Alternativement, un éventuel GRT H₂ unique pourrait respecter une séparation légale.
- **Accès au réseau** : Pour garantir une compatibilité avec le projet de réglementation UE, aucune restriction ne devrait être prévue pour l'accès au réseau. Ceci serait peu critique, en vue du faible nombre de consommateurs attendus sur l'ensemble du réseau, lequel reste limité au niveau de transport. Alternativement, par soucis d'alignement sur la LApEI ou la LApGaz, une exception pourrait être considérée sur les clients en dessous d'un certain seuil de consommation annuelle. Cette exception ne sera probablement pas compatible avec la future réglementation UE.
- **RZM** : L'objectif est la création d'une zone de marché Suisse unique pour l'H₂, correspondant à la zone d'équilibrage. En présence de plusieurs GRT H₂, le RZM H₂ est intégré au RZM CH₄ pour mutualiser les ressources et garantir la coordination entre les deux fluides si plusieurs GRT co-existent. Si un GRT H₂ unique existe (séparation légale, modèle Swissgrid), celui-ci pourrait reprendre le rôle de RZM H₂.
- **Type de régulation tarifaire** : Une régulation Cost+ serait pertinente pour éviter l'incertitude juridique qu'a connu le marché du méthane en Suisse et soutenir l'émergence d'un marché national de l'hydrogène en garantissant des conditions tarifaires transparentes. Un mécanisme de subvention (publique ou croisées horizontales) ou de lissage tarifaire dans le temps permet d'offrir un tarif initialement abordable et relativement stable pendant la période de croissance. L'EnCom est doté de prérogatives pour contrôler les tarifs et réguler les éventuels mécanismes de lissage.
- **Transfert entre CH₄ et H₂ et valorisation** : les éventuels transferts depuis la BAR CH₄ peuvent se faire au niveau de la BAR CH₄. Tout paiement à double de l'infrastructure par les clients CH₄ et H₂ est interdit, l'EnCom valide les transferts. La LApGaz empêche la rétention d'actifs CH₄ par les gestionnaires de réseau pour les actifs CH₄ amortis ou échoués et qui seraient pertinents pour le développement du réseau d'H₂.
- **Planification du développement de réseau** : Pour assurer un développement du réseau H₂ cohérent, il apparaît important d'assurer une validation de la planification par une entité publique type EnCom ou OFEN. Une coordination multi-fluide avec le gaz, l'électricité et la chaleur serait nécessaire, notamment dans la perspective de groupes CCF qui seraient utilisées pour garantir une sécurité d'approvisionnement électrique et

pour prendre en compte l'impact de possibles réaffectations d'infrastructures CH₄ sur la sécurité d'approvisionnement en CH₄ du pays. Cette validation ne remet pas en cause une validation ex-post des coûts prévue dans le cadre d'une régulation Cost+. Des analyses quantitatives (par ex. coûts-bénéfices, impact décarbonation) peuvent venir étayer les choix de planification. Pour permettre une éventuelle évolution vers le scénario de réseau 3 « avec distribution », le raccordement de possibles réseaux de distribution sera contrôlé au niveau de la planification. Les conditions réglementaires des gestionnaires de réseau de transport H₂ s'appliqueraient alors par défaut aux éventuels futurs gestionnaires de réseau de distribution H₂, y compris les exigences de BAR H₂ et CH₄ distinctes pour l'allocation des coûts découlant des investissements.

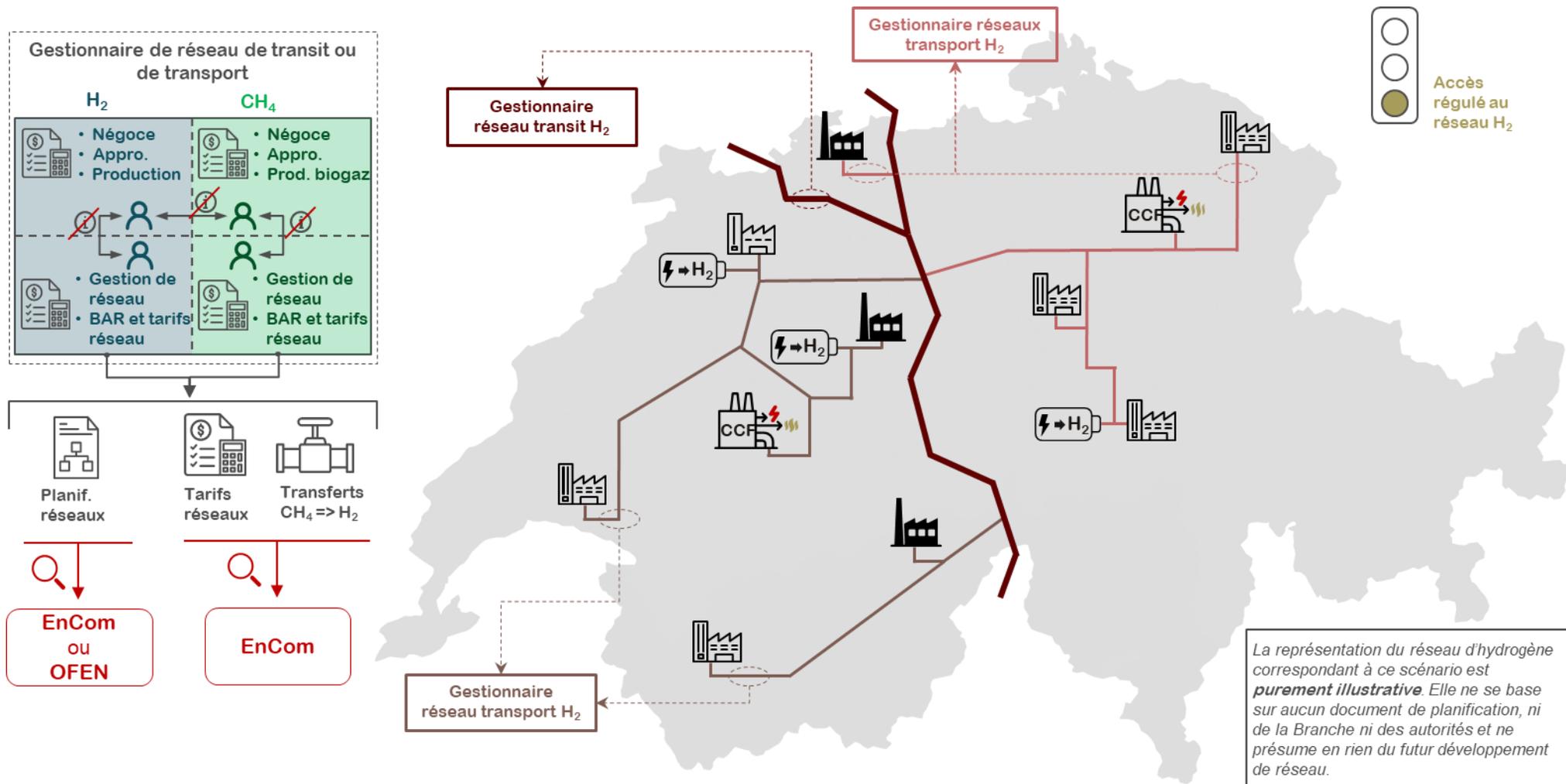


Figure 5 - Vue illustrative du scénario de réseau 2 « étendu » et des principales mesures réglementaires

Scénario 3 « avec distribution »

Taille de marché et situation finale recherchée

Une part importante de la consommation de CH₄ s'est reportée vers l'H₂. Il s'agit essentiellement de consommateurs industriels et, dans une part bien plus modeste, de certains consommateurs de chaleur (bâtiments tertiaires et résidentiels). Un réseau de transport et distribution comparable en taille au réseau CH₄ actuel est déployé, il raccorde la plupart des sites de productions indigènes (représentant une part très minoritaire de la consommation nationale d'hydrogène), des centrales de production d'électricité (CCF) et des interconnexions. A l'exception peut-être de quelques rares lignes directes historiques, il n'y a pas de réseaux géographiquement limités et isolés (hors possibles zones frontières et Tessin). Les volumes de consommation d'hydrogène sont dans la fourchette haute des projections (10 à 20 TWh/an)

Grandes orientations du cadre réglementaire :

- Ce scénario correspond à une transition conséquente du CH₄ vers l'H₂. Un développement du réseau directement selon ce scénario « avec distribution » serait possible en l'état. Cependant, une approche par étape (scénarios intermédiaires 1 « réduit » ou 2 « étendu ») serait plus probable, au risque cependant d'erreurs ou de choix suboptimaux dans la planification de réseau.
- Le modèle régulateur devrait répliquer une partie des logiques régulatrices du CH₄ à l'H₂. Ceci permet de valoriser l'expérience et les processus mis en place par l'EnCom et les gestionnaires de réseau avec la mise en œuvre de la LApGaz. Le cadre régulateur H₂ s'applique par défaut sans distinction entre gestionnaires de transport et gestionnaires de distribution d'hydrogène. Quelques exceptions ou règles spécifiques pourraient être envisagées, sous contrôle de l'EnCom.
- Une séparation verticale informationnelle et comptable serait pertinente comme pour la LApGaz. Tous les clients seraient au bénéfice d'un accès au réseau régulé. Si, pour les plus petits clients, un modèle semblable à la LApGaz ou à la LApEI devait être retenu, celui-ci ne sera probablement pas compatible avec la future législation UE.
- Le RZM CH₄ prévu dans la LApGaz devrait assurer aussi le rôle de RZM H₂ compte tenu des synergies et des possibles basculements de consommation de CH₄ vers l'H₂.

Résumé par thèmes réglementaire :

- **Séparation verticale** : Les GRT H₂ régionaux respectent une séparation comptable et informationnelle. Ceux-ci délèguent au RZM H₂ les tâches d'équilibrage et de fonctionnement de la zone de marché. Alternativement, les ressources et compétences de gestion du réseau (gestion d'actifs et exploitation sur des ouvrages hors conduite de transit H₂, dispatching unique, équilibrage du réseau) pourraient être mutualisées au sein d'un GRT H₂ unique respectant une séparation légale. Ce GRT H₂ unique assumerait également le rôle de RZM H₂, indépendamment des entreprises actives sur l'approvisionnement.
- **Séparation horizontale** : pas de BAR commune, les actifs hydrogène ou tous les investissements spécifiques à l'hydrogène ne doivent pas pouvoir être financés par les clients méthane. L'EnCom ou l'OFEN règlent la mise en œuvre de la séparation des BAR.

Tous les coûts établis comme spécifiques à l'hydrogène doivent être intégrés à une BAR H₂ séparée (sous réserve de validation conformément à la planification). Au bénéfice de leur expérience dans le transport et la gestion d'une infrastructure gaz, les gestionnaires de réseau de transport régionaux peuvent exploiter des infrastructures CH₄ et H₂. Dans ce cas, une séparation comptable et informationnelle apparaît suffisante pour permettre des synergies entre les fluides. Ce modèle de séparation ne sera probablement pas compatible avec la future réglementation UE. Alternativement, un éventuel GRT H₂ unique pourrait respecter une séparation légale.

- **Accès au réseau** : La gestion de l'accès au réseau doit être régulée. Pour garantir une compatibilité avec le projet de réglementation UE, aucune restriction ne devrait être prévue pour l'accès au réseau. Ceci concerne aussi bien les réseaux de transport que de distribution, mais cette mesure serait peu critique en vue du faible nombre de consommateurs attendu au niveau distribution. Alternativement, par soucis d'alignement sur la LApEI ou la LApGaz, une exception peut être considérée sur les petits clients. Cette exception ne sera probablement pas compatible avec la future réglementation UE.
- **RZM** : L'objectif est la création d'une zone de marché Suisse unique pour l'H₂, correspondant à la zone d'équilibrage. En présence de plusieurs GRT H₂, le RZM H₂ est intégré au RZM CH₄ pour mutualiser les ressources et garantir la coordination entre les deux fluides si plusieurs GRT co-existent. Si un GRT H₂ unique existe (séparation légale, modèle Swissgrid), celui-ci pourrait reprendre le rôle de RZM H₂.
- **Type de régulation tarifaire** : Une régulation Cost+ serait pertinente (pour éviter l'incertitude juridique qu'a connu le marché du méthane en Suisse et soutenir l'émergence d'un marché national de l'hydrogène en garantissant des conditions tarifaires transparentes. Un mécanisme de subventions (publiques ou croisées horizontales) ou de lissage tarifaire dans le temps permet de conserver un tarif initialement abordable et relativement stable pendant la période de croissance. L'EnCom est doté de prérogatives pour contrôler les tarifs et réguler les éventuels mécanismes de lissage.
- **Transfert entre CH₄ et H₂ et valorisation** : les éventuels transferts depuis la BAR CH₄ peuvent se faire au niveau de la BAR CH₄. Tout paiement à double de l'infrastructure par les clients CH₄ et H₂ est interdit, l'EnCom valide les transferts. La LApGaz empêche la rétention d'actifs CH₄ par les gestionnaires de réseau pour les actifs CH₄ amortis ou échoués et qui seraient pertinents pour le développement du réseau d'H₂.
- **Planification du développement de réseau** : Pour assurer un développement du réseau H₂ cohérent, il apparaît important d'assurer une validation de la planification par une entité type EnCom ou OFEN. Un coordination multi-fluide avec le gaz, l'électricité et la chaleur serait nécessaire, notamment dans la perspective de groupes CCF qui seraient utilisées pour garantir une sécurité d'approvisionnement électrique et pour prendre en compte l'impact de possibles réaffectations d'infrastructures CH₄ sur la sécurité d'approvisionnement en CH₄ du pays. Cette validation ne remet pas en cause une validation ex-post des coûts prévue dans le cadre d'une régulation Cost+. Des analyses quantitatives (coûts-bénéfices, impact décarbonation) peuvent venir étayer les choix de planification. Le développement des réseaux de distribution est également soumis à l'exigence de validation de la planification.

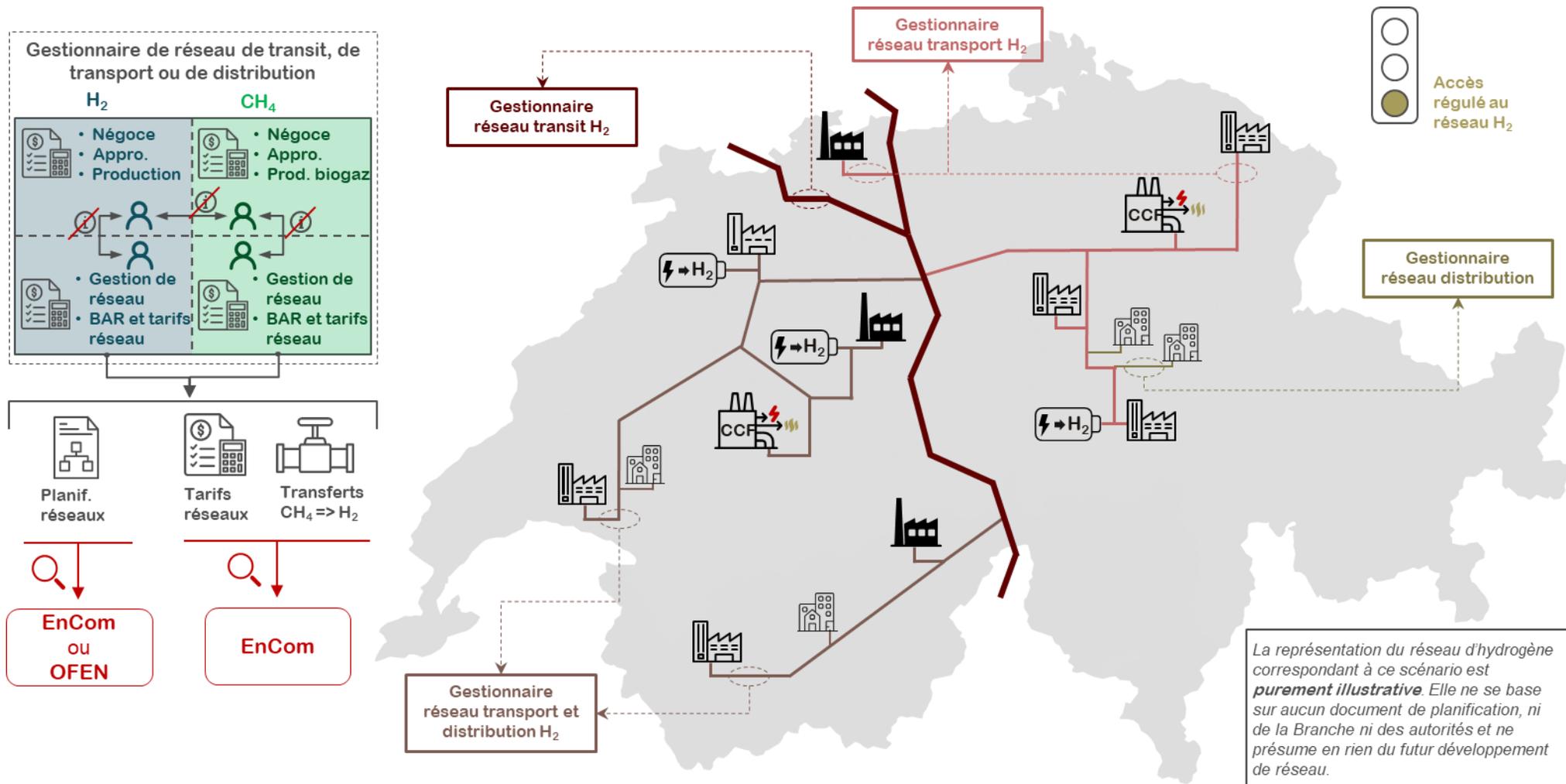


Figure 6 - Vue illustrative du scénario de réseau 3 « avec distribution » et des principales mesures réglementaires

Cadre transitoire

Lors de la mise en place d'un nouveau cadre réglementaire spécifique aux réseaux d'hydrogène, un cadre réglementaire transitoire peut être introduit dans un premier temps avant d'atteindre le cadre réglementaire cible. Le choix et le *design* du cadre réglementaire transitoire et limité dans le temps dépend ainsi essentiellement du cadre réglementaire cible.

Si la vision à terme pour l'hydrogène en Suisse tend à se rapprocher des scénarios 0 « minimal » ou 1 « réduit », le cadre réglementaire associé proposé par l'étude peut être mis en œuvre sans restriction majeure dès les premières années de la régulation. Il n'y a, dans ce cas, pas de mesure transitoire particulière. Cependant, si l'hydrogène venait à se développer de manière plus conséquente qu'attendu, ces scénarios 0 « minimal » ou 1 « réduit » peuvent évoluer vers les scénarios 2 « étendu » ou 3 « avec distribution » avec des cadres réglementaires adaptés. Il n'existe pas de barrière majeure à faire évoluer progressivement la régulation des réseaux d'hydrogène, mais la mutation d'un cadre vers un autre nécessitera la mise en place d'exceptions temporaires, potentiellement nombreuses. Ces exceptions se justifient par exemple pour protéger certains investissements déjà réalisés des changements de logique réglementaire ou pour permettre aux acteurs du marché et aux gestionnaires de réseau de s'organiser en prévision du changement de régulation. Ceci peut par exemple concerner la séparation des activités (voir Chapitre 8) ou l'accès au réseau (voir Chapitre 0).

Si, dès maintenant, la vision à terme pour l'hydrogène en Suisse tend à se rapprocher des scénarios 2 « étendu » ou 3 « avec distribution », la régulation peut anticiper et prévoir des mesures transitoires et des exceptions (limitées dans le temps) avant d'atteindre la régulation cible. C'est l'approche du projet de réglementation européenne, qui pose un cadre réglementaire cible mais établit des exceptions limitées dans le temps pour permettre aux acteurs de s'organiser plus librement dans une phase de démarrage (voir Tableau 3 ci-dessous). Toutefois, l'identification des mesures transitoires dès la phase initiale donne la visibilité nécessaire aux acteurs pour anticiper les changements de régulation vers la régulation cible et pour réaliser leurs investissements en connaissance de cause.

Domaine	Mesures transitoires ⁶	Régulation cible
Séparation des activités	Modèles ISO et ITO autorisés pour les gestionnaires de réseau de transport	Séparation de propriété pour les gestionnaires de réseau
Accès au réseau	Accès négocié autorisé	Accès régulé pour tous les utilisateurs

Tableau 3 - Principaux domaines réglementaires faisant l'objet de mesures transitoires selon le projet de réglementation européenne des réseaux d'hydrogène

Au moment de la réalisation de cette étude, il n'existe pas de vision claire sur la vision à terme de l'hydrogène en Suisse. De plus, lorsqu'une telle vision nationale à long-terme (par exemple à horizon 2050) sera donnée, il subsistera toujours la possibilité de non-réalisation de cette vision initiale et donc un risque de mise en place d'un cadre réglementaire non adapté. Ce risque peut être

⁶ Prenant fin à horizon 2030 selon la proposition de la Commission européenne

géré en optant pour une régulation d'abord modeste, type scénario 0 « minimal » ou 1 « réduit », laquelle pourra être appelée à évoluer le cas échéant. Les principales mesures transitoires sont illustrées dans le Tableau 4. L'inconvénient principale de cette approche est cependant de développer un réseau sans vision nationale intégrée long-terme, et donc au risque d'une planification suboptimale (tracés et coûts) résultant de validation de projets individuels et peu ou pas coordonnés entre eux.

Domaine	Mesures transitoires	Régulation cible
Séparation des activités	Séparation comptable	Séparation comptable et informationnelle
Accès au réseau	Négocié	Régulé pour tous les utilisateurs
Tarifification	Pas de régulation	Régulation Cost+
Tarifification	Possible subventions, dont l'usage est contrôlé	Possibles mécanismes stabilisation, intégré à la régulation Cost+

Tableau 4 - Principales mesures réglementaires transitoires pour accompagner le développement des réseaux d'hydrogène en Suisse

4 Glossaire

ACER	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BAR	Base d'actifs régulés
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCF	Couplage Chaleur Force
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
EAE	Entreprise d'approvisionnement en Energie
EHB	European Hydrogen Backbone
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber (gestionnaire de réseau de transport de gaz)
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
ISO	Independant system operator
ITO	Independant transmission operator
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LApGaz	Loi sur l'approvisionnement en gaz
OFEN	Office fédéral de l'énergie
RZM	Responsable zone de marché
UE	Union Européenne
WACC	Coût moyen pondéré du capital (<i>weighted average cost of capital</i>)

5 Sommaire

1 Résumé managérial	2
2 Zusammenfassung	8
3 Vue d'ensemble des modèles réglementaires identifiés	14
4 Glossaire	29
5 Sommaire	30
6 Cadre de l'étude	33
6.1 Développement du marché de l'hydrogène en Suisse	33
6.2 Description des scénarios de réseau d'hydrogène étudiés	35
6.2.1 Scénario 0	36
6.2.2 Scénario 1	36
6.2.3 Scénario 2	37
6.2.4 Scénario 3	37
7 Cadres réglementaires européens	39
7.1 UE	39
7.2 Allemagne	40
7.2.1 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung EnWG	40
7.2.2 Projet de loi: Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und Ergänzungen von Regelungen zum Wasserstoff-Kernnetz (EnWG-E)	42
7.3 Pays-Bas	43
8 Séparation des activités	45
8.1 Séparation verticale	45
8.1.1 Absence de séparation verticale	45
8.1.2 Séparation comptable des activités	46

8.1.3	Séparation informationnelle des activités	47
8.1.4	Séparation opérationnelle des activités	47
8.1.5	Séparation juridique des activités	47
8.1.6	Séparation de propriété des activités	48
8.1.7	Modèles de séparation verticale des activités pour les scénarios de développement du réseau	48
8.2	Séparation Horizontale, BAR applicable	50
8.2.1	Absence de séparation horizontale, BAR commune	51
8.2.2	Séparation horizontale comptable, BAR distincte	52
8.2.3	Séparation horizontale juridique, BAR distincte	54
8.2.4	Modèles de séparation horizontale des activités et de BAR applicable pour les scénarios de développement du réseau	54
9	Accès au réseau et zone de marché	57
9.1	Accès au réseau	57
9.1.1	Absence de droit d'accès au réseau	57
9.1.2	Accès au réseau négocié	58
9.1.3	Accès au réseau régulé	59
9.1.4	Modèles d'accès au réseau pour les scénarios de développement du réseau	60
9.2	Zone de marché et Responsable Zone de Marché (RZM)	62
9.2.1	Modèles pour une zone de marché hydrogène et RZM	64
10	Réaffectation des conduites de méthane pour l'hydrogène	65
10.1	Transfert d'une conduite réaffectée à l'hydrogène	65
10.2	Détermination de la valeur résiduelle des conduites de méthane	67
10.2.1	Valorisation des actifs à leur valeur résiduelle	67
10.2.2	Valorisation des actifs à leur valeur économique actuelle (VAN)	69
10.2.3	Valorisation des actifs à leur valeur de remplacement	71
10.2.4	Modèles de valorisation des actifs réaffectés pour les scénarios de développement du réseau	71
11	Règles de tarification	73
11.1	Types de régulation pour la tarification du réseau	73

11.1.1	Absence de régulation des coûts du réseau	73
11.1.2	Régulation Cost+	74
11.1.3	Régulation incitative	76
11.1.4	Modèles de régulation tarifaire pour les scénarios de développement du réseau	77
	11.2 Aspects quantitatifs relatifs aux tarifs de monopole	79
11.2.1	Coûts d'investissement	79
11.2.2	Stabilisation des tarifs	81
	12 Planification et développement du réseau	84
12.1.1	Planification intégrée	84
12.1.2	Planification territoriale	87
12.1.3	Modèles pour la planification du réseau pour les scénarios de développement du réseau	87
	13 Annexes	90
	13.1 Séparation verticale, avantages et inconvénients	90
13.1.1	Absence de séparation verticale	90
13.1.2	Séparation comptable des activités	91
13.1.3	Séparation informationnelle des activités	91
13.1.4	Séparation opérationnelle des activités	92
13.1.5	Séparation juridique des activités	93
13.1.6	Séparation de propriété des activités	94
	13.2 Séparation horizontale, avantages et inconvénients	95
13.2.1	Absence de séparation horizontale, BAR commune	95
13.2.2	Séparation horizontale comptable, BAR distincte	96
13.2.3	Séparation horizontale juridique, BAR distincte	97
	13.3 Accès au réseau	98
13.3.1	Absence de droit d'accès au réseau	98
13.3.2	Accès au réseau négocié	99
13.3.3	Accès au réseau régulé	99
	14 Bibliographie	101

6 Cadre de l'étude

6.1 Développement du marché de l'hydrogène en Suisse

Dans la présente étude, les différents scénarios de réseau qui seront discutés renverrons chacun à une vision possible de l'état du marché de l'hydrogène en Suisse. Ainsi, l'effort réglementaire correspondant la future infrastructure de réseau pourra être mis au regard du développement de son marché et de sa taille en Suisse.

Aujourd'hui quasi-inexistant du mix énergétique Suisse, l'hydrogène est pourtant clairement identifié comme un vecteur énergétique pouvant contribuer à la décarbonation de certains secteurs d'activités pour permettre à la Suisse d'atteindre la neutralité CO₂ d'ici 2050. Ceci, à condition que cet hydrogène soit produit à partir de sources neutres ou bas carbone. Dans l'étude cependant, nous ne traiterons pas de la qualité resp. de la « couleur » de l'hydrogène, mais nous nous concentrerons sur la spécificité de la molécule H₂, par opposition au méthane CH₄.

Le futur de l'hydrogène en Suisse fait actuellement l'objet d'une Stratégie, en cours d'élaboration par le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC). Cette Stratégie devrait notamment permettre de réconcilier les différentes visions des acteurs sur le développement du marché de l'hydrogène en Suisse d'ici 2050. L'illustration ci-dessous présente deux scénarios d'évolution de la consommation d'hydrogène en Suisse d'ici 2050.

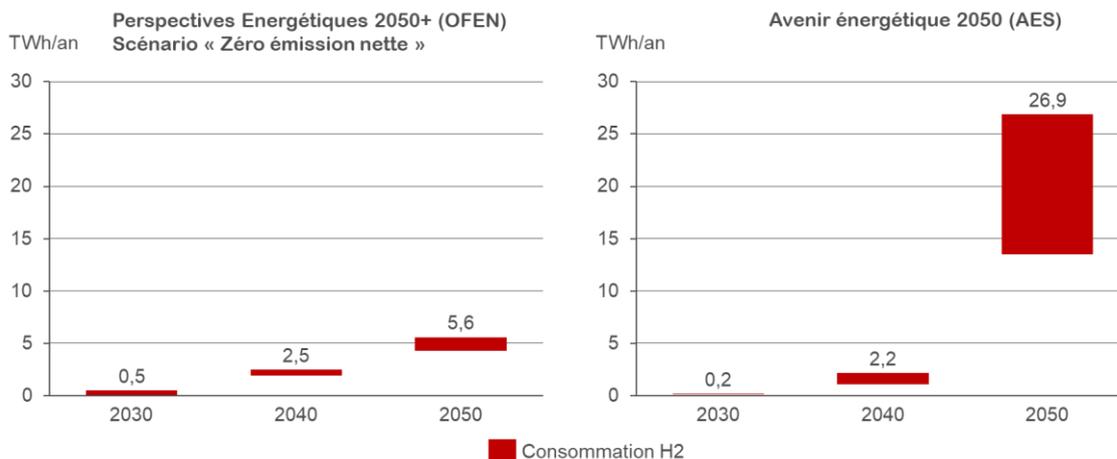


Figure 7 – Exemples de scénarios d'évolutions de la consommation d'hydrogène en Suisse à horizon 2050 [1] [2]

Si ces différents scénarios tablent sur des consommations relativement modestes à horizon 2030, de moins de 1 TWh/an, l'état des projections en 2050 présente une très forte variabilité (de 5 TWh/an à plus de 25 TWh/an selon les scénarios). Cette très forte variabilité indique que les vues des différents acteurs ne convergent pas, à ce stade, sur l'avenir de l'hydrogène en Suisse ni sur sa part dans le mix énergétique final. Ceci pourrait s'expliquer en partie par le fait que, à l'inverse de pays européens comme la France ou l'Allemagne, la Suisse ne dispose pas aujourd'hui d'un socle de consommateurs d'hydrogène déjà présent (contre environ 50-60 TWh/an en Allemagne).

En outre, cette incertitude sur les volumes se répercute également sur la potentielle taille de marché correspondante. Partant de l'hypothèse de possibles scénarios de prix illustratifs pour les coûts d'importation d'hydrogène en Suisse (Figure 8), la figure montre que, d'ici 2050, la taille de marché de l'hydrogène en Suisse pourra varier de quelques millions de francs par ans à presque 2,5 milliards de francs par an.

Prix import H2 [CHF/MWh]	2030	2040	2050
Hypothèse haute	190	110	90
Hypothèse basse	110	60	40

Figure 8 - Possibles scénarios de prix illustratifs pour les coûts d'importation d'hydrogène en Suisse [3]

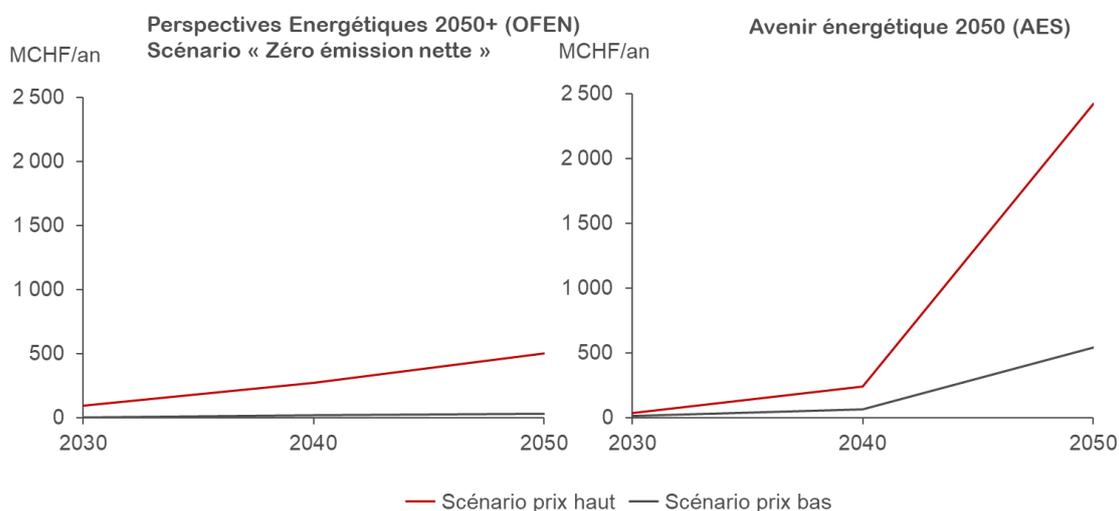


Figure 9 – Exemples de scénarios d'évolution de la taille de marché de l'hydrogène en Suisse

En comparaison, la taille du marché du méthane en Suisse et de l'électricité se situent actuellement à des niveaux de l'ordre de 1.2 Mrd. CHF/an resp. de 6.5 Mrd. CHF/an⁷. Cette estimation de coûts ne porte que sur la partie énergie, les coûts d'utilisation du réseau et les taxes relatives à la consommation de méthane ne sont pas comprises dans ce chiffre.

Enfin, le développement du marché de l'hydrogène en Suisse dépendra fortement des capacités d'imports depuis les pays européens voisins et de la capacité à s'approvisionner sur les marchés de gros à l'étranger, ev. au travers de contrats long-terme. Ce défi est d'autant plus grand dans un marché encore embryonnaire, dans une phase de démarrage : les charges financières et de niveau de prise de risque nécessaires pour se positionner sur des contrats d'import depuis l'étranger pourraient ne pas être à la portée de tous les acteurs de l'électricité ou du méthane aujourd'hui. Ceci concerne également les entreprises historiques d'approvisionnement en

⁷ Taille de marché du méthane estimé sur la base de 30 TWh/an pour un prix de 40 CHF/MWh. Taille de marché de l'électricité estimé sur la base de 65 TWh/an pour un prix de 100 CHF/MWh

énergie (EAE). Dans une phase de démarrage des marchés européens de l'hydrogène, on pourrait donc imaginer en Suisse l'apparition de nouveaux acteurs ou de groupements d'acteurs pour conclure des contrats d'approvisionnements depuis l'étranger.

6.2 Description des scénarios de réseau d'hydrogène étudiés

La présente étude retient 4 scénarios de réseau d'hydrogène. Ces scénarios ont été fixés en dehors du cadre de la présente étude et n'ont pas été spécifiés et construits par E-CUBE. Il s'agit de scénarios hypothétiques, purement théoriques et illustratifs, sans aucune hiérarchie ou classement de valeur. Si les scénarios diffèrent profondément sur la taille du réseau national d'hydrogène, les niveaux de réseau impactés et les consommateurs concernés, leur point commun est de postuler l'existence d'une conduite de transit en Suisse. Sur le même modèle que l'actuelle conduite de transit de méthane, la conduite de transit d'hydrogène serait un élément du réseau de transport européen reliant l'Allemagne et la France à l'Italie et pouvant potentiellement fonctionner de manière réversible (flux nord-sud et sud-nord selon les besoins).

A ce stade, aucun scénario ne peut être qualifié de préférentiel. La présente étude ne discute ni de leur pertinence, ni de leur probabilité de réalisation. De plus, ces scénarios ne sont pas exclusifs entre eux dans le temps. Ainsi, les scénarios 2 et 3 pourraient être vus comme un développement des scénarios 0 ou 1.

Réseaux d'hydrogène géographiquement limités et isolés

Dans cette étude, nous discuterons également du cas des réseaux géographiquement limités, appelés aussi « isolés ». Ces réseaux peuvent correspondre à l'un des exemples ci-dessous (liste non exhaustive) :

- Ligne directe, reliant un site de production à un site de consommation, non interconnectée avec un réseau de plus grande envergure (par ex. : conduite reliant un électrolyseur à un site de distribution d'hydrogène pour la mobilité). Une ligne directe pourrait s'étendre sur le domaine public et traverser plusieurs parcelles distinctes.
- Réseau industriel ou commercial : pouvant s'étendre sur une ou plusieurs parcelles, réseau appartenant à un tiers non gestionnaire de réseau (par exemple propriétaire de site industriel) et exploité en autonomie. Celui-ci n'est pas raccordé directement à un réseau de plus grande envergure.
- Réseau publique de faible envergure : réseau local de distribution d'hydrogène, non interconnecté, dont le dimensionnement repose clairement sur les caractéristiques de consommateurs identifiables individuellement (par exemple : unité de production locale d'hydrogène, raccordée par un réseau de distribution à des consommateurs industriels à proximité, ne prévoyant pas de capacité additionnelle pour d'autres utilisateurs).

La définition précise d'un réseau d'hydrogène géographiquement limités pourra être spécifiée par la réglementation, pour distinguer ceux-ci du cas général des réseaux d'hydrogène intégrés resp. de large étendue.

Ces scénarios peuvent être différenciés selon plusieurs indicateurs. Lors du déploiement de l'infrastructure, le suivi de ces indicateurs pourra permettre de déterminer le scénario correspondant et, partant, de s'assurer que le cadre réglementaire est bien adapté. Ces indicateurs peuvent être par exemple :

- Volume de consommation nationale annuelle d'hydrogène (en GWh/an)
- Typologies de réseau (niveau de transit, de transport, de distribution) et types de clients raccordés (par exemple sites industriels à forte densité énergétique, installations CCF pour la sécurité d'approvisionnement électrique, zones industrielles périurbaines, quartiers de bâtiments)
- Etat du raccordement de la production locale d'hydrogène (celle-ci est-elle majoritairement raccordée au réseau national intégré ou, au contraire, majoritairement raccordée à des sites isolés)

6.2.1 Scénario 0

Ce scénario correspond à un marché intérieur Suisse de l'hydrogène extrêmement réduit.

Volumes annuels	~ 0 – 2 TWh/an
Réseau de transit	Raccordement de certains centres d'industries à forte intensité énergétique à la conduite de transit (par exemple chimie industrielle ou métallurgie)
Réseau de transport régional suisse	Aucun
Etat du réseau de distribution suisse	Aucun
Raccordement de la production locale	Réseaux d'hydrogène isolés et de faible extension géographique autour de sites de production locale

6.2.2 Scénario 1

Dans ce scénario, la consommation d'hydrogène se limite toujours aux industriels à forte intensité énergétique. Cependant, l'existence de réseaux régionaux permet le raccordement et l'approvisionnement de clients industriels plus éloignés de la conduite de transit.

Volumes annuels	~ 2 – 5 TWh/an
Réseau de transit	Raccordement de certains centres d'industries à forte intensité énergétique à la conduite de transit (par exemple chimie industrielle ou métallurgie)
Réseau de transport régional suisse	Existence de réseaux régionaux d'hydrogène se limitant à l'approvisionnement de gros consommateurs industriels non raccordés à la conduite de transit
Etat du réseau de distribution suisse	Aucun

Raccordement de la production locale	Réseaux d'hydrogène isolés et de faible extension géographique autour de sites de production locale
---	---

6.2.3 Scénario 2

Dans ce scénario, tout ou une partie de la production suisse d'hydrogène est raccordée au réseau, soit au niveau local (distribution) soit au niveau de transport régional. Dans ce scénario, des échanges commerciaux d'hydrogène entre producteurs et consommateurs suisses situés dans des zones géographiques différentes sont envisageables. Certains réseaux géographiquement limités et isolés pourraient encore toutefois subsister.

Une évolution notable concerne également le raccordement de grandes installations de chaleur-force (CCF) au réseau de transport d'hydrogène. En Suisse, les grandes installations disposent d'une puissance électrique installée de plus de 1 MW [4]. Pour une installation illustrative d'une installation CCF d'une puissance électrique installée de 10 MW_e, d'une efficacité pour la production d'électricité de 20% [4] et d'un facteur de charge de 2'000h/an, la consommation d'hydrogène correspondante serait de 100 GWh/an. De manière similaire, une puissance totale installée de 1'000 MW_e pour garantir la sécurité d'approvisionnement hivernal consommerait 5 GWh d'hydrogène par heure de fonctionnement. Une consommation annuelle de 1 TWh/an serait par exemple atteinte avec 200h/an, soit moins de 9 jours en ruban à pleine puissance.

Volumes annuels	~ 5 – 10 TWh/an
Réseau de transit	Raccordement de certains centres d'industries à forte intensité énergétique à la conduite de transit (par exemple chimie industrielle ou de métallurgie)
Réseau de transport régional suisse	Desserte de certains centres urbains pour l'approvisionnement de services industriels et de l'industrie locale. Raccordement de grands consommateurs et de grandes installations CCF directement au réseau de transport régional.
Etat du réseau de distribution suisse	Aucun, la production locale est directement raccordée au réseau de transport
Raccordement de la production locale	Raccordement au réseau de transport

6.2.4 Scénario 3

Dans ce scénario, l'approvisionnement en hydrogène concerne aussi certaines habitations individuelles et les petits commerces pour répondre à des besoins de chauffage. Il ne s'agit pas d'une transition complète des usages domestiques actuels au méthane à l'hydrogène. Ce scénario représente les cas pertinents de conversion d'une partie de l'infrastructure de distribution actuelle de méthane à l'hydrogène, sous des critères d'efficience économiques et en

accord avec la planification énergétique des Communes. Dans les zones concernées, un réseau de distribution d'hydrogène est déployé.

Ce scénario correspond à la vision la plus développée que pourrait avoir le marché de l'hydrogène en Suisse et quelle serait les caractéristiques de l'infrastructure de réseau correspondante.

Volumes annuels	~ 10 – 20 TWh/an
Réseau de transit	Raccordement de certains centres d'industries à forte intensité énergétique à la conduite de transit (par exemple chimie industrielle ou de métallurgie)
Réseau de transport régional suisse	Desserte de certains centres urbains pour l'approvisionnement de services industriels et de l'industrie locale. Raccordement de grands consommateurs et de grandes installations CCF directement au réseau de transport régional.
Etat du réseau de distribution suisse	Certains centres urbains disposent d'un réseau de distribution, alimentant des habitations et petits commerces en hydrogène pour du chauffage
Raccordement de la production locale	Raccordement au réseau de transport ou de distribution

7 Cadres réglementaires européens

7.1 UE

Le 15 décembre 2021, la Commission européenne a publié une proposition de refonte du « Règlement du Parlement européen et du Conseil sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène » (COM (2021) 804 final) ainsi qu'une proposition de refonte de la « Directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène » (COM (2021) 803 final).

Ces deux documents constituent pour la Commission européenne la proposition de cadre réglementaire pour permettre à l'hydrogène (et aux autres méthane renouvelables) de contribuer à l'atteinte de l'objectif de neutralité CO₂ de l'Union Européenne d'ici 2050.

La proposition de refonte du Règlement contient notamment les points suivants concernant la régulation des réseaux d'hydrogène :

- Règles générales d'organisation des marchés et d'accès à l'infrastructure (Art. 3)
- Séparation des bases d'actifs régulés (Art. 4)
- Accès au réseau et aux installations de stockage (Art. 6-7)
- Tarifs d'accès au réseau (Art. 15-16)
- Réseau européen des gestionnaires de réseau d'hydrogène (Art. 40-42)
- Planification du réseau (Art. 43)
- Dispositions transitoires pour les nouvelles infrastructures d'hydrogène (Art. 60)

La proposition de refonte de la Directive contient les points suivants concernant la régulation des réseaux d'hydrogène :

- Accès aux infrastructures (Art. 31-34)
- Séparation des activités (Art. 62-64 ; 68-69)
- Planification du réseau (Art. 51-53)
- Interconnecteurs avec un pays tiers (Art. 49)

Le 17 février 2023, le Parlement européen a présenté son rapport [5] sur les deux propositions de la Commission. Le document présente les différents amendements proposés par le Parlement à la proposition de la Commission.

Le 28 mars 2023, le Conseil⁸ a publié ses « orientations générales » sur les deux propositions de la Commission. Ces « orientations générales » s'inscrivent dans le processus de codécision, où

⁸ Le Conseil regroupe le Conseil de l'Union européenne et le Conseil européen, lesquels regroupent respectivement les chefs d'États ou de Gouvernement de chaque pays membre et les ministres des gouvernements nationaux de chaque pays membre pour chaque domaine concerné.

le Conseil et le Parlement européen prennent conjointement leur décision pour élaborer ou modifier un acte législatif. Suite à la publication des « orientations générales », le Parlement européen et le Conseil travaillent pour parvenir à un accord avant l'entrée en vigueur de la législation.

Les différentes dispositions proposées par la Commission européenne seront présentées et détaillées dans tout au long du rapport dans des encarts dédiés. Les modifications apportées par le Parlement en février 2023 et par le Conseil en mars 2023 seront également identifiées. De cette manière, nous pourrions mettre en relief le cadre réglementaire européen en cours de préparation par rapport aux différents scénarios de réseau retenus dans la présente étude.

Il est cependant intéressant de noter que, dans sa proposition de régulation, la Commission européenne ne fait pas de distinction entre gestionnaires de réseaux de distribution et de transport en matière d'hydrogène. Une explication pourrait être que le futur réseau d'hydrogène devrait être majoritairement destiné aux industries, approvisionnées directement par un réseau de transport. Cette vision n'est cependant pas partagée par le Parlement européen, qui propose que la distinction faite entre réseau de transport et de distribution pour le méthane le soit également à l'avenir pour l'hydrogène.

7.2 Allemagne

7.2.1 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung EnWG

Le 26 juin 2021, soit environ 6 mois avant la publication de la proposition de la Commission européenne, de nouvelles dispositions de l'EnWG propres à la régulation des réseaux d'hydrogène sont entrées en force. L'EnWG reprend la plupart des thématiques réglementaires abordées par la proposition de la Commission tout en fournissant un cadre concret de mise en œuvre.

L'EnWG propose une définition des réseaux d'hydrogène, distincte de celle des réseaux de méthane [6] (Art. 39a). Un réseau d'hydrogène est dédié exclusivement à l'approvisionnement en hydrogène, indépendamment du diamètre des conduites, il doit être en principe ouvert à tous et ne doit pas avoir été dimensionné resp. construit pour répondre spécifiquement aux besoins de clients identifiables individuellement. Les réseaux insulaires et les lignes directes ne sont donc pas concernés par cette définition. Notons que, au moment de la réalisation de cette étude, aucun réseau d'hydrogène en Allemagne n'était concerné par cette régulation.

Les réseaux d'hydrogènes peuvent se mettre sous le coup de l'EnWG selon un choix « Opt-in » [6] (§ 28j Abs. 3). Dans ce cas, le gestionnaire de réseau se soumet aux obligations de l'EnWG (séparation des activités, contrôles du régulateur,...) mais peut profiter d'une marge régulée et garantie pour son activité de réseau. Le gestionnaire de réseau soumet au régulateur (Bundesnetzagentur - BNetzA) une demande de transfert du réseau sous la réglementation des réseaux d'hydrogène. Cette demande doit être justifiée par un plan de réalisation validé par le gestionnaire de réseau et les futurs utilisateurs au bénéfice d'un accès négocié et prouver le besoin de l'infrastructure hydrogène sur des critères économiques. Le transfert, effectif uniquement après validation du régulateur (Bedarfsprüfung [6], § 28p), est irrévocable et définitif. En outre, le transfert est alors valable pour tous les réseaux d'hydrogène du gestionnaire. Dans

le cas où le gestionnaire de réseau ne fait pas usage de ce droit « opt-in », le réseau reste non-régulé.

Par la suite, tout développement du réseau doit être justifié auprès du régulateur sur la base d'une analyse du besoin, incluant des critères économiques [6](§ 28p). Ceci est en particulier le cas pour tous les développements de réseaux envisagés pour permettre le raccordement de nouveaux utilisateurs du réseau. Ces vérifications ad-hoc viennent en contrepartie de l'absence d'obligation en l'état de planification du réseau pour l'hydrogène.

L'EnWG ne prévoit pas de dispositions particulières concernant l'accès au réseau pour les réseaux non-régulés. Dans ce cas-là, l'accès au réseau se fait de manière négociée mais sans aucune base légale pour encadrer les négociations. Pour les réseaux régulés en revanche, l'accès doit être négocié à des conditions adéquates et non-discriminatoires. Les gestionnaires de réseau peuvent cependant refuser un accès au réseau pour des raisons d'exploitation, d'économicité ou de technique. Les gestionnaires de réseau régulés doivent publier les conditions commerciales de l'accès au réseau sur leur site internet. Enfin, des dispositions autorisent les autorités à définir les conditions d'accès au réseau en cas de besoin.

Les tarifs de réseaux sont soumis à une régulation basée sur les coûts (Cost+) et non à une régulation incitative. La base d'actifs régulés (BAR) des réseaux d'hydrogène est spécifique, séparée de celle des réseaux de méthane. Toute subvention entre fluides est interdite. Les tarifs de réseau doivent être adéquats, non-discriminatoires et transparents. En outre, ils ne doivent pas être plus cher que si l'entreprise avait eu à effectuer ce type de prestations pour elle-même ou pour des partenaires. Selon les principes d'une régulation Cost+, les coûts sont validés *ex-post* par le régulateur en comparant les estimations de coûts faites dans les plans de développement du réseau validés au préalable [7]⁹. Des dispositions peuvent être fixés au besoin par ordonnance pour définir les règles de calcul des coûts et les obligations en terme échanges d'information.

Les gestionnaires de réseaux d'hydrogène doivent garantir horizontalement et verticalement une séparation comptable et informationnelle, devant correspondre à la situation où l'activité de réseau serait menée par une entreprise légalement indépendante. Le gestionnaire de réseau ne peut pas posséder ni exploiter des moyens de productions et de stockage ni conduire des activités de commercialisation. Les comptes annuels des réseaux d'hydrogène doivent être validés par un audit selon la pratique pour des entreprises indépendantes.

Concernant le déploiement de l'infrastructure, les gestionnaires de réseau doivent élaborer un plan de développement du réseau spécifique hydrogène d'ici 2035, dont la validation par le régulateur sera faite conjointement avec celui du plan pour le méthane. Lors de la planification de la réaffectation de conduites de méthane à l'hydrogène, les gestionnaires de réseau concernés doivent prouver que le reste du réseau de méthane continuera à remplir ses fonctions (ev. avec des mesures de renforcement mineures [6](§ 113b)).

Concernant les procédures d'autorisation, les lois d'aménagement du territoire et la nécessité d'études d'impact environnemental s'appliquent pour les projets avec pipes d'un diamètre

⁹ Les détails de mise en œuvre de la régulation Cost+ pour les réseaux d'hydrogène sont donnés par ordonnance. La dépréciation des actifs se fait notamment sur la base des coûts historiques, selon une méthode d'amortissement linéaire. Pour la conversion d'actifs méthane à l'hydrogène, la valeur résiduelle des actifs méthane convertis doit être retenue (Art.8 Abs. 5).

supérieur à 300 mm. Pour les infrastructures méthane réaffectées à l'hydrogène, les servitudes mises en place pour le méthane sont transférables à l'hydrogène. En outre, les conduites réaffectées doivent respecter des normes techniques spécifiques.

7.2.2 Projet de loi: Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und Ergänzungen von Regelungen zum Wasserstoff-Kernnetz (EnWG-E)

Début 2023, le ministère allemand de l'économie et de la protection du climat (Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz BMWK) a procédé à des auditions pour l'établissement d'un réseau d'hydrogène fondamental à travers le pays (Wasserstoff-Kernnetz). Ce processus a débouché sur une proposition de modification de l'EnWG le 24 mai 2023. Ce réseau fondamental doit se concentrer sur le transport d'hydrogène suprarégional et ne concerne donc pas les niveaux locaux, en particulier la distribution.

La réalisation de ce réseau fondamental incomberait aux actuels gestionnaires de réseau de transport de méthane, lesquels doivent collaborer et échanger toutes les informations nécessaires pour la planification et la mise en œuvre du réseau d'hydrogène. De même, toute partie susceptible d'être concernée par le déploiement du réseau (gestionnaire de réseau de distribution, gestionnaire d'infrastructure possiblement reconvertible à l'hydrogène, autres) sont soumis à l'obligation de coopération avec les gestionnaires de réseau de transport, y compris concernant la transmission d'informations.

L'infrastructure du réseau fondamental doit répondre à plusieurs critères. Ce doit être notamment une infrastructure nationale, considérant toutes les régions du pays et répondant aux besoins d'approvisionnement du pays en hydrogène en se connectant aux principaux centres de production d'hydrogène et points d'entrée d'importations. La planification doit en outre prévoir une mise en service d'ici fin 2032.

En l'absence d'une proposition commune des gestionnaires de réseau de transport pour la réalisation du réseau fondamental d'hydrogène et d'organe de coordination pour sa mise en œuvre dans un délai très court (trois semaines après entrée en vigueur de la nouvelle loi selon le projet de loi), cette responsabilité reviendrait au régulateur. La proposition commune des gestionnaires de réseau serait alors soumise à une consultation publique, la validation revenant en dernière instance à la BNetzA, dans un délai de deux mois après soumission de la proposition commune¹⁰.

Le réseau fondamental tomberait directement sous le coup de la régulation des réseaux d'hydrogène, sans considération de droit d'opt-in. En outre, les dispositions pourraient être prévues par ordonnance pour garantir des tarifs de réseau uniforme avec éventuellement des mécanismes de compensation entre exploitants du réseau.

¹⁰ Dans un deuxième temps, une évolution de l'EnWG prévue d'ici la fin 2023 marquerait dans la loi la planification retenue pour les réseaux d'hydrogène en prenant en compte le développement du réseau fondamental ainsi que les besoins des principaux potentiels consommateurs industriels d'hydrogène.

7.3 Pays-Bas

Les Pays-Bas n'ont, à ce jour, pas encore adopté de législation spécifique pour la régulation des réseaux d'hydrogène. En revanche, certaines dispositions légales relatives à l'électricité et au méthane s'appliquent également au domaine de l'hydrogène. C'est notamment le cas de l'Art. 17c Loi sur l'électricité (Elektriciteitswet 1998) et de l'Art. 10d Loi sur le Méthane (Gaswet) qui clarifient le rôle des gestionnaires de réseau avec les carburants alternatifs (dont l'hydrogène fait partie). Les règles sont explicitées par le régulateur (ACM) dans une directive du 14 septembre 2021 [8]. Les gestionnaires de réseau disposent du droit de construire et de posséder des installations de production d'hydrogène mais pas de les opérer. Ils n'ont pas le droit d'avoir d'activité commerciale sauf exceptions (si par exemple le commerce est intrinsèquement lié à l'infrastructure ou si le gestionnaire de réseau possède des participations minoritaires ou participe à des joint-ventures sans pouvoir de contrôle décisif, laissant par exemple la porte ouverte à des partenariats publics-privés).

A ce stade, le cadre légal n'impose pas de séparation horizontale des activités et permet certaines exceptions à la séparation verticale des activités. Cependant, l'ACM note que ces dispositions sont susceptibles d'évoluer dans le temps. Celles-ci pourraient être revues, voir même devenir caduques en cas de mise en œuvre du projet de refonte du règlement et de la directive européennes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène.

Anticipant l'évolution du cadre réglementaire européen et dans un souci de clarification de la stratégie nationale pour l'infrastructure hydrogène, le Gouvernement a précisé le 29 juin 2022 sa vision sur la régulation du marché H₂ [9]. Il détaille certains principes directeurs, notamment :

- Les réseaux existants intégrés verticalement et les nouveaux réseaux délimités géographiquement seront laissés hors de toute régulation. Il s'agira cependant d'écartier le risque de compétition entre réseaux publics et réseaux privés
- La société HyNetwork Services (HNS), filiale de Gasunie, sera désignée gestionnaire du réseau de transport national d'hydrogène. Ceci serait effectif en 2025.
- La régulation des réseaux d'hydrogène se fera en trois phases :
 - Phase 1 : l'accès au réseau sera possible et négocié. Les conditions devront être non-discriminatoires et uniformes. Pour cela, des contrats cadres devront être publiés par HNS après consultation des acteurs et devront contenir notamment les points suivants : tarification des capacités, tarifs de transport, règles d'équilibrage horaire, obligations de ToP¹¹ et durée des contrats d'au moins 10 ans. Le Gouvernement (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat) pourra édicter des conditions cadres y relatives.
 - Phase 2 : jusqu'en 2031, l'accès au réseau reste négocié. C'est désormais le régulateur (ACM) qui est doté de prérogatives pour mettre des mesures facilitantes en place.

¹¹ Take-or-Pay : contrat par lequel l'acheteur s'engage à payer pour une quantité minimale d'énergie, quelle que soit sa consommation effective sur la durée considérée.

- Phase 3 : après 2031, l'accès au réseau se fait de manière régulée, sur la base de tarifs de réseau uniformes et publiés

Pour le développement de l'infrastructure hydrogène, le Gouvernement propose d'allouer des subventions publiques pour la phase d'investissement. Ces subventions se porteraient à un maximum de 750 M€ et pouvant faire l'objet d'une clause de *claw-back*¹² si, à la fin d'une certaine période transitoire, l'estimation ex-post des investissements effectifs met en évidence que toute ou une partie des subventions n'ont pas été investie par les gestionnaires de réseau.

¹² Cette clause signifie que des montants déjà versés doivent être restitués sous conditions. Dans le cas d'étude, l'État néerlandais serait en mesure de demander le remboursement de tout ou une partie des subventions qu'il a versé aux gestionnaires de réseau si celles-ci n'ont pas été investies resp. utilisées.

8 Séparation des activités

8.1 Séparation verticale

La séparation verticale des activités permet de séparer les activités d'un acteur le long de la chaîne de valeur de l'hydrogène. Différents régimes de séparation verticale des activités sont envisageables, comme énumérés ci-dessous :

- **Aucune séparation** : dans le cadre où il n'existe aucune réglementation explicite concernant la séparation des activités, une entreprise dite « verticalement intégrée » est alors autorisée à produire, échanger, transporter, vendre, stocker et utiliser de l'hydrogène.
- **Séparation comptable** : cette forme de séparation impose à une entreprise se positionnant le long de la chaîne de valeur de l'hydrogène à saisir ses activités dans des comptes distincts. Ce type de régulation interdit par défaut le subventionnement croisé interactivités, notamment entre les activités de réseau et de fourniture d'énergie.
- **Séparation informationnelle** : la séparation informationnelle implique que la circulation des informations entre les entités responsables des différentes activités au sein de l'entreprise soit restreinte. Les informations pouvant notamment conférer des avantages concurrentiels ne doivent pas être accessibles aux entités concernées par des activités de marché.
- **Séparation opérationnelle** : dans le cadre de la séparation opérationnelle, le fonctionnement des différentes activités d'une même entreprise doit être séparé (par exemple ressources humaines, techniques et financières distinctes).
- **Séparation juridique** : les différentes activités peuvent être exercées par le même groupe de société mais sous des entités juridiques différentes.
- **Séparation de propriété** : les différentes activités doivent être exercées par des entités ou filiales différentes, avec des structures de propriété distinctes.

Les descriptions détaillées de ces modes de séparation verticale ainsi que leurs avantages et inconvénients sont données en annexe. Dans le corps de ce rapport, nous nous concentrons sur les éléments de discussions qui contribuent directement à l'évaluation des cadres réglementaires.

8.1.1 Absence de séparation verticale

L'absence de régulation concernant la séparation verticale des activités des gestionnaires de réseau permettrait des synergies qui conduiraient à une expansion rapide du réseau d'hydrogène, ce qui pourrait être avantageux dans une phase initiale de montée de puissance du marché de l'hydrogène.

Par ailleurs, une telle absence de régulation semble convenir aux réseaux géographiquement limités et isolés, non reliés à d'autres réseaux d'hydrogène plus étendus [10]. En effet, les entreprises qui assurent l'approvisionnement des industries dans ces « *clusters* » ont aussi la charge du transport et de la fourniture de l'hydrogène. Dans une telle configuration, ces entreprises naturellement verticalement intégrées sont les fournisseurs privilégiés des centres

industriels qui leurs sont reliés et une absence de séparation verticale des activités semble naturelle. La Commission européenne défend ce point de vue en permettant aux Etats membres d'accorder une dérogation aux régimes de séparation verticale des activités prévus, pour les réseaux isolés [11] (Art. 48)¹³.

Cependant, un tel modèle ne semble pas adapté au cadre de marchés matures, ayant atteint une certaine taille critique, comme dans les scénarios qui envisagent un développement important du marché de l'hydrogène en Suisse. Une telle absence de régulation ne permet en effet pas de lutter contre les distorsions de marché dans un contexte de monopole naturel, ce qui entraînerait une réduction de sa liquidité ainsi qu'une importante entrave à la concurrence, se répercutant sur les utilisateurs finaux.

L'absence de séparation verticale est par ailleurs la régulation qui prévaut à l'heure actuelle en Suisse pour les réseaux de gaz ainsi que celle qui était en place pour les réseaux électriques jusqu'à l'introduction de la LApEI (Loi sur l'approvisionnement en électricité en 2007).

8.1.2 Séparation comptable des activités

La séparation comptable des activités présente de nombreux points communs avec l'absence de régulation, mais tend à d'avantage promouvoir la transparence, la concurrence équitable et la non-discrimination sur le marché. Les activités de transport et d'approvisionnement étant ainsi recensées dans des comptes différents, une telle régulation permettrait par exemple à un consommateur jouissant d'un accès au réseau de diversifier son approvisionnement tout en bénéficiant de tarifs justes concernant le transport. Elle pourrait convenir à une taille de marché encore modeste, par exemple dans une phase transitoire de mise en place de marché de l'hydrogène, favorisant la croissance du marché et les incitations à l'investissement car elle permettrait d'offrir une certaine souplesse aux acteurs du marché dans une phase transitoire [10].

Concernant les réseaux géographiquement limités, la mise en place d'une séparation verticale comptable des activités représente un effort disproportionné au regard de leur taille. En effet, ces zones n'étant pas vouées à participer au développement du marché national, le besoin réglementaire reste limité. Par ailleurs, ces réseaux s'étant établis dans des conditions très spécifiques dans lesquelles un faible nombre d'acteurs ont trouvé un accord pour accorder production et consommation, imposer une telle régulation ne correspondrait pas à la volonté initiales des acteurs. Cependant, dès lors que ces réseaux géographiquement limités et isolés seraient amenés à être reliés à un plus grand réseau régulé, cette absence de régulation deviendrait caduque. De même, les gestionnaires de ces réseaux peuvent demander à être placés sous le même régime de régulation imposé au reste du réseau.

En revanche, une telle régulation semble peu adaptée à un marché mature à cause des discriminations engendrées par la possible circulation d'informations entre les différentes entités d'une même entreprise verticalement intégrée, ne permettant pas une équité entre les différents acteurs du marché.

¹³ « Les États membres peuvent prévoir que les autorités de régulation accordent une dérogation à l'article 62 pour les réseaux d'hydrogène qui transportent de l'hydrogène d'un point d'entrée à un nombre limité de points de sortie à l'intérieur d'une zone industrielle ou commerciale géographiquement limitée »

8.1.3 Séparation informationnelle des activités

La séparation informationnelle des activités est souvent combinée avec la séparation comptable. C'est par exemple le régime que l'Allemagne a choisi de mettre en place en 2021 lors de l'amendement de l'EnWG pour la réglementation des réseaux d'hydrogène, pour « [...] garantir la confidentialité des informations commercialement sensibles issues de leurs activités commerciales » [6]. Par ailleurs, en Suisse, les séparations comptable et informationnelle sont celles requises pour l'électricité par la LApEI. Il est aussi prévu qu'une telle disposition soit mise en place pour le marché du gaz (méthane) selon le projet de LApGaz (Loi sur l'approvisionnement en gaz).

Une telle régulation semble dès lors adaptée dans le cadre d'un développement important du marché de l'hydrogène en Suisse, prévoyant les mêmes dispositions que celles actuellement en vigueur pour des marchés matures tels que celui de l'électricité.

8.1.4 Séparation opérationnelle des activités

La séparation verticale opérationnelle des activités possède de nombreux points communs avec la séparation informationnelle. Cependant, étant plus stricte, elle nécessite un effort réglementaire supplémentaire ainsi que des réorganisations plus importantes au sein des entreprises qui exercent des activités de gestion du réseau d'hydrogène.

8.1.5 Séparation juridique des activités

Dans le cadre d'une telle séparation verticale des activités, la perte de synergies ainsi que le manque d'incitations naturelles à investir dans les infrastructures serait néfaste au développement d'un marché encore faiblement mature. En outre, les avantages économiques liés à la concurrence accrue entre les différents acteurs du marché sont par ailleurs potentiellement plus importants dans un marché de faible taille dans lequel le risque d'abus de position dominante d'un gestionnaire de réseau verticalement intégré serait fort.

En revanche, une telle séparation des activités est envisagée par différents régulateurs dans le cadre d'un marché mature, qui devrait partager de nombreuses similitudes avec le réseau méthane actuel, dont le monopole naturel des gestionnaires de réseau intégrés. Sans mesures additionnelles, la séparation juridique des activités ne permet pas de réduire significativement le risque d'abus de position dominante des gestionnaires de réseau si un lien de propriété subsiste. A l'instar de ce qui a été mis en place dans l'électricité et le méthane en Europe, des modèles d'ITO¹⁴ ou d'ISO¹⁵, certifiés par l'autorité de régulation, peuvent être alors mis en œuvre [12] [13]. En France, il s'agit par exemple de GRTgaz, détenue par Engie à 60.79% ou de RTE, dont le statut d'ITO est certifié par la CRE.

¹⁴ Independent Transmission Operator (ITO). L'ITO peut rester propriété d'une entité également active dans le stockage ou le commerce et la production mais doit garantir sa stricte indépendance, notamment en termes de moyens, de gouvernance et de représentation.

¹⁵ Independent System Operator (ISO). Dans ce modèle, l'opérateur du réseau est distinct du propriétaire. L'ISO doit disposer de moyens propres et d'une indépendance complète comme pour le modèle ITO. De plus, le propriétaire du réseau doit généralement se conformer aux décisions de l'ISO concernant les investissements dans le réseau.

A l'heure actuelle, le modèle de séparation dit « ITO » ou de séparation juridique des activités reste très répandu en Europe sur les marchés du méthane et de l'électricité. D'après le rapport de l'ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators) concernant les plans de développement nationaux dans le domaine de l'électricité [14], 8 gestionnaires nationaux de réseaux de transport d'électricité adoptaient ainsi en 2021 le modèle ITO.

8.1.6 Séparation de propriété des activités

Un tel régime de séparation serait certainement trop strict et risquerait de nuire au développement du marché de l'hydrogène. A fortiori, il serait peu adapté d'appliquer à ce marché émergent les mêmes dispositions que celles choisies à posteriori pour les marchés du méthane et de l'hydrogène, alors qu'ils étaient déjà matures [15]. Des règles trop strictes telles que la séparation de propriété serait une mesure excessive et trop rigide par rapport à un niveau raisonnable et souhaitable d'indépendance des gestionnaires de réseaux [12].

Ce modèle devrait uniquement être envisagé dès lors que, par similitudes avec le méthane et l'électricité dans les pays européens, le marché de l'hydrogène atteint un niveau de maturité qui permet un très haut niveau de compétition entre les acteurs, requérant des exigences de séparations maximales [16].

8.1.7 Modèles de séparation verticale des activités pour les scénarios de développement du réseau

Scénario 0

Pour les réseaux d'hydrogène géographiquement limités et isolés autour de petits sites de production indigènes, une absence de séparation verticale spécifique des activités des gestionnaires de réseau peut être envisagée. En effet, ces réseaux ne visent pas à mettre en concurrence plusieurs acteurs. Par ailleurs, étant donné la taille réduite de ces réseaux d'hydrogène, une régulation excessive pourrait entraîner des coûts et des contraintes administratives supplémentaires, sans offrir de réels avantages.

Concernant les sites industriels raccordés directement à la conduite de transit, il est nécessaire de leur permettre de diversifier leur approvisionnement, en leur offrant un accès au réseau (voir Chapitre 9.1). Il s'agit en effet d'entreprises qui, de par leurs tailles et leurs volumes de consommation, seraient aptes à gérer leur approvisionnement en autonomie et à assurer elles-mêmes l'acheminement de l'hydrogène depuis l'étranger jusqu'à leurs points de consommation en Suisse. Compte tenu du faible nombre de consommateurs finaux reliés au réseau de transport, l'effort nécessaire au gestionnaire du réseau de transit pour permettre aux industriels de s'approvisionner eux-mêmes en hydrogène resterait limité. La condition minimale d'une concurrence non discriminatoire serait alors la mise en place d'une séparation comptable pour la conduite de transit.

Ce modèle réglementaire ne sera probablement pas compatible avec la future régulation européenne, imposant à terme un modèle de séparation juridique ou de propriété des activités pour les réseaux de transport.

Scénario 1

Pour ce scénario, les conditions du scénario 0 pour les réseaux géographiquement limités et isolés et les industriels raccordés à la conduite de transit peuvent également s'appliquer.

Par ailleurs, le scénario 1 se caractérise par un développement plus important du réseau d'hydrogène, notamment avec la création de réseaux régionaux d'hydrogène permettant de raccorder les gros consommateurs aux conduites de transit. Un tel développement se caractérise alors par la nécessité d'offrir la possibilité aux consommateurs industriels de choisir leur approvisionnement, en leur garantissant un accès au réseau (voir Chapitre 9.1). La mise en place d'une séparation comptable et informationnelle apparaît alors nécessaire pour répondre aux exigences en matière de transparence et d'équité, et garantir l'application de prix justes pour le transport de l'hydrogène.

La mise en place d'une séparation comptable et informationnelle permettrait aux gestionnaires de réseau de transport de bénéficier des synergies entre leurs différentes activités, notamment entre leur capacité en matière d'approvisionnement sur les marchés européens et les services qu'ils doivent assurer pour garantir l'équilibrage du réseau. Ce modèle réglementaire pourrait ne pas être compatible avec la future régulation européenne, laquelle pourrait imposer à terme un modèle de séparation juridique ou de propriété des activités pour les réseaux de transport.

Compte tenu du faible volume d'hydrogène transporté par le réseau d'hydrogène dans un tel scénario, la centralisation des compétences et des ressources liées à la gestion du réseau au sein d'un gestionnaire unique du réseau de transport Suisse¹⁶ (hormis la conduite de transit H₂) pourrait être envisagée. Pour ce GRT unique, une séparation légale des activités serait nécessaire pour renforcer son indépendance vis-à-vis des activités commerciales.

Scénario 2

Ce scénario se caractérise par un marché de l'hydrogène plus développé : la production nationale, qui reste modeste, est raccordée aux réseaux de transport et de distribution nationaux. Par ailleurs, de plus petits consommateurs (par exemple des installations de couplage chaleur-force des grandes villes) sont également raccordés au réseau d'hydrogène. Dans un tel scénario où le droit d'accès au réseau devrait être octroyé aux utilisateurs du réseau (voir Chapitre 9.1), les GRT répondraient *a minima* aux exigences de séparation comptable et informationnelle. Ce modèle réglementaire pourrait ne pas être compatible avec la future régulation européenne, laquelle pourrait imposer à terme un modèle de séparation juridique ou de propriété des activités pour les réseaux de transport.

Pour la Suisse, la séparation verticale légale pourrait être pertinente dans le cas d'un GRT H₂ unique (comparable au modèle Swissgrid).

¹⁶ Les conditions de créations de ce GRT unique, éventuelles les exigences légales qui le régissent, les questions relatives à son financement et sa possible dotation en infrastructure ne sont pas discutées dans ce rapport. Celui-ci pointe uniquement les possibles gains d'efficacité opérationnelle qu'un GRT unique pourrait offrir ainsi que les exigences que celui-ci devrait remplir en termes de séparation des activités.

Scénario 3

Le scénario 3 présente une structure proche du scénario 2 en termes de structure, mais se caractérise par une taille plus importante et la présence de réseaux de distribution.

Pour le réseau de transit et les réseaux de transport régionaux, les conclusions du scénario 2 devraient s'appliquer. Pour les éventuels réseaux de distribution, une séparation comptable et informationnelle serait également applicable. Celle-ci serait similaire à celle en vigueur pour l'électricité et prévue pour le méthane et serait suffisante pour ne pas générer d'efforts disproportionnés et à court et long terme des pertes de synergies au sein des gestionnaires de réseau et entreprises d'approvisionnement en énergie.

Projet de cadre réglementaire européen

Proposition de la Commission européenne pour la régulation des réseaux d'hydrogène [11]:

Pour les réseaux dédiés à l'hydrogène, le régime par défaut proposé pour la dissociation verticale est la dissociation de la propriété (Art 62).

Les dérogations suivantes sont prévues par la proposition :

- Il est proposé que le modèle de gestionnaire de réseau indépendant (ISO) soit disponible pour les réseaux d'hydrogène existants, qui appartenaient à des entreprises verticalement intégrées au moment de l'entrée en vigueur de la nouvelle directive (Art 47).
- Le modèle ITO pour les réseaux d'hydrogène appartenant aux entreprises verticalement intégrées lors de l'entrée en vigueur du paquet méthane.
- Des périodes de dérogation plus longues sont disponibles pour les réseaux d'hydrogène géographiquement confinés, au-delà du 31 décembre 2030, mais la dérogation expirera le 1er janvier 2031 lorsqu'un producteur d'hydrogène renouvelable concurrent voudra accéder au réseau ou lorsque le réseau d'hydrogène exempté sera connecté à un autre réseau d'hydrogène (Art 48(1)).

Proposition amendée par le Conseil européen [17]:

Prolongation jusqu'en 2035 de la phase de transition pour la mise en œuvre des règles détaillées concernant les régimes de séparation verticale.

Proposition amendée par le Parlement européen [5]:

Pas de modification par rapport à la proposition de la Commission européenne. Art 48, il est indiqué qu'avant d'accorder une dérogation pour les réseaux géographiquement confinés, les autorités de régulation doivent tenir compte de la connexion au réseau d'hydrogène des utilisateurs finaux dans des secteurs difficiles à décarboniser présentant un potentiel de réduction des gaz à effet de serre élevé et pour lesquels il n'existe pas d'autres solutions plus efficaces en termes d'énergie ou de coût.

8.2 Séparation Horizontale, BAR applicable

La séparation horizontale des activités des gestionnaires de réseau de transport et de distribution fait référence à leur capacité à opérer dans différents domaines réglementés simultanément, tels que l'exploitation des infrastructures de méthane, d'hydrogène et d'électricité. Selon le régime de séparation choisi, un gestionnaire de réseau de méthane devrait être ainsi autorisé à étendre ses

activités et à intégrer d'autres secteurs énergétiques complémentaires tel que l'hydrogène, ce qui lui permettrait de bénéficier de synergies et de valoriser les connaissances et les infrastructures existantes.

De la même manière que pour la séparation verticale des activités, nous étudions différents régimes de séparation horizontale :

- Aucune séparation : dans le cadre où il n'existe aucune réglementation explicite concernant la séparation horizontale des activités, une entreprise est alors autorisée à exercer des activités dans différents domaines de façon simultanée.
- Séparation comptable : cette forme de séparation impose à une entreprise se positionnant dans plusieurs secteurs à saisir ses activités dans des comptes distincts. Ce type de régulation interdit par défaut le subventionnement croisé interactivités et entre fluides.
- Séparation juridique : les différentes activités peuvent être exercées par le même groupe de société mais sous des entités juridiques différentes.

Il est intéressant de noter que la réglementation en matière de séparation horizontale des activités aura un impact important sur la réaffectation des conduites de méthane pour l'hydrogène. En effet, selon de la BAR applicable définie par le régime de séparation choisi, les incitations à réaffecter les anciennes infrastructures méthane pourront être plus ou moins grandes pour les gestionnaires de réseau de méthane.

Les descriptions détaillées de ces modes de séparation horizontale ainsi que leurs avantages et inconvénients sont données en annexe. Dans le corps de ce rapport, nous nous concentrons sur les éléments de discussions qui contribuent directement à l'évaluation des cadres réglementaires.

8.2.1 **Absence de séparation horizontale, BAR commune**

La Figure 4 ci-dessous illustre la manière dont la mise en place d'une BAR commune permet de répartir les coûts sur une base de clients plus importante (en permettant un tarif unifié – ce qui n'est pas forcément le cas dans une BAR commune, mais n'est pas possible en BAR distincte hors subventionnement croisé), menant à la réduction des tarifs pour l'utilisateur final d'hydrogène par rapport au cas d'une BAR distincte

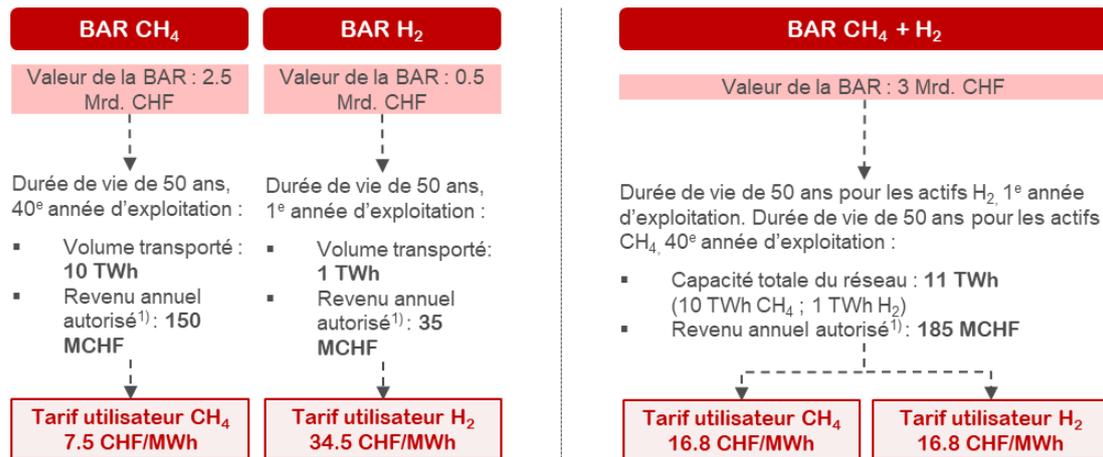


Figure 4 - Illustration de l'impact de la mise en place d'une BAR commune sur le tarif payé par les utilisateurs des réseaux de méthane et d'hydrogène

L'absence de séparation horizontale des activités peut permettre une incitation à développer le futur réseau d'hydrogène, en favorisant les investissements dans ce nouveau réseau et invitant les gestionnaires de réseaux méthane à mettre à profit des synergies horizontales entre leurs différentes activités. A contrario, l'absence de séparation des bases d'actifs régulés ne permet pas de distinguer les investissements réalisés dans le réseau de méthane de ceux pour le réseau d'hydrogène et pourrait inciter les gestionnaires de réseau à continuer de développer leur réseau méthane sans effectuer de transition complète vers l'hydrogène.

Concernant les réseaux géographiquement limités et isolés, une telle absence de séparation des activités serait envisageable. En effet, ces zones n'étant pas vouées à participer au développement du marché national, le besoin réglementaire reste limité. Par ailleurs, ces réseaux insulaires s'étant établis dans des conditions très spécifiques dans lesquelles un faible nombre d'acteurs ont trouvé un accord pour accorder production et consommation, imposer une telle régulation risquerait d'entraver leur efficacité de fonctionnement. Cependant, dès lors que le réseau isolé serait amené à être relié à un plus grand réseau régulé, cette absence de régulation deviendrait caduque. De même, les gestionnaires de ces réseaux pourraient demander à être placés sous le même régime de régulation que le reste du réseau intégré.

8.2.2 Séparation horizontale comptable, BAR distincte

La séparation horizontale comptable des activités semble suffisante pour prévenir des conflits d'intérêts potentiels entre les marchés du méthane et de l'hydrogène. Elle apporte la clarté comptable nécessaire aussi bien dans une phase de démarrage du marché et de déploiement de l'infrastructure que dans une situation de marchés matures reposant sur des infrastructures de réseau bien développées et présentant une base d'utilisateurs finaux conséquente. Elle a par ailleurs été mise en place dans les marchés du méthane et de l'électricité en Suisse, alors que ces réseaux étaient déjà déployés à grande échelle.

Selon le principe des BAR H₂ et CH₄ distinctes, tous les coûts spécifiques aux réseaux d'hydrogène doivent être imputés à la BAR H₂, même si celle-ci n'est pas encore activée si l'infrastructure de réseau n'est pas encore construite ou les utilisateurs du réseau pas encore actifs. Ces coûts spécifiques à l'hydrogène ne sauraient être imputés à la BAR CH₄. Pour cette raison, il serait nécessaire d'anticiper la séparation des BAR H₂ et CH₄ dès la LAPGaz pour éviter

de créer un vide juridique sur l'imputabilité de ces coûts. Il s'agit notamment d'investissements directs dans une nouvelle infrastructure spécifique à l'hydrogène, d'études de faisabilité pour la réaffectation et les adaptations nécessaires, des coûts de réaffectation (*a minima* ceux ne servant pas l'approvisionnement en méthane avec mélange de gaz renouvelables) et des possibles coûts de mise sous cocon de l'infrastructure en attente d'être réaffectée [18].

Cependant, dans le cadre d'un marché dynamique, dont la construction n'est pas achevée, les risques liés à la faible taille de la base de clients, ainsi que les tarifs initiaux élevés pour les utilisateurs, sous réserve qu'aucune mesure ne soit prise pour les réduire, pourraient entraver son développement. Afin d'offrir des tarifs acceptables pour les premiers utilisateurs du réseau d'hydrogène plusieurs leviers sont envisageable :

- L'utilisation de recettes de taxes spécifiques prélevées sur les consommateurs ou utilisateurs de réseaux d'autres fluides.
- Des lissages tarifaires au travers de constitutions de réserves resp. d'amortissements non-linéaires¹⁷ (limités dans les premières années d'utilisation de certains actifs du réseau hydrogène, avec un rattrapage ultérieur).
- Des subventions publiques pouvant faire l'objet de clauses de rétrocession.

Il convient cependant de rester prudent dans la mise en place de telles mesures incitatives, pouvant mener à un investissement trop important dans le futur réseau d'hydrogène, et donc à la présence d'actifs échoués. Ceci est notamment valable pour les mécanismes de régulation tarifaire qui déchargent le gestionnaire de réseau d'un risque lié à son investissement (subventions entre fluides ou subventions publiques). Des mesures de planification du réseau (voir Chapitre 12) contribueraient à réduire ce risque. Le détail de ces mesures de stabilisations tarifaires est présenté plus en détail dans le Chapitre 11).

Une régulation de BAR séparées semble suffisante pour limiter les conflits d'intérêts potentiels entre les marchés du méthane et de l'hydrogène, tout en permettant les synergies entre les différentes activités du gestionnaire [15]. De même, une telle régulation permet que les coûts des réseaux soient supportés par les groupes de consommateurs correspondant (principe de causalité des coûts) et qu'il n'existe qu'un raisonnement économique limité pour exiger une séparation horizontale plus stricte que la séparation comptable [19]. En effet, la séparation juridique impliquerait une revente des infrastructures entre différentes entités lors de la réaffectation, augmentant les coûts de transaction pouvant venir s'ajouter à la valeur régulée de transfert d'un actif méthane à l'hydrogène (voir chapitre 10.2) et représentant une barrière plus élevée à l'investissement.

Concernant les réseaux géographiquement isolés, la séparation horizontale comptable semble moins adaptée car la base d'utilisateurs finaux étant définie et limitée, la transition du méthane vers l'hydrogène répondrait aux besoins exprimés par les consommateurs et il ne semble alors pas problématique de permettre les subventions croisées, de sorte qu'ils soutiennent le développement du futur réseau d'hydrogène.

¹⁷ Il s'agit d'amortissements réglementaires, déterminants pour la BAR et les tarifs, mais pas d'amortissements comptables intégrant le bilan financier annuel des gestionnaires de réseau.

8.2.3 Séparation horizontale juridique, BAR distincte

Bien qu'une telle régulation garantisse l'absence de conflits d'intérêts entre les différents réseaux et empêche toute distorsion de marché, elle est plus stricte que les régulations mises en place en Europe pour des marchés matures tels que ceux du méthane et de l'électricité pour lesquels une séparation horizontale moins stricte a fait ses preuves dans la pratique [15]. En outre, les effets de synergies entre fluides au sein des gestionnaires de réseau sont inexistantes. Il s'agit néanmoins du modèle de séparation horizontale des activités envisagé à terme par la Commission européenne dans sa proposition de directives pour les marchés de l'hydrogène.

8.2.4 Modèles de séparation horizontale des activités et de BAR applicable pour les scénarios de développement du réseau

Pour tous les scénarios, il n'apparaît pas pertinent de considérer un modèle de séparation horizontale des activités allant plus loin que les régulations en place pour les marchés de l'électricité (informationnel et comptable selon la LApEI¹⁸) et du méthane (informationnel et comptable prévu par le LApGaz). Le futur marché de l'hydrogène et la gestion de l'infrastructure de réseau ne présente aucune caractéristique individuelle qui pourrait venir justifier ce choix. Des exigences réglementaires plus strictes en matière de séparation horizontale (par ex. juridique) risquerait d'aller à l'encontre du développement du marché de l'hydrogène en empêchant la revalorisation des connaissances acquises par les gestionnaires grâce au marché du méthane et en ralentissant la réaffectation d'actifs méthane [10]

L'absence de séparation horizontale, et donc la mise en place d'une BAR commune, présente le risque d'inciter les gestionnaires à surdévelopper des réseaux régionaux et de distribution non souhaités, c'est-à-dire à investir dans une infrastructure de réseau sans répondre à un besoin d'approvisionnement en hydrogène préalablement identifié. En effet, la pratique d'une BAR H₂ et CH₄ mutualisée pourrait inciter les gestionnaires à surinvestir dans le réseau, les risques liés à ces investissements étant réduits car supportés par une base d'utilisateurs (utilisateurs CH₄ et H₂ réunis) plus grande.

Dans le cas contraire, où une séparation comptable serait envisagée (BAR distinctes), il serait nécessaire de mettre en place des mécanismes réglementaires afin d'éviter que les tarifs de l'hydrogène pour les premiers utilisateurs ne soient dissuasifs (voir exemples dans le Chapitre 11.2.2). Tout en respectant le principe des BAR séparées, d'éventuels mécanismes réglementaires de transferts financiers entre domaines régulés (électricité, méthane, hydrogène) pourraient contribuer à rendre accessible les tarifs de l'hydrogène aux premiers utilisateurs.

De manière générale, une tenue de BAR H₂ et CH₄ distinctes nécessite d'introduire, dès la LApGaz, l'exigence légale correspondante. Les investissements des gestionnaires de réseau dans le réseau d'hydrogène devront être obligatoirement être imputés à la BAR H₂ et ne peuvent pas être imputés à la BAR CH₄. Une entité publique type EnCom ou OFEN peut préciser les modalités d'allocations entre les BAR. Les règles d'imputations à une BAR ou à une autre peuvent être vues comme un levier réglementaire de subventionnement croisé : par exemple si toutes les installations de transport de CH₄ compatibles partiellement ou totalement avec l'H₂ sont à 100% affectées à la BAR CH₄, certains investissements de dans le futur réseau d'hydrogène pourraient

¹⁸ LApEI, Art 10

être supportés par les consommateurs de méthane. Une réglementation spécifique ultérieure de la BAR H₂ interviendrait de manière trop tardive, au risque de générer inutilement les mêmes problèmes de l'évaluation des actifs que pour la LApEI et la LApGaz pour les réseaux d'électricité et de méthane respectivement.

Enfin, même en présence de BAR distinctes, une solution pour limiter le risque de surinvestissement serait la validation par une autorité publique de la planification des réseaux d'hydrogène et de méthane. Les gestionnaires de réseau seraient alors soumis à l'obligation de soumettre leur planification à une autorité compétente pour valider les investissements correspondants (par ex. OFEN ou EnCom, voir Chapitre 12).

Scenario 0

Concernant les réseaux géographiquement limités et isolés, toute exigence en matière de séparation horizontale serait disproportionnée au regard de l'absence de compétition ambitionnée sur ce type de réseau.

La conduite de transit H₂ à laquelle seront raccordés de grands clients industriels étant utilisée par de nombreux utilisateurs étrangers faisant transiter leur hydrogène, la base de client sur laquelle répartir les coûts de l'infrastructure serait assez importante pour ne pas prévoir de mécanisme de stabilisation tarifaire. Par soucis de simplicité, un régime de séparation horizontale comptable serait suffisant. Une telle régulation pourrait cependant ne pas être compatible avec la future réglementation prévue par l'Union européenne, qui pourrait aller jusqu'à la séparation horizontale légale pour les gestionnaires de réseau de transport.

Dès ce scénario 0, les BAR H₂ et CH₄ devront être séparées. Cette base légale devra être donnée dès la LApGaz. Ceci est notamment nécessaire pour anticiper le possible développement du réseau d'hydrogène et garantir une comptabilité claire des investissements spécifiques qui sont réalisés. En outre, cette séparation permet de s'assurer que les utilisateurs du réseau de méthane ne supportent pas de manière induite des investissements dans le futur réseau d'hydrogène.

Scenario 1,2,3

De la même manière que dans le premier scénario, les BAR H₂ et CH₄ devront être distinctes afin de s'assurer que les investissements dans le réseau d'hydrogène ne seront pas supportés de manière induite par les consommateurs de méthane. En outre, les entreprises horizontalement intégrées devront respecter une séparation informationnelle sur les activités commerciales entre CH₄ et H₂.

Un tel régime de séparation, n'empêche aucunement les gestionnaires de réseau horizontalement intégrés de bénéficier de synergies entre fluides et de valoriser l'expérience acquise notamment grâce aux réseaux de méthane. Le gestionnaire de réseau devrait alors par exemple coordonner sa stratégie conjointe de développement des réseaux d'hydrogène et de méthane.

Projet de cadre réglementaire européen

Proposition de la Commission européenne pour la régulation des réseaux d'hydrogène :

« Lorsqu'un gestionnaire de réseau d'hydrogène fait partie d'une entreprise active dans le transport ou la distribution de gaz naturel ou d'électricité, il est indépendant au moins sur le plan de sa forme juridique » ([11] Art. 63)

Concernant la séparation des bases d'actifs régulés :

« Lorsqu'un gestionnaire de transport ou de réseau fournit des services régulés pour le méthane, l'hydrogène et/ou l'électricité, il se conforme à l'exigence de dissociation comptable prévue [...] et il dispose de bases d'actifs régulés séparées pour ses actifs dédiés au méthane, à l'électricité ou à l'hydrogène. Une BAR séparée garantit que :

- Les recettes tirées des services relevant de la fourniture de services régulés spécifiques ne peuvent être utilisées que pour recouvrer le capital et les charges d'exploitation se rapportant aux actifs compris dans la BAR ayant servi à la fourniture des services régulés ;
- Lorsque des actifs sont transférés à une autre BAR, leur valeur sera établie. La valeur fixée pour l'actif transféré est soumise au contrôle et à l'approbation de l'autorité de régulation compétente. La valeur établie garantit l'absence de subventions croisées. » ([20] Art. 4)

La Commission européenne autorise les subventions croisées (transferts financiers) entre les différentes activités régulées aux conditions suivantes :

- « Les tarifs d'accès au réseau sont facturés aux utilisateurs de la BAR qui bénéficie d'un transfert financier ;
- La somme des transferts financiers et des recettes tirées des services qui proviennent des tarifs d'accès au réseau ne peut être supérieure aux recettes autorisées ;
- Un transfert financier est approuvé pour une durée limitée qui ne peut jamais dépasser un tiers de la durée d'amortissement de l'infrastructure concernée. » ([20] Art. 4)

L'ACER adressera notamment des recommandations aux autorités de régulation sur les méthodes utilisées pour calculer le volume et la durée maximale des subventions croisées.

Le projet de mentionne pas de date limite à l'application de ces dispositions.

Proposition amendée par le Conseil européen [17],[21]:

Aucune modification

Proposition amendée par le Parlement européen [11],[22]:

Aucune modification n'est apportée à l'article [11] 63.

Concernant les subventions croisées, aucun transfert financier ne devrait avoir lieu entre des activités régulées.

Cependant, les Etats membres peuvent autoriser les opérateurs de réseaux d'hydrogène à répartir les coûts de développement du réseau dans le temps, en veillant à ce que les futurs utilisateurs paient une partie des coûts initiaux.

En dernier ressort, lorsqu'il n'existe pas de solution plus rentable, les subventions croisées entre les activités régulées seront autorisées aux mêmes conditions que celles décrites dans la proposition de la Commission européenne. Le régulateur doit alors s'assurer que de tels transferts financiers n'entraînent pas de distorsion de concurrence déraisonnable entre les réseaux de méthane et d'hydrogène, ainsi qu'au niveau des échanges transfrontaliers.

Introduction d'un Ch. 3a à l'Art 4 du Règlement : « les coûts associés aux études de faisabilité relatives à la réaffectation de réseaux à l'hydrogène ne doivent pas être considérés dans les transferts financiers entre actifs régulés.

9 Accès au réseau et zone de marché

9.1 Accès au réseau

L'accès au réseau consiste en la possibilité pour des tiers d'utiliser l'infrastructure de transport et de distribution d'hydrogène pour acheminer resp. expédier eux-mêmes des volumes d'hydrogène jusqu'à un ou plusieurs points de soutirage ou d'injection. L'accès au réseau peut être régulé selon différents niveaux : l'absence de droit d'accès au réseau, l'accès au réseau négocié et l'accès au réseau régulé. Le droit d'accès au réseau se distingue du droit de raccordement au réseau, qui correspond au raccordement physique à l'infrastructure de réseau. Pour les utilisateurs du réseau déjà raccordés, les termes relatifs à l'accès au réseau peuvent contenir des dispositions spécifiques relatives à l'infrastructure de raccordement (par ex. propriété et délimitation, partage des coûts, entretien, sécurité). Pour les potentiels utilisateurs non-raccordés, qui concernera la majorité des cas dans l'hydrogène, au moins dans une phase de démarrage, les conditions de raccordement s'inscrivent dans les règles générales du droit d'accès au réseau (par exemple négocié au cas par cas ou garanti par un cadre légal sous respect de critères technico-économiques).

9.1.1 Absence de droit d'accès au réseau

En Europe, c'est ce cadre qui a prévalu lors du déploiement à grande échelle du réseau de méthane européen dans les années 60-70 (par ex : construction de la conduite de Transit en Suisse entre 1971 et 1974). Le développement de cette infrastructure s'est fait hors d'un contexte de libéralisation des marchés de l'énergie et de compétition, ce qui a permis aux gestionnaires de réseau d'investir à risques réduits, disposants d'une base de consommateurs industriels fixe.

Dans le cas de l'hydrogène, l'absence de droit d'accès au réseau convient bien aux réseaux privés insulaires et de faible étendue, lesquels peuvent être construits dans un le but d'approvisionnements de consommateurs bien définis (par exemple un consommateur industriel directement lié à une ou plusieurs sources de production d'H₂). Ceci correspond à une organisation par *clusters* de réseaux, indépendants les uns des autres et non interconnectés, dans lesquels le risque d'abus de position dominante est faible ou nul [23]. Il peut également s'agir de réseaux de faible étendue, ou interconnectés et déjà en service avant l'introduction d'une éventuelle régulation.

L'absence de droit d'accès au réseau peut donner aux gestionnaires de réseau une bonne visibilité pour conclure des contrats de capacité à long terme avec les producteurs d'hydrogène et les consommateurs pour garantir leurs investissements au niveau de l'approvisionnement [19]. En outre, pour l'infrastructure, l'absence d'obligations en termes d'accès décharge les investisseurs dans l'infrastructure de réseau d'un risque de financier lié à d'éventuels renforcements du réseau ou à la complexification de l'exploitation en cas d'accès au réseau non désiré de nouveaux acteurs. Un tel phénomène est observé encore actuellement en Europe pour les réseaux de méthane et d'électricité : les investisseurs dans les nouvelles infrastructures de méthane et d'électricité (telles que les interconnexions, les méthanoducs transfrontaliers ou les

terminaux de gaz naturel liquéfié) demandent régulièrement des dérogations à la réglementation européenne sur l'énergie, y compris concernant l'accès au réseau¹⁹.

En revanche, ce modèle peut être remis en question dans une situation de réseau plus complexe, avec de nombreuses interconnexions et une certaine taille de marché. Dès lors que l'infrastructure de réseau atteint une taille critique, correspondant par exemple à un marché de plusieurs TWh/an, les avantages économiques à permettre l'accès au réseau à des tiers peuvent être positifs par rapport à l'effort additionnel de gestion et d'exploitation pour les gestionnaires de réseau. En outre, au-delà d'une certaine taille de marché, le risque d'abus de position dominante du gestionnaire de réseau verticalement intégré peut devenir trop grand et les rentes de monopoles correspondantes plus admissibles [24], par exemple au regard de certaines réglementation des cartels ou de l'application de la théorie des « services nécessaires » [25] (Art. 102).

Dans ce cas, deux approches sont possibles. La première consiste à développer un cadre réglementaire approprié et à doter un régulateur de pouvoir pour contrôler les coûts des utilisateurs sans l'accès au réseau et les revenus des gestionnaires de réseau. C'est le cas actuellement pour l'électricité pour les consommateurs « captifs » bénéficiant de l'approvisionnement de base. Dans la deuxième approche, l'efficacité économique peut être recherchée avec une organisation de marché libre. Dans ce cas, un certain degré de compétitivité, d'équité et de transparence envers les acteurs du marché est souhaitable, ce qui passe nécessairement par une ouverture partielle ou totale du marché et donc à une régulation de l'accès au réseau.

9.1.2 Accès au réseau négocié

L'accès au réseau négocié (ou nTPA - *negotiated third-party access*) est par exemple prévue dans la LITC [26], Art. 13 : « *L'entreprise est tenue de se charger par contrat d'exécuter des transports pour des tiers dans les limites des possibilités techniques et des exigences d'une saine exploitation et pour autant que le tiers offre une rémunération équitable* ». Au niveau européen pour l'hydrogène, l'Allemagne a mis en place cette régulation, à titre transitoire. Les Pays-Bas envisagent de faire de même. Dans les cas de ces deux pays, cet accès négocié doit être garanti sous des conditions transparentes et non-discriminatoires par les gestionnaires de réseau. En outre, des dispositions sont laissées au niveau ministériel pour régler par ordonnance d'éventuels différents entre les acteurs du marché et les GRDs. De telles dispositions ne sont aujourd'hui pas présentes dans la LITC pour l'accès au réseau de méthane en Suisse.

L'accès négocié au réseau présente l'avantage d'un haut degré de subsidiarité laissé aux acteurs du marché de l'hydrogène pour organiser l'accès au réseau. Ceci peut être intéressant dans une phase de croissance du marché de l'hydrogène, où les règles d'accès au réseau devraient pouvoir prendre en compte les spécificités des infrastructures de réseau et les besoins particuliers de différents acteurs. Dans la pratique, les règles d'accès au réseau peuvent aussi prévoir des dérogations pour certaines infrastructures déjà construites dans des contextes particuliers (par exemple pour les réseaux insulaires en passe d'être raccordés ou les lignes directes) [24]. Les

¹⁹ Par exemple les interconnexions OPAL (DE/CZ, 2016) et Grèce-Bulgarie (2018), les terminaux LNG EemEnergy (NL, 2022), Hanseatic Energy Hub (DE, 2022), KGaA LNG Terminal (DE, 2022) et LNG Terminal Le Havre (FR, 2023).

conditions de ces dérogations doivent être clairement définies, contrôlées par le régulateur et peuvent être éventuellement limitées ou prolongées dans le temps.

L'expérience du méthane en Suisse montre cependant certaines limites du système d'accès négocié au réseau. La convention de branche (*Verbändevereinbarung*), conclue en 2012 entre la branche gazière et deux associations de grands clients industriels pour l'accès au réseau, n'a jamais été révisée faute d'accord entre les parties et les différends n'ont pas été résolus par les autorités faute de cadre légal en la matière. La décision de la COMCO en juin 2020 [27] d'ouvrir le marché du méthane en Suisse Centrale, et donc *de facto* de généraliser l'accès au réseau dans cette zone, avec effet de signal pour toute la Suisse, constitue une méthode de régulation assez abrupte et basée sur du cas par cas mais qui traduit les difficultés des acteurs de convenir de conditions communes d'accès au réseau dans un cadre négocié. En Allemagne, malgré l'ouverture du marché décrété en 1998 par la *Energierechtsnovelle*, l'accès aux réseaux de méthane a nécessité plusieurs conventions de branche négociées entre les acteurs. La situation a perduré jusqu'au début des années 2000, sous contrôle des autorités fédérales et des Länder de surveillance des cartels pour prévenir des situations d'abus de position dominante de la part de gestionnaires de réseau. Actuellement, l'accès au réseau est régulé par la loi « *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung* » EnWG.

9.1.3 Accès au réseau régulé

Dans le cadre du deuxième paquet du Marché intérieur de l'énergie, adopté en 2003 par le Parlement européen et généralisant la libéralisation des marchés intérieurs de l'énergie, l'accès au réseau régulé (ou rTPA - *regulated third-party access*) est le modèle mis en œuvre pour tous les pays membres de l'UE dans le méthane et l'électricité et pour tous les consommateurs. Ce cadre libéralise le marché de la fourniture d'hydrogène pour tous les consommateurs bénéficiant de ce droit. En Suisse, le rTPA est réservé aux consommateurs d'électricité de plus de 100 MWh/an et il est prévu dans le méthane, également pour les consommateurs de plus de 300 MWh/an [28]. Les années d'expérience en Europe et en Suisse depuis le début des années 2000 montre que le rTPA est exigeant à mettre en œuvre au niveau réglementaire et demande un haut niveau de coordination entre les acteurs : l'équilibrage doit être alors géré de manière centralisé sur la zone de marché, des contrats types d'accès au réseau doivent être mis en place, le régulateur doit constituer des ressources suffisantes pour effectuer ses activités de contrôle des tarifs de réseau et de surveillance du marché.

Pour l'hydrogène au niveau européen, la Commission propose d'appliquer ce modèle en 2030. Cependant, la fixation de cet horizon de temps est encore au stade de projet et dépendra certainement des degrés de maturité des marchés et des infrastructures hydrogène dans les différents pays.

Le rTPA permet offre un cadre ouvert et transparent et équitable entre les acteurs du marché, favorisant la compétition [16] mais est aussi le plus complexe à mettre en place et requiert un cadre légal adéquat. Il convient donc plutôt à des marchés matures, aptes à la compétition et reposant sur des infrastructures de réseau bien développées comme actuellement celles de l'électricité et du méthane en Europe et en Suisse mais pas encore pour l'hydrogène. Le choix de la régulation la plus adaptée devrait donc avant tout prendre en compte les situations nationales particulières concernant le développement du marché hydrogène et de l'infrastructure de réseau [29].

De même que pour le nTPa, l'introduction du rTPa peut se faire par étape, en garantissant par exemple des dérogations à certains gestionnaires de réseau pour tenir compte des conditions historiques dans lesquelles les réseaux d'hydrogène se sont développés. Une possible extension de ces dérogations dans le temps pourrait éviter un ralentissement du développement du marché de l'hydrogène pour donner plus de visibilité et de stabilité dans le temps à certains acteurs pionniers au titre de la sécurité des investissements et de la maîtrise des risques réglementaires [15] [10] [12]. Dans certaines situations, des exceptions pourraient être octroyées aux gestionnaires de réseau d'hydrogène pour ne pas entraver le développement du réseau et favoriser des investissements dans l'infrastructure en garantissant au gestionnaire de réseau une base de clients captifs sur lesquels il pourra répercuter tout ou une partie de ses coûts. De telles dispositions existent aujourd'hui dans l'UE pour le méthane, notamment si le niveau de risque lié à l'investissement est tel que l'investissement n'aurait pas lieu si une exemption sur le droit d'accès au réseau n'était pas accordée [30]²⁰. Dans l'électricité, certaines lignes de transport transfrontalières bénéficient aussi de régimes d'exemption (*merchant lines*). En Suisse, l'EiCom encadre la réglementation applicable à ces lignes²¹.

Enfin, même dans une phase de démarrage du marché de l'hydrogène, le droit d'accès régulé présente un intérêt particulier pour les plus gros clients industriels. Même en l'absence de places de marché établies, ouvertes et standardisées (comme par exemple actuellement pour l'électricité et le méthane), ceux-ci disposent généralement des ressources internes pour être capable de sécuriser un approvisionnement amont à l'étranger, ev. sur le long-terme, et de gérer l'acheminement de leur hydrogène jusqu'en Suisse. Dans la perspective où, dans une phase de démarrage du marché de l'hydrogène et de déploiement du réseau, seuls des clients industriels et des gros consommateurs viendraient à se raccorder à l'infrastructure, il ne devrait pas exister de différenciation ou de restriction entre les consommateurs pour le droit régulé d'accès au réseau.

9.1.4 Modèles d'accès au réseau pour les scénarios de développement du réseau

Scénario 0

Dans ce scénario, les réseaux d'hydrogène géographiquement limités et isolés autour de sites de production indigènes ne visent pas à mettre en concurrence plusieurs acteurs pour l'approvisionnement en hydrogène. De plus, ceux-ci feront probablement l'objet de financements en partie privés et seront dimensionnés sur-mesure pour les besoins des consommateurs, en tous cas dans une première phase. Pour ces réseaux-là, aucune régulation d'accès au réseau n'est nécessaire.

Pour les industriels pouvant être approvisionnés par la conduite de transit, un accès au réseau négocié devrait être mis en place. La négociation laisse la flexibilité aux acteurs de s'entendre par exemple sur le partage des coûts relatifs à l'infrastructure de réseau nécessaire au raccordement et aux termes d'utilisation du réseau (par ex. équilibrage), tout en permettant aux

²⁰ Art. 36 no. 1b

²¹ EiCom, Merchant Lines, 2023

<https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/documentation/decisions/faits-transfrontaliers-merchant-lines.html>

industriels de s'approvisionner sur les marchés européens et d'organiser le transport jusqu'à leur site *via* la conduite de transit. Le faible nombre d'acteurs concernés laisse présager un effort de coordination et d'exploitation raisonnable pour l'exploitant de la conduite de transit. Le cas échéant, l'EnCom devrait être doté de pouvoir pour fixer au besoin les conditions-cadres régissant ce droit d'accès (cf. cadre actuel de l'EnWG en Allemagne).

Scénario 1

Pour ce scénario, les conditions du scénario 0 pour les réseaux géographiquement limités et isolés et les industriels raccordés à la conduite de transit H₂ peuvent également s'appliquer.

Les consommateurs raccordés au niveau de transport régional, directement en aval de la conduite de transit H₂, devraient idéalement disposer des mêmes conditions que les consommateurs directement raccordés à la conduite de transit. A l'instar des industriels concernés dans le scénario 0, les consommateurs raccordés au niveau de transport régional disposent eux aussi des ressources financières nécessaires pour organiser et conclure eux-mêmes des contrats d'approvisionnement long-termes. Ceci devrait leur permettre d'accéder aux marchés européens pour gérer leur approvisionnement. Pour les consommateurs qui le souhaitent, l'approvisionnement peut être assuré par le gestionnaire de réseau. Pour décharger les gestionnaires de réseau de transport régional d'éventuels risques relatifs à la sous-utilisation de l'infrastructure de réseau hydrogène et favoriser l'investissement, les utilisateurs raccordés au réseau (au bénéfice d'un accès négocié au non) pourraient par exemple devoir s'engager sur des contrats d'utilisation du réseau de long-terme (contenant par exemple des clauses d'utilisation des capacités du réseau ou des seuils de consommation minimaux).

Scénario 2, 3

Dans ces scénarios, la production nationale est également raccordée aux réseaux de transport et de distribution nationaux. La taille du marché national atteint une taille d'au moins 5 – 10 TWh/an, ce qui constitue un seuil minimal pour envisager un modèle régulateur plus avancé que dans les scénarios 0 et 1.

En principe, tous les consommateurs raccordés au réseau intégré seraient au bénéfice du droit d'accès au réseau. Les plus gros consommateurs d'hydrogène (industriels, CCF), bénéficieraient alors de conditions équitables et transparentes pour accéder au réseau et organiser eux-mêmes leur approvisionnement. Les éventuels consommateurs raccordés au réseau de distribution seraient eux aussi au bénéfice de l'accès au réseau, leur nombre sera probablement très limité, ce qui mitige le risque d'effort opérationnel pour les gestionnaires de réseaux de distribution. Notons que ce droit d'accès concerne aussi les producteurs locaux d'hydrogène, lesquels sont raccordés dans ces scénarios au réseau intégré. En outre, ce régime garantirait une compatibilité avec le projet de réglementation de l'Union européenne.

Alternativement, par soucis d'alignement sur la LApEI ou la LApGaz une exception sur l'accès au réseau pourrait être considérée sur les clients en dessous d'un certain seuil de consommation annuelle. Cette exception ne sera probablement pas compatible avec la future réglementation européenne. De même, la question d'un possible approvisionnement de base ou régulé pour les clients de faible taille (non industriels, typiquement domestiques) devra notamment être discutée au regard de la compatibilité avec le droit européen.

Projet de cadre réglementaire européen

Proposition de la Commission européenne pour la régulation des réseaux d'hydrogène [11]:

Le nTPA peut s'appliquer dans les pays membres jusqu'à fin 2030 (Art. 31). Après cette date, le modèle de rTPA s'applique par défaut.

Les réseaux isolés et géographiquement limités sont exemptés de toute régulation jusqu'au moins 2030. Après cette date, l'exemption peut se prolonger sous réserve d'un raccordement à un autre réseau plus étendu et régulé ou si d'autres producteurs d'hydrogène vert souhaitent accéder au réseau (Art. 48).

Le droit d'accès ou de raccordement au réseau peut être refusé en cas de capacités manquantes (Art. 34). Le raccordement au réseau de transport et de distribution d'hydrogène des producteurs doit être défini dans des règles transparentes et non-discriminatoires, validées par le Régulateur, il est garanti s'il est économiquement raisonnable et techniquement faisable (Art. 37).

Proposition amendée par le Conseil européen [17]:

Prolongation jusqu'en 2035 de la phase de transition pour la mise en œuvre des règles détaillées concernant les régimes de séparation verticale.

Proposition amendée par le Parlement européen [5]:

En cas de capacité physique de réseau limitée, un droit d'accès (et donc de raccordement) prioritaire sera accordé pour les consommateurs resp. les industriels avec le plus gros impact en termes de décarbonation.

9.2 Zone de marché et Responsable Zone de Marché (RZM)

En Europe, les marchés du méthane et de l'électricité ont vu se mettre en place des zones de marché. Ces zones de marché ont été constituées progressivement avec la libéralisation des marchés de l'énergie depuis les années 2000, notamment avec les deuxième et troisième paquets de mesure sur le marché intérieur de l'énergie de l'Union européenne. Ces zones de marché observent des règles qui régissent les échanges et le commerce d'électricité ou de méthane entre les acteurs du marché (producteurs, distributeurs, négociants, courtiers,...). En règle générale, ces zones de marché sont soumises au contrôle du régulateur national, qui supervise notamment la bonne application des règles et veille à l'absence de manipulation de marché.

En Allemagne, le rôle de RZM pour la zone de marché allemande unifiée est assumé depuis 2021 par l'entreprise Trading Hub Europe (THE), dont les actionnaires sont les principaux gestionnaires de réseau de transport de méthane nationaux. Avant cette date, deux zones de marchés distinctes (NCG et Gaspool), chacune sous la responsabilité d'un RZM distinct, partageaient le pays. La France a connu un cas similaire avec la fusion des deux zones de marché (« Nord » et « Sud ») en 2018. Dans le cadre de la LApGaz, la zone de marché du gaz en Suisse devrait correspondre au réseau national interconnecté, c'est-à-dire à l'ensemble du réseau à l'exclusion des zones peu ou pas reliées physiquement au reste du réseau (notamment Tessin et Kreuzlingen) [31]. Sur cette zone de marché, le RZM serait appelé à accomplir ses tâches indépendamment des gestionnaires de réseau de transport, sans toutefois être

propriétaire de l'infrastructure. Hormis les éventuelles tâches spécifiques à la sécurité d'approvisionnement, que ce rapport ne traite pas, il s'agit notamment des tâches suivantes :

- Exploitation des points de raccordement transfrontaliers
- Commercialisation des capacités de réseau dans un modèle entrée-sortie selon des modalités non-discriminatoires (par ex. mises aux enchères)
- Gestion de l'équilibrage dans la zone de marché, engagement de l'énergie d'ajustement (utilisation du stockage en conduite ou autre moyen de flexibilité), définitions des règles d'équilibrage des groupes-bilan et facturation des écarts.
- Gestion du point d'échange virtuel, permettant des échanges et transactions entre groupes-bilan
- Fixation et publication des tarifs de réseau de transport
- Autres responsabilités confiées par la réglementation, comme la définition, au besoin, de courbe de charge standard pour certains clients.

Pour l'hydrogène, la création d'une zone de marché Suisse et la dénomination d'un RZM hydrogène pourrait être envisagée, par similarité avec le méthane. Cependant, la pertinence de la création d'une zone de marché et d'un RZM associé dépendra du modèle retenu pour l'accès au réseau (cf. Chapitre 9.1), c'est-à-dire indirectement de la taille de marché effective de l'hydrogène en Suisse (hors volumes de transit). En effet, de même que pour la mise en place d'un accès régulé au réseau, l'effort de mise en place d'un RZM (principalement par les gestionnaires de réseau de transport) et le report de ses coûts de fonctionnement sur les utilisateurs du réseau ne se justifie que dans un contexte où la taille de marché de l'hydrogène est suffisante. Dans ce cas, du point de vue économique global, les surcoûts liés au RZM devraient être compensés par les bénéfices d'une meilleure compétition entre les acteurs.

L'établissement d'une zone de marché n'est pertinent que dans un contexte où l'accès au réseau est standardisé, avec des règles d'utilisation du réseau harmonisées pour tous les acteurs (par ex. pour les règles d'équilibrage et l'utilisation des capacités). C'est le cas d'un accès au réseau régulé, mais pas d'une absence d'accès au réseau ou d'accès au réseau négocié (où les règles d'utilisation du réseau peuvent être définies spécifiquement selon les utilisateurs).

Au vu de la similarité des marchés, on peut partir du principe que les tâches d'un RZM hydrogène en Suisse serait quasi-identiques à celles du RZM méthane prévu par la LApGaz. A ce titre, le RZM devrait respecter les mêmes exigences en termes d'indépendance vis-à-vis des gestionnaires de réseau de transport. En outre, la concordance des tâches permettrait l'utilisation de synergies (opérationnelles, savoir-faire, fonctions de support) si les activités du RZM hydrogène étaient assumées par le RZM méthane. Si tel devait être le cas, ce RZM unique devrait être soumis à une séparation comptable des activités, dans un contexte de BAR séparées (cf. Chapitre 8.2). Une séparation informationnelle pourrait être envisagée mais serait superflue, puisque le RZM ne porte pas d'activité commerciale (ni sur le méthane, ni sur l'hydrogène) et n'entre pas en concurrence avec les acteurs du marché.

9.2.1 Modèles pour une zone de marché hydrogène et RZM

Scénarios 0 et 1

Dans ces scénarios de réseau, l'établissement d'une zone de marché et d'un RZM hydrogène n'est pas nécessaire. L'accès au réseau se fait sur une base négociée, les règles spécifiques relatives par exemple aux capacités, à l'équilibrage ou aux modalités de décompte sont définies par contrat entre le gestionnaire de réseau hydrogène et l'utilisateur du réseau. Il n'existe pas de place de marché Suisse ni de point d'échange virtuel, l'essentiel du commerce de l'hydrogène est réalisé à l'étranger avant d'être acheminé en Suisse (selon les règles d'accès au réseau négocié pour les acteurs concernés).

Scénarios 2 et 3

Pour ces scénarios de réseau, un RZM hydrogène devrait être constitué. Pour des raisons d'efficacité et d'exploitation de synergies, celui-ci devrait être confondu avec le RZM méthane prévu par le projet de LApGaz. Cependant, les coûts de ce RZM unique devraient être répartis selon le principe de causalité des coûts sur l'activité hydrogène ou méthane : le RZM doit respecter une séparation comptable entre hydrogène et méthane. Cette exigence est similaire à l'exigence de BAR séparée et d'imputations des coûts d'infrastructure spécifique à chaque fluide imposée aux gestionnaires de réseau (séparation horizontale). Enfin, comme pour le méthane, le RZM hydrogène devra accomplir ses tâches indépendamment des gestionnaires de réseau de transport d'hydrogène. Ceci ne représente pas un problème majeur, dans la mesure où il est confondu avec le RZM méthane, lequel fait également face à cette obligation.

10 Réaffectation des conduites de méthane pour l'hydrogène

10.1 Transfert d'une conduite réaffectée à l'hydrogène

L'infrastructure existante du réseau de méthane peut, selon certaines conditions, être réaffectée à l'hydrogène. Cette réaffectation dépend notamment des caractéristiques techniques des matériaux constituant les conduites des réseaux de méthane [32] [33], chaque cas de réaffectation devant être spécifiquement étudié. La réaffectation des réseaux de méthane à l'hydrogène présente également un avantage pour la maîtrise des coûts lors du déploiement de l'infrastructure : les coûts des infrastructures provenant de réaffectations sont estimés environ trois fois plus bas que ceux relatifs à la construction d'une infrastructure neuve [34].

Les projets de réaffectation n'en seront pas moins des projets de longue durée, nécessitant un haut niveau de planification et de coordination. Premièrement, la réaffectation des actifs méthanes à l'hydrogène devra se faire dans la continuité de la garantie de sécurité d'approvisionnement en méthane et donc en coordination avec la planification des réseaux de méthane (voir Chapitre 12) ainsi qu'avec les consommateurs qui devront commuter leurs usages du méthane à l'hydrogène. Deuxièmement, la planification de la réaffectation devra prendre en compte les investissements nécessaires (voir Chapitre 8.2 concernant les imputations de coûts).

En outre, les cas de réaffectation peuvent se montrer particulièrement complexes dans le cas où le gestionnaire de réseau d'hydrogène est distinct de celui de méthane. Dans ce cas-là, le gestionnaire de réseau d'hydrogène devrait avoir accès à toutes les informations et documentations relatif à l'actif méthane considéré pour ses besoins de planification (historique des coûts, documentation des maintenances, analyses de matériaux, comptes-rendus d'inspection, etc.) [18]. Des délais calendaires et un contrôle de la part de l'EnCom pourraient être envisagés, au détriment d'une procédure probablement assez lourde. Ce constat vient étayer les conclusions du Chapitre 8.2.

Dans une perspective de séparation des BAR H₂ et CH₄, il est nécessaire de déterminer les conditions sous lesquelles une infrastructure est considérée dans une BAR donnée. Plusieurs options sont alors envisageables :

- Un actif rétrofité peut être considéré comme appartenant à la BAR de l'hydrogène dès lors qu'il n'est plus en mesure de transporter du méthane pur (par exemple lorsqu'une conduite a été purgée du méthane en vue de sa réaffectation et ne peut plus transporter cette molécule).
- Un actif rétrofité peut être considéré comme appartenant à la BAR de l'hydrogène dès lors que le réseau auquel il appartient est placé sous le régime de la régulation des réseaux d'hydrogène (ev. après validation du régulateur). C'est par exemple le modèle réglementaire choisi par l'Allemagne (§ 28j Abs. 3) [6].
- Dans le cas d'une conduite isolée ou d'un réseau isolé et raccordé au réseau intégré d'hydrogène, il est possible de considérer que cette dernière appartient à la BAR de l'hydrogène dès lors que le raccordement a lieu.

La définition précise du moment à partir duquel une conduite réaffectée appartient à la BAR de l'hydrogène revêt une importance particulière dans le cas où BAR H₂ et CH₄ sont distinctes, pour garantir le respect de la causalité des coûts et l'imputation des coûts au groupe d'utilisateurs correspondants.

Même si les transferts d'actifs se font au sein de la même entreprise horizontalement intégrée, les valeurs de transfert devraient être soumis au contrôle de l'EnCom, au même titre que tout investissement dans le réseau d'hydrogène resp. de tout désinvestissement dans le réseau de méthane. De plus, en raison de l'impact de la réaffectation d'une conduite de transport de méthane sur la sécurité d'approvisionnement, il serait raisonnable qu'un organe public puisse valider ou non le transfert d'un actif méthane à l'hydrogène (voir aussi Chapitre 12).

Scenarios 0,1,2,3

Concernant le transfert d'une conduite réaffectée à la BAR de l'hydrogène, le même raisonnement sera applicable pour l'ensemble des scénarios.

Les réseaux géographiquement limités et isolés ne seront soumis à aucune régulation, dans la mesure où ils n'impactent pas l'infrastructure de réseau de méthane. Dans ce cas, les différentes parties prenantes impliquées peuvent s'autoréguler et convenir bilatéralement de la valeur des infrastructures. Cependant, dans le cas où une portion d'infrastructure méthane est concernée, l'EnCom devra s'assurer *a minima* que le transfert n'induit pas de paiement à double par les utilisateurs du réseau de méthane en validant le montant et les conditions du transfert.

Concernant les réseaux de transit, de transport et de distribution, l'EnCom devra séparer les investissements réalisés au profit du futur réseau d'hydrogène, afin de valider que ces coûts ne sont pas imputés aux utilisateurs du réseau de méthane. Dans le cas où un investissement dans l'infrastructure de réseau aurait lieu au bénéfice à la fois du réseau actuel de méthane et du réseau futur d'hydrogène, l'autorité régulatrice devrait s'assurer que les éventuels surcoûts liés à l'hydrogène ne sont pas supportés par les consommateurs de méthane. Dans une perspective de favoriser la transition énergétique en s'appuyant sur les actuels consommateurs de méthane et utilisateurs de réseau, une exception pourrait être prévue pour les investissements dans l'infrastructure méthane permettant d'augmenter la teneur du gaz distribué en gaz renouvelable (par ex. augmentation du pourcentage volumique de l'hydrogène dans un réseau de méthane)²². Il s'agirait dans ce cas d'une subventionnement des clients hydrogène par ceux du méthane.

Projet de cadre réglementaire européen

Proposition de la Commission européenne pour la régulation des réseaux d'hydrogène [11]:

Dans le cadre de l'application de BAR séparées pour le méthane et l'hydrogène, la régulation permet les transferts d'actifs d'une BAR à l'autre : « lorsque des actifs sont transférés à une autre base d'actifs régulés, leur valeur sera établie. La valeur fixée pour l'actif transféré est

²² Dans le cadre réglementaire transitoire actuellement en vigueur en Allemagne, la BNetzA accepte de considérer comme imputable les éventuels surcoûts de l'infrastructure méthane liés à une compatibilité à l'hydrogène, dès lors que le transport ou la distribution de méthane n'est pas impactée (typiquement dans le cas de *blending*). Tout investissement lié à une infrastructure exclusivement dédiée à l'hydrogène ne peut pas être affecté à la BAR méthane.

soumise au contrôle et à l'approbation de l'autorité de régulation compétente. La valeur établie garantit l'absence de subventions croisées. » Art. 4, al. 1 Ch. b [22].

Le projet de mentionne pas de date limite à l'application de cet article.

Proposition amendée par le Conseil européen [17]:

Pas de modification au projet

Proposition amendée par le Parlement européen [5]:

Pas de modification au projet

10.2 Détermination de la valeur résiduelle des conduites de méthane

Lors de la réaffectation d'un actif méthane pour l'hydrogène, il est nécessaire de déterminer sa valeur résiduelle, pour son transfert dans le cas où ces actifs sont alloués à des bases différentes. La méthode de valorisation des actifs réaffectés est primordiale car elle a un impact important sur les tarifs finaux du méthane et de l'hydrogène. Il existe trois grands principes d'évaluation possibles pour la valeur d'un actif de réseau de méthane :

- Méthode de valorisation des actifs à leur valeur résiduelle (coûts initiaux d'achat ou de construction, après amortissements).
- Méthode de valorisation des actifs à leur valeur économique actuelle (VAN), reflétant la valeur actuelle des futurs flux de trésoreries attendus de l'exploitation de ces actifs.
- Méthode de valorisation des actifs au coût du remplacement de la capacité des services existants au prix de marché actuel, déprécié pour refléter la durée de vie utile restante des actifs.
- Valeur de transfert négociée : cette option, bien que théoriquement possible, ne sera pas discutée par la suite en raison de son incompatibilité avec le principe même de domaines régulés (absence de transparence, risque de paiements à doubles, risque de surestimation du gestionnaire horizontalement intégré) [18]. En revanche, cette méthode pourrait être envisageable pour les réseaux géographiquement limités et isolés qui ne seraient pas régulés.

Quel que soit le choix de la méthode de valorisation de l'actif de méthane, ce dernier doit se faire au regard d'un principe primordial pour permettre la réaffectation des actifs : le transfert de l'actif doit se faire sans perte pour le gestionnaire du réseau de transport de méthane [35].

10.2.1 Valorisation des actifs à leur valeur résiduelle

La valorisation d'un actif de méthane à sa valeur résiduelle au moment de son passage dans la BAR H₂ consiste à évaluer cet actif en se basant sur les dépenses initiales engagées pour son acquisition, son développement, sa construction ou tout autre investissement initial réalisé sans tenir compte des variations de valeur ultérieures. De plus, cette approche prend en compte tous les effets exceptionnels qui ont eu un impact sur la valorisation de l'actif (par ex. contribution d'un fond pour les actifs risqués, amortissements exceptionnels, subventions).

- Avantages
 - Stabilité : En utilisant le coût historique, les variations de la valeur de marché de l'actif sont ignorées, ce qui peut contribuer à la stabilité des états financiers.
 - Partant du principe que les coûts historiques devraient être connus des gestionnaires de réseaux méthane, ceux-ci devraient être en théorie faciles à estimer. Cependant, l'exemple de la libéralisation du marché de l'électricité montre que des méthodes alternatives doivent être mises en place au cas où les coûts historiques ne sont pas connus.
 - Compatibilité avec les dispositions du projet de LApGaz en Suisse
- Inconvénients
 - Les coûts historiques ne permettent pas de refléter la valeur actuelle des actifs, qui dépend largement de l'état du marché (évolution des coûts, inflation) ainsi que de leur niveau d'utilisation. Une telle méthode peut ainsi conduire à une surévaluation des actifs susceptibles d'être transférés à l'hydrogène.

Dans l'Union européenne, le calcul de la valeur de la BAR CH₄ à leur valeur résiduelle est la méthode la plus répandue dans les pays européens puisqu'elle est utilisée dans 75% des cas par les autorités régulatrices nationales, notamment pour définir les tarifs autorisés [19]. Certains régulateurs européens soulignent que la valorisation du capital exploité par le gestionnaire de réseau prend en compte les actifs historiques et les prévisions d'investissement transmises par le gestionnaire [36]. Toutefois, selon les choix réalisés par le régulateur en matière de durée de vie des actifs considérés et d'ajustement de l'inflation, la valorisation d'un actif en vue de son transfert vers l'hydrogène peut aboutir à des coûts très différents.

La valorisation des actifs méthanes à leur valeur résiduelle pour le transfert à l'hydrogène respecterait les principes du projet de LApGaz : la valeur résiduelle constitue la valeur régulée, laquelle est validée par l'EnCom. Le recours à la valeur résiduelle permet ainsi d'éviter l'introduction d'une nouvelle méthode d'évaluation, ce qui poserait des questions de mise en œuvre et de règlement des différences entre les montants calculés par les différentes méthodes. En outre, tout surcoût de la valeur de transfert par rapport à la valeur résiduelle serait problématique car elle induirait un paiement à double de l'infrastructure et ainsi un renchérissement artificiel de la valeur de l'actif pour les futurs utilisateurs du réseau d'hydrogène.

Dans le cas d'une valorisation des actifs méthane à leur valeur résiduelle, un biais économique pourrait apparaître dans le cas d'actifs méthanes exposés à un échouage : la valeur résiduelle de ces derniers étant plus élevée que la valeur future à tirer de leur exploitation, les gestionnaires de réseaux de méthane pourraient être incités à réaffecter de façon excessive ces actifs, augmentant alors le risque de sur-transfert d'actifs peu adéquats à répondre au besoin effectif de consommation d'hydrogène [19]. Ce risque peut être grandement diminué grâce à un contrôle de la planification (voir Chapitre 12).

Dans l'exemple ci-dessous, nous considérons un actif qui fonctionne depuis 40 ans et auquel il reste 10 années de fonctionnement avant d'atteindre sa durée de vie de 50 ans. La valeur de cet actif à l'acquisition étant de 1 Mrd. CHF, sa valeur résiduelle au bout de 40 années est alors de 200 MCHF. Cette valeur résiduelle constitue la valeur de transfert. Tous les éventuels coûts spécifiques à l'hydrogène (par exemples coûts de réaffectation spécifiques, ne servant pas le

transport de méthane et donc non imputés à la BAR CH₄ par l'EnCom) ont été au préalable imputés à la BAR H₂ et ne font donc pas l'objet du transfert.

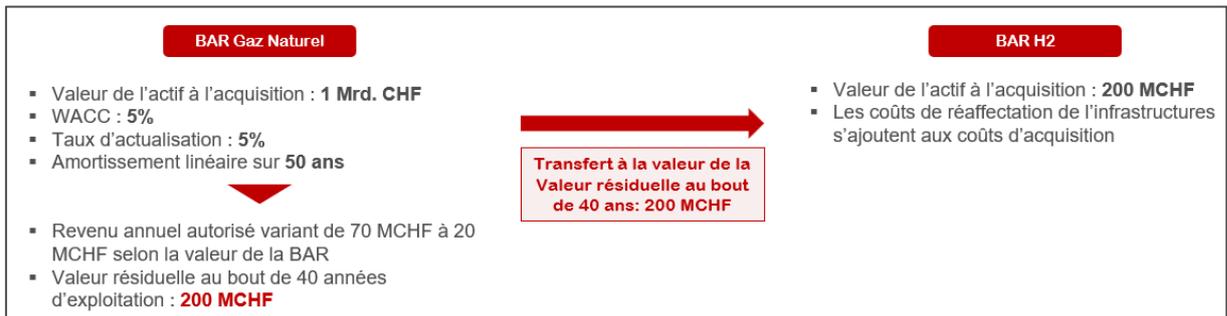


Figure 10 - Schéma simplifié de la réaffectation d'un actif à sa valeur résiduelle, avec une durée d'amortissement de 50 ans, un taux d'actualisation à 5% et un WACC de 5%

Dans le cas où l'actif méthane est proche de la fin de sa durée d'amortissement, la valeur résiduelle sera très faible, voire théoriquement nulle dans le cas d'un actif méthane complètement amorti. Dans ce cas-là, le gestionnaire de réseau n'a aucune incitation financière à transférer cet actif, même si la réaffectation de celui-ci à l'hydrogène ferait du sens d'un point de vue économique ou de décarbonation. Dans ce cas, des systèmes d'incitation pourraient être mis en place, par exemple avec un surcoût sur la valeur de transfert. Cette solution pose néanmoins le problème d'un surcoût pour les utilisateurs du réseau d'hydrogène, déjà mentionné plus haut. Selon un autre point de vue, l'alternative d'un gestionnaire de distribution à la réaffectation d'une installation à l'hydrogène est le démantèlement de l'infrastructure. A ce titre, le transfert à valeur faible ou nulle constitue une bonne alternative, financièrement plus attractive que de porter les coûts de démantèlement [18]. Enfin, des obligations de transférer pourrait être prévues pour les actifs pertinents du point de vue de la planification (voir Chapitre 12). Une telle obligation poserait cependant des questions de mises en œuvre (notamment juridiques, puisqu'il pourrait éventuellement s'agir de cas d'expropriation).

10.2.2 Valorisation des actifs à leur valeur économique actuelle (VAN)

La valorisation d'un actif de méthane à sa valeur économique actuelle (VAN) au moment de son passage dans la BAR H₂ consiste à estimer la valeur monétaire de l'actif en prenant en compte les flux de trésorerie futurs attendus générés par l'actif de méthane.

- Avantages
 - Évaluation basée sur les flux de trésorerie attendus : La VAN utilise les flux de trésorerie futurs attendus générés par l'actif pour évaluer sa valeur. Cela permet de prendre en compte les revenus et les coûts associés à l'actif, offrant ainsi une perspective plus complète de sa valeur économique.
 - Prise en compte de la valeur temporelle de l'argent : La valorisation à la VAN tient compte du concept de valeur temporelle de l'argent en actualisant les flux de trésorerie futurs à leur valeur présente. Cela permet d'évaluer l'actif en prenant en compte le moment où les flux de trésorerie sont générés.

- Comparaison avec d'autres investissements : La VAN permet de comparer l'actif avec d'autres opportunités d'investissement en utilisant une mesure commune. Cela aide à prendre des décisions d'investissement en identifiant les actifs les plus rentables et en optimisant l'allocation des ressources.
- Inconvénients
 - Une approche par la VAN est moins directe qu'une approche par les coûts historiques, même si elle lui est quasi-équivalente dans la majorité des cas
 - Le calcul de la VAN d'un actif est très sensible aux estimations des flux de trésorerie futurs, des taux d'actualisation ainsi qu'au choix du taux d'actualisation.

Dans le cadre d'un développement du réseau d'hydrogène conjointement à l'utilisation du réseau de méthane, une telle méthode de valorisation permettrait de prendre en compte la valeur moindre des actifs méthanes susceptibles d'être échoués [23]²³. De manière similaire aux coûts historiques, elle permet aussi d'éviter que des coûts déjà payés par des consommateurs (amortissements exceptionnels) soient repayés par les futurs utilisateurs du réseau d'hydrogène.

L'illustration ci-dessous considère un actif méthane qui fonctionne depuis 40 ans et auquel il reste 10 années de fonctionnement avant d'atteindre sa durée de vie de 50 ans. La valeur de cet actif à l'acquisition étant de 1 Mrd. CHF, le WACC de 5% et le taux d'actualisation considéré de 5%, on peut alors en déduire que les revenus annuels autorisés varieront de 70 MCHF à 20 MCHF par an (diminution tenant compte de l'amortissement linéaire de l'actif). La valeur économique actuelle de l'actif pour les 10 années d'exploitations restantes est alors de 212 MCHF.



Figure 11 - Schéma simplifié de la réaffectation d'un actif à sa VAN, avec une durée d'amortissement de 50 ans, un taux d'actualisation à 5% et un WACC de 5%

La valeur obtenue par la VAN est comparable, légèrement supérieure à celle calculée sur la base de la valeur résiduelle. Pour des actifs complètement dérisqués (par exemple si le risque d'échouage est géré au travers d'amortissements exceptionnels), cette méthode de VAN n'apporte pas de plus-value par rapport à une méthode basée sur la valeur résiduelle. Elle introduit même une complexité additionnelle, en tant que méthode d'évaluation non-prévue par le projet de LApGaz.

²³ Etude de cas « Valeur des actifs méthaniers transférés au futur réseau néerlandais de l'hydrogène »

10.2.3 Valorisation des actifs à leur valeur de remplacement

La valorisation d'un actif à sa valeur de remplacement au moment de transfert à l'hydrogène implique d'évaluer le coût de remplacement de l'actif par une infrastructure spécifique à l'hydrogène. Cela peut inclure la conversion, la modernisation ou la construction de nouvelles installations pour permettre le stockage, la production, le transport et la distribution de l'hydrogène.

- Avantages
 - Prise en compte de la valeur à neuf : Si l'actif doit être remplacé dans un proche avenir, la valorisation à sa valeur de remplacement peut refléter les coûts réels auxquels l'acheteur pourrait être confronté, offrant ainsi une évaluation plus réaliste.
- Inconvénients
 - Ignorance des caractéristiques spécifiques de l'actif : La valorisation à la valeur de remplacement peut ne pas prendre en compte les caractéristiques uniques de l'actif à vendre, telles que son emplacement, son état, ses performances historiques, etc. Par conséquent, cela peut conduire à sous-estimer ou surestimer la valeur réelle de l'actif.
 - Subjectivité des coûts de remplacement : Déterminer la valeur de remplacement peut impliquer des estimations subjectives des coûts de remplacement, notamment en tenant compte des fluctuations des prix du marché, des coûts de main-d'œuvre et des évolutions technologiques. Cela peut conduire à des variations dans les estimations de la valeur de remplacement.

Une telle méthode d'estimation ne présente que peu de valeur ajoutée dans le cadre de la réaffectation des actifs méthanes : une telle réaffectation permet en effet aux futurs opérateurs de réaliser d'importantes économies sur le coût de l'infrastructure, en s'épargnant de nombreux coûts liés à la construction d'un actif neuf. La valorisation à la valeur de remplacement d'un actif ne présenterait alors plus d'incitation pour le gestionnaire du réseau d'hydrogène à réaffecter les infrastructures méthane existantes.

10.2.4 Modèles de valorisation des actifs réaffectés pour les scénarios de développement du réseau

Scenario 0,1,2, 3

Quel que soit le scénario, les transferts d'actifs entre les bases d'actifs régulés du méthane et de l'hydrogène devront se faire à la BAR CH₄. Cette méthode garantit une rémunération des gestionnaires de réseau de méthane à la hauteur des investissements réalisés, et permet de considérer les éventuels amortissements exceptionnels des actifs CH₄ réaffectés avant leur fin de durée de vie. De plus, le recours à la BAR CH₄ permet une cohérence de l'évaluation des actifs avec le projet de LApGaz et elle permet d'éviter des paiements à double de l'infrastructure méthane par les futurs utilisateurs du réseau d'hydrogène.

De manière générale, la LApGaz devrait rendre impossible tout paiement à double de l'infrastructure méthane transférée (ni par les utilisateurs du réseau de méthane ou ni par ceux

de l'hydrogène). En outre, il est nécessaire que la LApGaz empêche la rétention d'une infrastructure méthane dont la réaffectation à l'hydrogène pourrait être pertinente. Ce risque, qui existe possiblement pour les assets déjà très largement ou complètement amortis (BAR CH₄ faible ou nulle, dont le transfert ne représente aucune valeur monétaire pour le gestionnaire de réseau de méthane) pourrait notamment être géré au travers de la planification conjointe des réseaux (voir Chapitre 12)

11 Règles de tarification

11.1 Types de régulation pour la tarification du réseau

Les coûts relatifs aux réseaux d'hydrogène sont en général portés par les utilisateurs du réseau qui injectent, soutirent ou font transiter de l'hydrogène en utilisant l'infrastructure de réseau. Les méthodes de calcul de répercussions des coûts du réseau aux utilisateurs peuvent être soumises à différents types de régulation.

11.1.1 Absence de régulation des coûts du réseau

L'absence de régulation des coûts du réseau laisse toute latitude aux gestionnaires de réseaux pour fixer leurs tarifs. Il n'a y pas d'exigences en matière de transparence des coûts, ni sur la méthode de calcul, ni sur des principes généraux comme l'indexation du coût du capital, la méthode d'amortissement à retenir ni sur d'éventuelles subventions croisées entre utilisateurs.

L'absence de régulation n'exclut pas des initiatives de la part des gestionnaires de réseau pour publier leurs tarifs d'utilisation du réseau, séparer les composantes Réseau et Énergie sur la facture des clients sans droit d'accès au réseau dans le cas d'un approvisionnement par une entreprise verticalement intégré ou définir des documents de branche pour uniformiser les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation du réseau. Des exigences peuvent également être convenues sur une base privée resp. négociée (par ex. Convention de branche). En Suisse, actuellement sans régulation explicite et spécifique des coûts du réseau de méthane, les tarifs sont supervisés *a minima* par le Surveillant des prix (selon l'art. 14 Loi fédérale concernant la surveillance des prix LSPr) et par la COMCO (au titre de la Loi fédérale sur les cartels et autres restrictions à la concurrence LCart). Dans la pratique, la Branche publie les tarifs de réseau pour les consommateurs faisant usage de leur droit d'accès et des lignes directrices pour le calcul de la rémunération du réseau pour tous les utilisateurs [37] [38].

Sur les réseaux industriels ou sur des lignes point-à-point, l'absence de régulation est généralement le modèle mis en œuvre. Ces infrastructures font souvent l'objet d'investissements privés, et ne poursuivent généralement pas d'objectif d'approvisionnement de clients tiers sur une zone de desserte. Les coûts de réseaux sont à la charge des investisseurs concernés, selon des modalités contractuelles propres.

- Avantages
 - Flexibilité de mise en œuvre pour les gestionnaires de réseau, subsidiarité et possible auto-régulation
 - Absence d'effort régulateur et administratif
- Inconvénients
 - Manque de transparence, risque de discrimination des entreprises non intégrées et des consommateurs faisant usage de leur droit d'accès au réseau par les gestionnaires de réseau (possibles subventions croisées entre activités)

- Absence de contrôle de la rente de monopole, faisant peser un risque de surcoût pour les consommateurs et utilisateurs du réseau
- Pas de possibilités de comparaisons des coûts des gestionnaires de réseaux entre eux

L'absence de régulation des coûts du réseau peut se révéler problématique pour certains cas d'interconnexion transfrontalière. Suite à l'ouverture du marché du méthane en Europe, l'incohérence des structures tarifaires entre certains États membres a nui à l'efficacité du transport transfrontalier du méthane [39]. Ceci pourrait être préjudiciable aux consommateurs suisses d'hydrogène si une telle situation venait à se réaliser : en cas de pratiques tarifaires défavorables sur la conduite de transit, les expéditeurs étrangers pourraient être incités à utiliser d'autres corridors Nord-Sud. Cette sous-utilisation de l'infrastructure pour le transit ferait alors porter des coûts plus élevés aux consommateurs domestiques. En outre, l'absence de régulation des coûts, y.c. de la répartition des coûts entre transit et consommation domestique, pourrait se révéler défavorable aux possibles consommateurs suisses si ceux-ci venaient à payer des coûts disproportionnés au bénéfice des expéditeurs de transit. Cette problématique a été identifiée dans le cas du méthane (Art. 18) [31].

En absence de régulation des coûts du réseau, un éventuel régulateur n'aurait pas de prérogatives en termes de contrôle des coûts des gestionnaires de réseau. Il pourrait éventuellement disposer d'un cadre légal pouvant demander des publications ou informations de la part des gestionnaires de réseaux (ou autres exigences ne demandant pas de contrôle ou de validation de la part du régulateur).

11.1.2 Régulation Cost+

La régulation basée sur les coûts, ou Cost+, encadre les tarifs pratiqués des gestionnaires de réseau tout en leur en garantissant un revenu adéquat. Dans la pratique, la régulation Cost+ implique notamment de définir une base d'actifs régulés (BAR) ainsi que le périmètre de celle-ci pour définir les coûts imputables. En Suisse pour l'électricité, les coûts imputables sont ceux relatifs à une infrastructure pour un réseau sûr, performant et efficace (Art. 14 & 15) [40]. Des dispositions similaires sont prévues dans le projet de LApGaz (Art. 19) [31]. Les coûts imputables liés aux coûts de financement de l'infrastructure (Capex) sont en général accompagnés des coûts de gestion et de maintenance (Opex) ainsi que certaines redevances et taxes. On parle alors de régulation *ex-post*, puisque le régulateur ne valide que des coûts et investissements déjà réalisés.

Un encadrement des tarifs de réseau permet de réduire le potentiel de discrimination entre les utilisateurs du réseau. Il permet de contrôler resp. d'éviter d'éventuelles subventions croisées et de garantir des tarifs uniformes au sein de chaque catégorie d'utilisateur du réseau.

La régulation Cost+ nécessite donc un cadre légal ainsi qu'un régulateur doté de prérogatives en matière de contrôle des tarifs et de leur transparence. Ceci correspond à un effort réglementaire non négligeable. Pour l'électricité en Suisse, l'EiCom est doté d'environ 12 collaborateurs pour la Section « Prix et tarifs » en charge des tarifs de l'électricité appliqués aux consommateurs finaux captifs et de la surveillance des tarifs de l'utilisation du réseau. Le projet de LApGaz reconnaît également le besoin de ressources supplémentaires dans l'administration, sans détailler les ressources spécifiques au contrôle de la régulation Cost+ [31].

Dans des pays européens n'appliquant pas ou plus la régulation Cost+ pour le méthane et l'électricité, cette régulation est regardée avec intérêt pour les réseaux d'hydrogène [41]. En effet, malgré l'absence d'incitation à l'efficacité, cette régulation représente un réel soutien à l'investissement et l'innovation. De nombreux acteurs européens reconnaissent sa simplicité, sa facilité de mise en œuvre et son effort administratif mesuré [42].

- Avantages
 - Revenus prévisibles pour les gestionnaires de réseau
 - Cadre non-discriminatoire pour l'utilisation du réseau
 - Simplicité de mise en œuvre, effort réglementaire modéré
- Inconvénients
 - Risque de surinvestissement dans l'infrastructure de réseau
 - Décision d'investissement potentiellement impactée par le taux de rendement
 - Pas d'incitation à l'efficacité pour les gestionnaires de réseau

Le risque induit par une régulation Cost+ à produire des surinvestissements est documenté de longue date [43] [44]. Cependant, plusieurs leviers réglementaires peuvent venir limiter ce risque. Tout d'abord, le taux de rendement autorisé (WACC) exerce une forte influence sur les incitations à investir. Un WACC trop élevé augmenterait ce risque de surinvestissement mais un WACC trop bas gèlerait les investissements dans le réseau, ce qui serait dommageable dans le cas de l'hydrogène dans une perspective de phase de démarrage de marché. En outre, la régulation Cost+ peut être renforcée d'instruments de comparaison et d'indicateurs de transparence, comme pourrait le faire la Suisse dans le secteur de l'électricité avec la régulation « Sunshine ».

Dans le cas des réseaux d'hydrogène, une régulation Cost+ devrait être enrichie d'outils réglementaires apportant une flexibilité nécessaire pour assurer des tarifs abordables et relativement stable dans le temps pour les premiers utilisateurs du réseau dans une phase de démarrage du marché. Ces instruments, déjà mentionnés au Chapitre 8.2, pourraient être :

- L'autorisation de subventions croisées avec d'autres fluides resp. d'autres domaines régulés, en parallèle du maintien de BAR distinctes. Une partie du tarif d'utilisation des réseaux de méthane ou d'électricité pourrait alors être prélevé pour contribuer à la baisse des tarifs du réseau d'hydrogène, afin de favoriser la transition vers l'hydrogène et permettant que les tarifs de l'hydrogène pour les premiers utilisateurs ne soient pas dissuasifs [13]. Cette méthode constitue cependant une exception au principe de causalité des coûts (utilisateur-payeur). Les montants et méthodes de calculs de ces subventions croisées ainsi que l'utilisation des fonds correspondants par les gestionnaires de réseau bénéficiaires seraient contrôlées par l'EnCom.
- La mise à disposition de subventions publiques pour soutenir l'investissement dans les infrastructures gazières. C'est la solution envisagée par les Pays-Bas, où les BAR CH₄ et H₂ devront être distinctes, mais dont le développement serait soutenu par la mise en place de subventions publiques avec une clause de récupération. Cette méthode traduit une volonté publique forte de soutenir le développement du réseau et de faire porter à la collectivité une partie des risques financiers liés au développement de l'infrastructure, c'est-à-dire de mutualiser une partie des risques entre secteur public et privé.

- Un différencement temporel des revenus de l'utilisation des réseaux, permettant de pratiquer des tarifs plus bas dans une première période et de procéder à des rattrapages dans une deuxième période, lorsque le socle d'utilisateurs du réseau s'est élargi. Ceci peut être atteint en appliquant des règles d'amortissements annuels non linéaires (par ex. amortissement plus faibles en début de période et rattrapage au cours des années ultérieures), ou en autorisant la constitution de réserves. Cette méthode fait toutefois porter le risque d'investissement sur le gestionnaire de réseau : celui-ci doit accepter le risque de sous-utilisation de l'infrastructure, c'est-à-dire le risque de non-réalisation de la demande effective d'hydrogène resp. d'hydrogène qui sera effectivement acheminé par rapport à la prévision sur laquelle il se base pour le calcul de lissage tarifaire. Le gestionnaire de réseau est également exposé à un risque régulateur, correspondant à une évolution défavorable de la régulation alors que tous les coûts n'ont pas été totalement recouverts. Ces risques (volumes, réglementaires, autres possiblement identifiés) devront alors faire l'objet d'un rendement adéquat lors de la fixation du WACC correspondant. En outre, la rémunération des éventuelles réserves ou du capital immobilisé plus longtemps (par exemple dans un compte d'amortissement) en raison du lissage tarifaire resp. recouvert plus tardivement par le gestionnaire de réseau via ses amortissements devrait faire l'objet de règles spécifiques (par ex. WACC spécifique).

Enfin, une régulation Cost+ n'est ni incompatible avec un accès au réseau négocié, ni avec l'absence de droit d'accès au réseau. En Allemagne, selon les dispositions de l'EnWG en vigueur au 1^{er} juin 2023, les revenus des gestionnaires de réseau sont encadrés par l'ordonnance WasserstoffNEV selon un principe Cost+ alors que l'accès au réseau de tiers doit être négocié. En Suisse, le projet de LApGaz prévoit que l'accès au réseau ne sera pas autorisé pour les consommateurs de moins de 300 MWh/an, mais que les revenus des gestionnaires de réseau seront encadrés par une régulation Cost+, dont la mise en œuvre sera contrôlée par l'EnCom [28] [31].

11.1.3 Régulation incitative

La régulation incitative vise à contraindre plus fortement les gestionnaires de réseau à l'efficacité. Comme pour la régulation Cost+, il est nécessaire de définir une base d'actif régulé ainsi que le périmètre des coûts de réseau imputables. La spécificité de la régulation incitative est que les revenus des gestionnaires de réseau sont définis non pas par rapport aux coûts spécifiques de chaque gestionnaire de réseau mais sur la base d'une référence commune : pour une période réglementaire donnée (typiquement quatre à cinq ans), le régulateur fixe les revenus maximums admissibles des gestionnaires de réseau, lesquels sont déterminés sur la base d'un benchmark réalisé sur l'ensemble des gestionnaires de réseau. On parle alors de régulation *ex-ante*.

La régulation incitative a été introduite dans la plupart des pays européens dans le méthane et l'électricité depuis plusieurs années en remplacement de la régulation Cost+. Une telle régulation n'est cependant pas prévue actuellement en Suisse dans l'électricité et le méthane. En Allemagne, où la régulation incitative est mise en œuvre dans le méthane et l'électricité, celle-ci n'est pas mise en œuvre pour l'hydrogène et les réseaux d'hydrogène sont explicitement placés sous le régime de la régulation Cost+.

- Avantages

- Incitation à l'efficacité dans la gestion des réseaux d'hydrogène et impact positif sur la réduction des coûts du réseau
- Meilleure transparence sur les tarifs
- Inconvénients
 - Risque sur les investissements des gestionnaires de réseau (dépendamment des conditions de mise en œuvre)
 - Effort de mise en œuvre pour les gestionnaires de réseau
 - Effort réglementaire conséquent
 - Nécessite une certaine assiette de gestionnaires de réseau comparables entre eux (pas forcément garanti en Suisse, notamment au niveau de transport régional, la pertinence d'un benchmark international des gestionnaires de réseaux n'est pas certaine)

La régulation incitative introduit *de facto* une concurrence entre les différents opérateurs de réseau. Cette régulation, si elle est appliquée dans plusieurs pays voisins, peut avoir un fort impact positif sur les échanges commerciaux transfrontaliers. En effet, comme les utilisateurs du réseau cherchent à s'approvisionner en hydrogène dans les pays proposant les tarifs de réseau les plus attractifs, cette régulation incite les gestionnaires à créer une infrastructure de réseau efficace et à optimiser l'utilisation de celle-ci pour réduire les coûts. A cet égard, le risque de surinvestissement est très fortement réduit.

Notons que, sur le principe, les mécanismes réglementaires de lissages tarifaires discutés dans la partie précédente pourraient également être mise en œuvre dans le cadre d'une régulation incitative.

La régulation incitative pourrait être appropriée dans un marché avancé où le transport d'hydrogène représente un monopole naturel. Cependant, il pourrait être défavorable de le mettre en œuvre en phase de transition ou sur dans un contexte où le marché est relativement petit. Les coûts administratifs nécessaire pour une régulation incitative seraient alors disproportionnellement élevés. En Europe, les régulateurs nationaux disposent déjà de plusieurs années d'expérience avec la régulation incitative et pourraient, sur cette base, l'appliquer en temps voulu à l'hydrogène. Ceci, sous réserve que le marché est entré dans une phase suffisamment stable et qu'il y a suffisamment d'acteurs pour réaliser un benchmark utilisable par le régulateur (p.68) [42]. Pour la Suisse, l'introduction d'une régulation incitative pour l'hydrogène avant le méthane ou l'électricité serait en outre questionnable.

11.1.4 Modèles de régulation tarifaire pour les scénarios de développement du réseau

Scénario 0

Dans ce scénario, la conduite de transit devrait ne pas être soumise à de régulation de coûts. Cette approche permet de limiter l'effort réglementaire dans un contexte de marché de l'hydrogène en Suisse très limité. Cependant, pour ne pas péjorer les éventuels consommateurs suisses par rapport aux acteurs du transit, les autorités publiques devraient par exemple pouvoir édicter des principes directeurs de répartition des coûts de transit en cas de besoin. Ces principes directeurs seraient alors à considérer dans le cadre de l'accès au réseau négocié. Il n'y a pas de vérification

des tarifs, sauf concernant l'utilisation de possibles subvention spécifique (subvention croisée entre fluide ou subventions publiques) ou si l'EnCom est saisi par une des parties prenantes à l'accès au réseau.

Pour les réseaux géographiquement limités et isolés, aucune réglementation n'est également souhaitable. Les réseaux de ces zones auront été dimensionnés et financés de manière spécifique par les acteurs concernés et ne nécessitent pas de régulation tarifaire particulière.

Scénario 1

Pour le scénario 1, pour lequel un accès négocié reste de mise pour les acteurs raccordés à la conduite de transit, les mêmes dispositions devraient être envisagées. La taille de marché ne justifie pas la mise en place d'une régulation Cost+ et la mobilisation des ressources correspondantes chez l'EnCom et les gestionnaires de réseau.

Il n'y a pas de vérification des tarifs, sauf concernant l'utilisation de possibles subvention spécifique (subvention croisée entre fluide ou subventions publiques) ou si l'EnCom est saisi par une des parties prenantes à l'accès au réseau.

Scénario 2

Dans ce scénario, non seulement des consommateurs (dont des CCF) sont raccordés au niveau de transit ou de transport régional mais également des potentielles installations de production. Au regard de l'efficacité globale et de l'homogénéité de la régulation pour l'ensemble des acteurs, il serait judicieux d'introduire une régulation tarifaire uniforme sur l'ensemble des acteurs des réseaux de transit et de transport régional.

A cet égard, l'introduction d'une régulation Cost+ serait souhaitable. L'absence de régulation impliquerait le risque que les utilisateurs paient des tarifs potentiellement trop élevés ou que des mécanismes de subventions croisées non contrôlées soient mises en place par certains gestionnaires de réseau. Une régulation Cost+ permettrait ainsi de garantir un cadre non-discriminatoire pour l'utilisation du réseau et favoriser ainsi les échanges commerciaux d'hydrogène internes à la Suisse. La vérification des possibles subvention croisée entre fluide ou subventions publiques mise en place dans le cadre de mécanismes de stabilisation tarifaire s'intègre sans problème à la régulation Cost+.

Scénario 3

Dans ce scénario de réseau le plus développé, une absence de régulation du réseau n'est pas souhaitable. En effet, la taille de marché nécessiterait une uniformisation nationale des structures tarifaires et une transparence suffisante sur la structure des coûts de réseau facturés aux consommateurs.

Une régulation incitative serait toutefois disproportionnée. Ce type de régulation irait bien au-delà de ce qui est actuellement appliqué dans l'électricité et prévu pour le méthane en Suisse. A titre de comparaison, l'Allemagne a renoncé pour le moment à recourir à la régulation incitative pour les réseaux d'hydrogène. La régulation Cost+ paraît mieux indiquée. Celle-ci est déjà bien connue par les gestionnaires de réseau multi-fluides, bien comprise par les industriels et maîtrisée par le régulateur. La vérification des possibles subvention croisée entre fluide ou subventions publiques

mise en place dans le cadre de mécanismes de stabilisation tarifaire s'intègre sans problème à la régulation Cost+.

Projet de cadre réglementaire européen

Proposition de la Commission européenne pour la régulation des réseaux d'hydrogène [20]:

Les pays membres sont libres d'appliquer la méthode tarifaire qui leur est préférable, dès lors que les coûts considérés correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable. Les tarifs doivent être transparents, tout en comprenant un rendement approprié des investissements (Art. 15). Les réglementations Cost+ ou incitatives sont donc toutes deux possibles.

En outre, ACER devra mener tous les 4 ans une étude comparative sur le degré d'efficacité des coûts des gestionnaires de réseaux de transports, dont les résultats devront être pris en compte par les régulateurs lors des exercices de détermination des revenus autorisés des opérateurs (Art. 17).

Proposition amendée par le Conseil européen :

Aucune sur la méthode de tarification applicable ni le monitoring d'ACER.

Proposition amendée par le Parlement européen :

Aucune sur la méthode de tarification applicable ni le monitoring d'ACER.

11.2 Aspects quantitatifs relatifs aux tarifs de monopole

11.2.1 Coûts d'investissement

Cette étude ne vise pas à estimer les futurs tarifs de monopoles applicables aux futurs réseaux d'hydrogène en Suisse, qui nécessiterait un travail approfondi spécifique. Ci-dessous, nous présenterons les principaux facteurs qui détermineront les tarifs d'utilisation des réseaux d'hydrogène.

Les réseaux d'hydrogène, en tant qu'infrastructure de transport de fluide sous forme gazeuse par conduite, présente de fortes similarités avec les réseaux de méthane. Cependant, certaines spécificités techniques, lesquelles ont une influence sur les tarifs, les différencient :

- La capacité du réseau d'hydrogène est en générale plus faible que celle du réseau de méthane équivalent, en raison d'une densité énergétique 68% plus faible de l'H₂. La capacité sera alors réduite d'autant. Ceci est notamment à prendre en compte pour les conduites provenant d'une réaffectation [19]
- A l'inverse, la rapidité de transmission de l'hydrogène peut aller jusqu'à 2.5 fois celle du méthane). Cette rapidité peut venir compenser, en partie, la moindre capacité [19]

En raison du très faible retour d'expérience de projets concrets jusqu'à aujourd'hui en Europe, les estimations des coûts de réaffectation des infrastructures méthane à l'H₂ et des nouvelles infrastructure spécifiques à H₂ présentent une grande variabilité [32] [34]. Les illustrations ci-dessous représentent les ordres de grandeur des investissements dans les conduites d'un réseau de dimensions comparables à celles du réseau de méthane en Suisse. Les coûts d'investissements relatifs aux installations de compression n'ont pas été pris en compte. Les

hypothèses de coûts pour les différentes tailles de conduites se basent sur les valeurs calculées par l'EHB (European Hydrogen Backbone) [34].

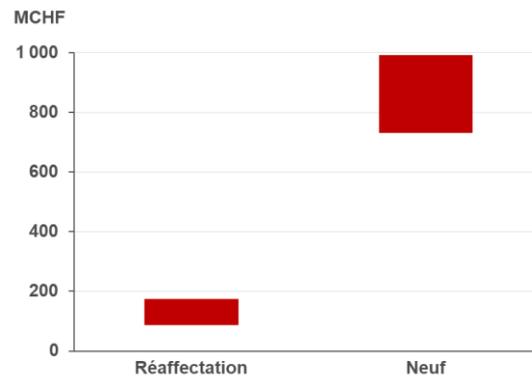


Figure 12 - Estimations de coûts pour une infrastructure de transport H₂ aux caractéristiques similaires à la conduite de transit CH₄²⁴

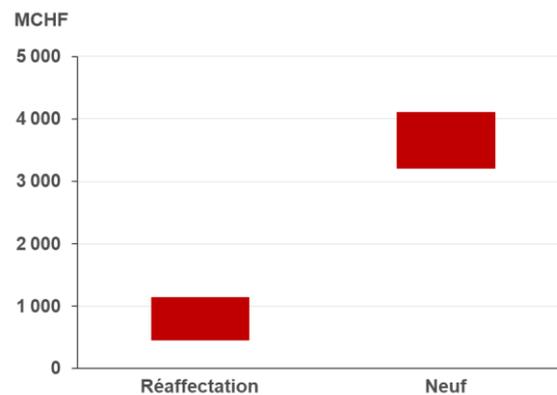


Figure 13 - Estimations de coûts pour une infrastructure de transport H₂ aux caractéristiques similaires au réseau de transport régional CH₄²⁵

On peut d'ores et déjà noter l'impact significatif qu'aura le degré de réaffectation de l'infrastructure méthane à l'hydrogène sur la maîtrise des coûts d'investissement et *in fine* sur les tarifs de monopole. Il convient cependant de souligner ici que ces illustrations de coûts sont purement illustratives et dépendront dans la réalité de la taille et du dimensionnement du réseau d'hydrogène effectif.

²⁴ Longueur de 292 km, diamètre de conduite compris entre 900-1200 mm. Source : www.transitgas.ch, 2023

²⁵ Sur la base d'une longueur de réseau régional de 2'286 km en 2020, et de conduites de diamètres compris entre 10" – 24". Source : Association Suisse de l'Industrie Gazière, Statistique 2022 ; www.gaznat.ch , 2023

11.2.2 Stabilisation des tarifs

L'infrastructure de réseau d'hydrogène se développera dans une phase initiale qui sera probablement marquée par des variations non-négligeables de la BAR H₂ ainsi que par une évolution croissante de la consommation. En conséquence et en l'absence de mécanisme de compensation, les tarifs risquent d'être volatiles dans les premières années suivant l'activation de la BAR H₂, en raison des actifs qui vont progressivement se rajouter à la BAR H₂ et des volumes relativement limités et non stabilisés dans une phase de croissance.

L'illustration Figure 14 représente l'évolution sur 25 ans d'une BAR H₂ fictive, conjointement à l'évolution d'une consommation annuelle d'hydrogène (illustrative elle aussi). Cette BAR est constituée d'un actif, de valeur initiale de 100 UA (unité arbitraire), d'une durée de vie de 50 ans et intégrant la BAR l'année 1, ainsi que d'un actif de même valeur initiale et de même durée de vie, intégrant la BAR H₂ l'année 8.

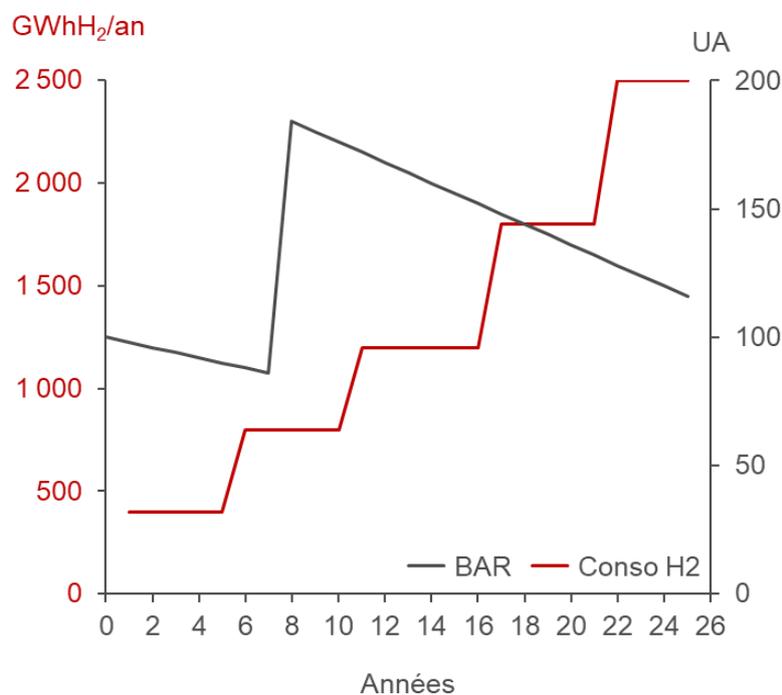


Figure 14 - Evolutions illustratives d'une BAR H₂ (en UA unité arbitraire) et d'une consommation d'H₂ sur 25 ans

Sous l'hypothèse d'un WACC de 5% et d'un amortissement linéaire des investissements, la Figure 15 représente l'évolution du tarif d'utilisation du réseau sur 25 ans. Celui-ci se caractérise par des valeurs très élevées en début de période régulatoire (> 16 UA/MWh dans les premières années contre presque 4 fois moins après 25 ans) ainsi que par une grande instabilité en raison de la variabilité de la consommation et de la BAR dans les premières années. A l'inverse, le tarif moyen actualisé sur la période montre quel tarif pourrait être appliqué par le gestionnaire de réseau pour garantir un tarif stable tout en garantissant les mêmes revenus actualisés nets sur l'ensemble de la période.

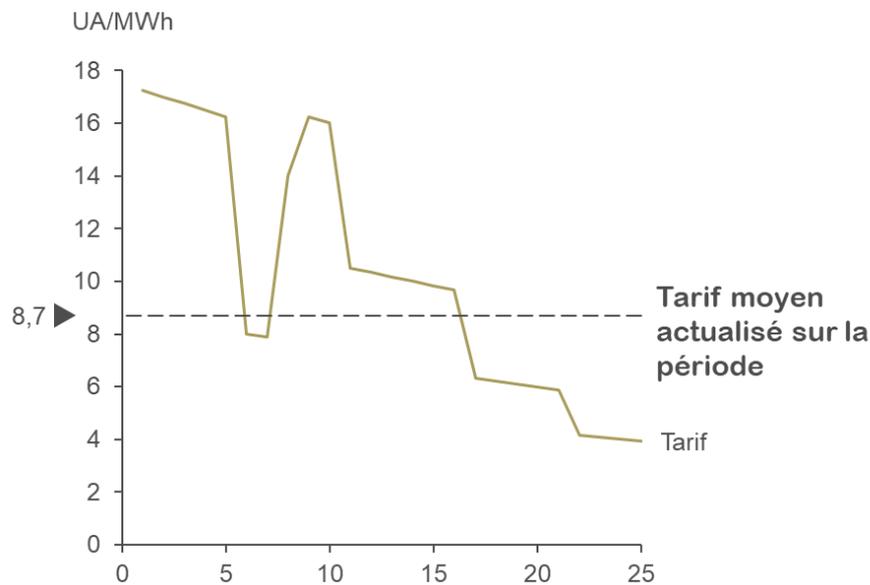


Figure 15 - Evolution tarifaire sans mécanisme de stabilisation et tarif moyen actualisé

Cet exemple montre la pertinence d'introduire des mécanismes de lissage tarifaire, au moins dans une phase transitoire. Sans préjuger de leur nature (par exemple subventions croisées explicites et régulées en provenance d'autres domaines régulés ou amortissements non linéaires, voir Chapitre 8.2), ce mécanisme de lissage pourrait fonctionner de la manière suivante :

- Planification pluriannuelle du développement du réseau d'hydrogène et des investissements correspondants par le gestionnaire de réseau
- Etablissement de projections de consommation à long-terme par le gestionnaire de réseau, conjointement avec les autres parties prenantes (par ex. consommateurs, producteurs raccordés, réseaux adjacents)
- Validation par l'EnCom des projections de consommation établies en particulier sur la base de la planification de réseau, établissement d'un tarif de référence sur une période donnée. La fixation d'un tarif de référence par l'EnCom place ce cas d'exemple *de facto* dans un modèle de tarification régulée.
- A intervalle régulier : vérification par le régulateur de la trajectoire de la BAR H₂ et de la consommation H₂, calcul des éventuelles déviations par rapport aux prévisions et, le cas échéant, fixation d'un nouveau tarif de référence qui prend en compte les dépassements ou les rattrapages de recettes du gestionnaire de réseau. Le cas échéant, des mécanismes de compensation en cas de non-réalisation de la demande pourraient être mis en place. Le financement de ces mécanismes de compensation devrait alors probablement provenir de subventions ou de transferts en provenance d'autres services régulés.

La mise en œuvre d'aides financières pour le réseau d'hydrogène et le contrôle de l'usage qui en est fait ne nécessite pas forcément la mise en place de régulation Cost+. Dans le cas où les tarifs de réseau ne seraient pas régulés, des mécanismes de transferts financiers de domaines tiers (par exemple taxe sur le CO₂ ou sur la consommation de certains fluides énergétiques) vers les gestionnaires de réseau de distribution seraient toujours envisageables mais la mise en œuvre

diffèrera du cas d'exemple décrit ci-dessus (pas de contrôle des tarifs par l'EnCom ni d'établissement de tarifs de référence). Sans régulation des coûts du réseau, des subventions pourraient quand même être allouées aux gestionnaires de réseau d'hydrogène, à la condition que ces montants servent exclusivement à réduire les coûts d'utilisation du réseau. Dans la mise en œuvre concrète, il paraît cependant raisonnable de prévoir des contrôles d'une autorité publique sur l'utilisation de ces subventions. Selon l'effort qui doit être mis dans ces contrôles, l'option d'un lissage tarifaire dans le cadre d'une tarification de réseau régulée (Cost+) pourrait se révéler *in fine* la plus efficace et la plus transparente.

12 Planification et développement du réseau

Dans la perspective d'une infrastructure de réseau de transport et de distribution d'hydrogène aujourd'hui quasi-inexistante en Suisse et en Europe, la planification du réseau est un élément central dans le déploiement de l'infrastructure, devant accompagner la mise en place d'un marché favorisant les échanges à l'intérieur et entre les pays. La planification du réseau consiste à projeter à l'horizon de plusieurs années les évolutions de l'infrastructure de réseau, les travaux nécessaires et anticiper les futurs besoins des acteurs de marché (négociants, gestionnaires de réseau, producteurs et consommateurs d'hydrogène). Les gestionnaires de réseau sont responsables de la planification de leur réseau, laquelle constitue le principal instrument pour le développement du réseau. Pour la planification du réseau, les gestionnaires de réseau peuvent se baser sur des critères technico-économiques, sur la consultation de l'ensemble des parties prenantes concernées par le développement du réseau ainsi que sur d'éventuelles exigences imposées par les pouvoirs publics.

La planification du réseau intervient à tout niveau de réseau (transport international, transport régional et distribution). En revanche, les processus de planification et de validation les plus élaborés en Europe concernent avant tout les réseaux de transport.

12.1.1 Planification intégrée

Au niveau européen, la planification du réseau de transport est bien établie, avec la publication de plans multi-annuels (TYNDP) par l'ENTSO-E pour l'électricité et par l'ENTSO-G pour le méthane. Les gestionnaires de réseau de transport planifient le développement de leur infrastructure propre, sur la base des TYNDP et sous le contrôle de l'ACER et des régulateurs nationaux concernés.

Jusqu'à aujourd'hui, la planification des réseaux de méthane et d'électricité ou même de chaleur n'était réalisée qu'avec un très faible niveau de coordination, sans exigence particulière en la matière. La situation est différente pour les réseaux d'hydrogènes, pour les raisons suivantes :

- Une partie de l'infrastructure hydrogène devrait provenir de la réaffectation de certains éléments de réseau de méthane
- L'objectif de décarbonation de certaines activités industrielles resp. de zones géographiques fortement industrialisées peut être atteint à moindre coût avec de l'électricité, du méthane neutre en CO₂ ou de l'hydrogène neutre en CO₂, selon les différents cas
- La production locale d'hydrogène, fortement électro-intensive, peut nécessiter des planifications des réseaux de transport et de distribution d'électricité conjointes à celles des réseaux d'hydrogène

Pour ces raisons, la planification des réseaux d'hydrogène devrait être intégrée avec celles du méthane et (éventuellement) de l'électricité et de la chaleur (voir par exemple pour la chaleur p.12 & 55 [42]). En Suisse, le Conseil fédéral propose, dans le projet de LApGaz, de coordonner la planification des réseaux de méthane avec ceux de chaleur [28] et cette disposition, sous réserve de l'adéquation avec le bon scénario de réseau, devrait être également applicable à l'hydrogène. De plus, une planification du réseau de méthane intégrant celle du réseau

d'hydrogène permettrait de garder les coûts de réaffectation d'actifs méthane en actifs hydrogène aussi bas que possible, sous réserve d'une approbation validant le besoin pour s'assurer que le bon réseau soit développé. Cette étape de validation sert à reconnaître le besoin d'investissement et ne remet pas en cause une validation ex-post des coûts, telle qu'elle est mise en œuvre pour l'électricité avec la LApEl et prévue par la LApGaz. La validation de la planification vise en revanche à reconnaître un besoin et à sélectionner, pour chaque projet de développement du réseau, un tracé préférentiel parmi les différentes options identifiées par les gestionnaires de réseau.

Pour ce faire, le recours à des études technico-économiques devrait permettre d'identifier les projets de développement de l'infrastructure les plus pertinents, de valider le besoin de développement du réseau d'hydrogène et de comparer les différentes variantes entre elles [35]. Ces études pourraient poursuivre plusieurs buts, comme

- Montrer l'adéquation entre besoin des consommateurs d'hydrogène et l'infrastructure correspondante (éventuellement en explicitant les besoins des différents consommateurs potentiels et en leur garantissant une consultation lors du processus de planification)
- Expliciter les modes de financement de l'infrastructure [45], éventuellement avec des subventions croisées permises par le cadre légal (par ex. depuis le méthane ou l'électricité ou entre acteurs de l'hydrogène) ou alors par des engagements long-termes de capacité par des acteurs privés ou publics
- Montrer et chiffrer la contribution de l'infrastructure à la décarbonation de certains secteurs d'activité

La nécessité de coordination multi-fluide pour la planification de réseau revêt une importance particulière dans le cas de l'approvisionnement de CCF en hydrogène. Dans le cas où des CCF seraient utilisés en Suisse dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement et que ces installations seraient alimentées à l'hydrogène, une planification coordonnée de réseau d'hydrogène avec celui des sites d'implantation des CCF, avec le développement des réseaux d'électricité et même de ceux de chaleur permettrait de retenir les projets les plus compétitifs du point de vue économique, environnemental et multi-énergies. Ce souci de planification peut être justifié par la nature de ces projets, susceptibles d'être spécifiquement dédiés à la garantie de sécurité d'approvisionnement et dont les coûts seraient, le cas échéant, payés par tous les consommateurs d'électricité.

Le projet de LApGaz mis en consultation en 2019 prévoit certaines dispositions sur la planification du réseau. Selon le rapport explicatif du projet de loi, « Les gestionnaires de réseau de transport peuvent soumettre leurs plans de développement du réseau à l'OFEN. La sécurité de la planification s'en trouve renforcée, car en cas d'évaluation positive des plans, les gestionnaires de réseau reçoivent l'accord de principe quant à l'imputabilité des coûts d'investissement. ». Plus récemment, le Conseil fédéral a exprimé le souhait que la LApGaz contienne une obligation de coordination avec la planification des réseaux de chaleur [28]. Cependant, les dispositions prévues par la LApGaz ne prévoient pas de planification conjointe ou coordonnée avec les réseaux d'électricité, pour lesquels ni l'EnCom ni l'OFEN n'a de prérogatives en termes de

validation de la planification²⁶, bien que ce point puisse être pertinent pour d'autres pays européens [29].

Parmi les différents fluides (méthane, électricité, chaleur), la planification conjointe du réseau d'hydrogène avec le méthane semble la plus importante. Du fait des similarités entre les deux fluides (transport d'une molécule sous forme gazeuse dans des conduites sous pression), il serait pertinent de valoriser l'expérience des gestionnaires de réseau de méthane en matière de planification, de financement, de construction, d'exploitation et d'entretien d'infrastructure gazière [13]. A défaut d'autre acteur plus pertinent, c'est ce que propose l'Allemagne en confiant aux gestionnaires de réseau de transport de méthane (Fernleitungsnetzbetreiber FNB) la responsabilité de la planification du réseau fondamental (Kernnetz).

La coordination pour le développement du réseau d'hydrogène peut faire intervenir d'autres acteurs. Tout d'abord, il peut faire intervenir le gestionnaire de réseau d'hydrogène lui-même, dans un contexte où il existe un gestionnaire de réseau d'hydrogène distinct des gestionnaires de réseaux de méthane²⁷. Il peut faire également intervenir des parties prenantes telles que les gestionnaires de réseau de distribution, les potentiels consommateurs ou les autorités locales (Cantons, Communes). A l'instar de la législation allemande actuelle, les acteurs peuvent être soumis à l'obligation de collaboration et à se communiquer mutuellement les informations nécessaires à la réalisation de la planification. Enfin, il peut faire intervenir les autorités publiques qui, comme pour l'électricité, fixeraient des scénarios cadres pour le gaz et l'hydrogène et qui seraient considérés pour le développement du réseau.

Une planification de réseau d'hydrogène conjointe avec d'autres fluides demande un effort de coordination additionnel par rapport à une planification indépendante. La prise en compte d'intérêts possiblement divergents ainsi que de l'ensemble des contraintes techniques, économique ou juridiques (par exemple en termes de planification territoriales, de droits de servitudes ou de procédures d'autorisation) viennent complexifier la planification coordonnée. De plus, une validation des études technico-économiques et des planifications de réseau par le régulateur induirait un effort additionnel pour ce dernier. C'est le cas en Allemagne, où la BNetzA valide au préalable la planification de réseau, étape nécessaire pour la reconnaissance et l'imputabilité des coûts qui seront alors engendrés par le développement de l'infrastructure. Cet effort additionnel de coordination et de régulation doit être mis au regard de l'exploitation de synergies [29] et de l'efficacité générale d'une planification intégrée, permettant notamment une utilisation co-optimisée de l'ensemble des infrastructures et permettant une minimisation des coûts totaux de renforcement resp. de développement du réseau. Dans cette perspective d'optimisation conjointe multi-fluide de la planification de réseau, la LApGaz devrait empêcher la rétention d'actifs CH₄ par les gestionnaires de réseau pour les actifs CH₄ amortis ou échoués, non critiques pour la sécurité d'approvisionnement et qui seraient pertinents pour le développement du réseau d'H₂. Ce risque existe notamment dans le cas où l'infrastructure concernée doit être transférée entre deux entités légales différentes (risque de compétition entre entreprises, entre fluides). Dans le cas de gestionnaires de réseau horizontalement intégrés, ce risque est moins présent. Enfin, cette étape de validation permet de s'assurer que les gestionnaires de réseau développent effectivement le réseau en servant effectivement les

²⁶ Actuellement pour les réseaux électriques, le rôle de l'OFEN consiste en la publication de scénarios cadre (Art. 9a LApEI) [40]

²⁷ Exemple des Pays-Bas avec Hynetwork Services (filiale à 100% de Gasunie)

intérêts stratégiques nationaux. Des exceptions aux exigences de planification pourraient toutefois être prévues pour les réseaux géographiquement limités et isolés (investissements réalisés et conditionnés par les régulations en place à date) [29].

En outre, la coordination doit également se faire à l'échelle internationale. Pour garantir son approvisionnement, le réseau suisse devra garantir son intégration dans l'infrastructure européenne. A l'inverse, le développement d'une infrastructure suisse sans coordination avec les projets de transport européens (par ex. EHB) fait porter à la Suisse un risque de surinvestissement, d'investissement décalé dans le temps ou de sous-utilisation de l'infrastructure. Pour les projets d'interconnexions avec les pays européens, la planification apporterait notamment des clarifications sur les modèles de financement de l'infrastructure, ce qui donnerait de la visibilité aux parties prenantes dans les pays concernés (ministères, régulateurs, utilisateurs du réseau).

12.1.2 Planification territoriale

Outre les aspects technico-économiques étudiés dans la planification pluriannuelle, le développement des réseaux d'hydrogène doit également prendre en compte la planification territoriale. La planification territoriale se réalise aussi bien au niveau de la Confédération (par ex. Plans sectoriels) qu'au niveau des Cantons (Plans directeurs cantonaux) que des Communes (par ex. Plans d'affectation). Cette planification territoriale encadre ainsi le déploiement de l'infrastructure de réseau.

La prise en compte de la planification territoriale est essentielle pour permettre la réalisation de l'infrastructure souhaitée. L'expérience des réseaux d'électricité en Suisse a démontré l'importance de dimensionner des procédures d'autorisation adéquates, permettant de réaliser l'infrastructure souhaitée dans des délais raisonnables. En l'absence de planification territoriale propice au développement de l'infrastructure, les expériences faites en Suisse avec le développement de l'infrastructure de réseau électrique risquent de se reproduire pour les réseaux d'hydrogène. En ce qui concerne le méthane, la Suisse a comparativement moins d'expérience issue du développement des réseaux, lesquels ont connu une extension relativement limitée ces dernières années.

Certains paramètres pourraient venir impacter le déploiement des réseaux d'hydrogène. Pour les nouveaux réseaux, les règles d'expropriations applicables devraient être différenciées pour les réseaux privés et de faible envergure et pour les réseaux interconnectés qui pourraient le cas échéant être reconnus d'utilité publique. Pour les réseaux issus d'une réaffectation d'infrastructures méthane existantes, les droits de servitudes applicables au méthane devraient être transférées à l'hydrogène pour ne pas créer d'entraves.

12.1.3 Modèles pour la planification du réseau pour les scénarios de développement du réseau

Scénario 0, 1

Dans ces scénarios, les gestionnaires de réseau de transport régional peuvent planifier de développer leur réseau d'hydrogène pour approvisionner des clients industriels. En effet, le travail de planification peut s'effectuer même dans le scénario 0, dans lequel le réseau se limite au raccordement d'industriels à la conduite de transit ou alors à des échelles géographiques

extrêmement limitées pour le développement de réseaux géographiquement limités et isolés). Une validation de la planification par une entité publique donnerait de la visibilité long-terme aux acteurs, notamment les consommateurs industriels, concernant les zones de développement du réseau qui seraient prioritaires. Ceci serait un effort réglementaire acceptable, puisque, dans ces scénarios, seuls quelques projets de développement de transport régional seraient à l'étude.

De plus, dans ces scénarios correspondant à une phase de démarrage, il est probable qu'une part non négligeable de l'infrastructure hydrogène proviendrait d'infrastructures de méthane réaffectées. Dans ce contexte, les gestionnaires de réseau d'hydrogène et de méthane concernés devraient conjointement justifier auprès des autorités dans quelle mesure la réaffectation des infrastructures concernées impacte la sécurité d'approvisionnement en méthane et quels bénéfices économiques et environnementaux sont attendus par cette réaffectation. Une planification combinée des réseaux de gaz et d'hydrogène serait également pertinente. Des analyses coûts-bénéfice spécifiques aux projets de développement du réseau d'hydrogène contribueraient à la validation par les autorités.

Scénario 2, 3

Dans ce scénario, certains centres urbains resp. certains bassins d'activité économique seraient desservis par un réseau de transport régional d'hydrogène. Des installations CCF seraient approvisionnées en hydrogène, par exemple à des fins de garantie de la sécurité d'approvisionnement en électricité en hiver. Dans ce cas, une planification des réseaux coordonnée avec le développement des CCF, mais aussi des réseaux de gaz et de chaleur, serait souhaitable pour s'assurer de l'efficacité globale du développement d'infrastructure envisagé. Le raccordement d'une installation CCF construite dans une zone difficilement accessible au réseau d'hydrogène induirait des surcoûts d'infrastructure qui seraient répercutés sur l'économie et les ménages.

Comme aux scénarios précédents, l'établissement d'une planification du réseau par les gestionnaires de réseau d'hydrogène soumis à la validation d'une autorité publique est nécessaire. Cette planification serait étayée par des analyses coûts-bénéfices. Ceci viendrait notamment renforcer la sécurité de l'investissement pour les gestionnaires de réseau, dans la perspective d'une régulation Cost+.

Ces exigences de validation de la planification concernent aussi bien les GRT que les GRD H₂.

Projet de cadre réglementaire européen

Proposition de la Commission européenne pour la régulation des réseaux d'hydrogène:

De manière similaire au méthane et à l'électricité, les gestionnaires de réseau de transport et de distribution d'hydrogène créent un organe de coopération : le REGRH (Art 40) [20]. Celui-ci a la charge de la planification du réseau à l'échelle européenne en élaborant resp. actualisant régulièrement les TYNDP. Ces TYNDP donnent le cadre pour le développement des infrastructures nationales mais n'a pas de valeur contraignante. ACER a cependant la charge de contrôler le respect des plans de développement nationaux par rapport au TYNDP (Art. 43) [20].

La planification du réseau des pays membres est de la compétence des acteurs nationaux. Elle implique l'ensemble des acteurs pertinents (dont les GRD) et permet d'identifier les conduites pouvant faire l'objet d'une réaffectation du méthane à l'hydrogène à un niveau de détail propre à chaque pays (Art. 51) [11]. En outre, la planification nationale doit se fonder sur

des scénarios communs pour le méthane et l'électricité, alignés sur le TYNDP. Les gestionnaires de réseau informent régulièrement le Régulateur du développement du réseau (Art 52) [11]. L'allocation des coûts de financement des infrastructures de transport transfrontalière (hors PIC) fait l'objet d'une analyse coûts-bénéfice (y.c. au-delà des frontières des pays membres), qui est soumise aux régulateurs concernés (Art. 53) [11].

Proposition amendée par le Conseil européen :

Le Conseil propose de fixer à deux ans la période de soumission de la planification au régulateur. Il propose aussi d'augmenter la planification soumise au régulateur avec l'information sur l'emplacement des consommateurs dont les usages ne pourrait être décarbonés autrement que grâce à l'hydrogène (Art 52) [17](valable aussi pour le TYNDP (Art 51) [17]).

Proposition amendée par le Parlement européen :

Le Parlement propose de prendre en compte le développement du réseau de distribution dans les TYNDP, ainsi que d'explicitier les investissements nécessaires à la mise hors service ou la réaffectation d'infrastructure méthane à l'hydrogène avec évaluation de l'impact sur la décarbonation des secteurs d'activité qui serait desservis.

Du fait de la séparation demandée par le Parlement européen entre transport et distribution d'hydrogène, l'introduction d'un article 52b spécifie les exigences en matière de planification pour les réseaux de distribution. Ceux-ci doivent soumettre leur planification au régulateur par intervalle de quatre ans, également considérer les TYNDP et être élaborés sur la base de consultations publiques (Art 52b) [5].

13 Annexes

13.1 Séparation verticale, avantages et inconvénients

13.1.1 Absence de séparation verticale

En cas d'absence de régulation concernant la séparation verticale des activités, les entreprises peuvent exercer des activités d'échange, de transport, de vente, de stockage et d'utilisation de l'hydrogène, sans restriction. Ce cadre réglementaire conduit à la création d'entreprises dites « verticalement intégrées » qui approvisionnent et transportent l'hydrogène nécessaire à la fourniture des clients sur la zone de desserte qui leur est attribuée. Ces dernières peuvent alors exercer un contrôle significatif sur la chaîne de valeur de l'hydrogène.

- Avantages
 - Développement plus rapide de l'infrastructure du réseau et de l'approvisionnement : dans la phase initiale du développement du réseau d'hydrogène, les opérateurs de réseau peuvent répondre plus rapidement aux besoins des consommateurs, grâce à une coordination directe entre les activités de production, de transport et de fourniture.
 - Synergies verticales : les entreprises verticalement intégrées bénéficient de synergies verticales et donc d'un contrôle sur les éléments en amont et en aval de la chaîne de valeur de l'hydrogène, ce qui augmente la visibilité, facilite les décisions d'investissements et réduit le risque d'actifs échoués.
- Inconvénients
 - Distorsion de concurrence : l'absence de séparation verticale conduit à un monopole naturel sur le marché, qui limite la concurrence et peut entraîner des coûts plus élevés pour les utilisateurs finaux, pouvant in fine ralentir le développement au plus long terme du réseau d'hydrogène.
 - Ralentissement de l'intégration transfrontalière : les entreprises verticalement intégrées ont de faibles incitations à développer le réseau international, ce dernier favorisant l'entrée sur le marché de nouveaux acteurs notamment dans le secteur de l'approvisionnement [19]. Cependant, un tel argument est à relativiser dans le cas de la Suisse puisque dans les différents scénarios envisagés, l'essentiel de l'approvisionnement serait réalisé grâce aux importations, la production nationale représentant un faible volume.
 - Manque de transparence : les informations sur les prix, les volumes d'échange, les contrats de vente et d'autres aspects clés peuvent ne pas être facilement accessibles, ce qui peut entraver la surveillance et la réglementation adéquates des pratiques anticoncurrentielles ou préjudiciables.

13.1.2 Séparation comptable des activités

La séparation comptable des activités d'un gestionnaire de réseau fait référence à la pratique consistant à maintenir des registres comptables distincts pour chaque activité spécifique du gestionnaire de réseau. Elle a pour objectif de garantir une séparation claire des coûts, des revenus et des investissements associés à chaque activité, tels que la transmission, la distribution ou encore le stockage d'hydrogène.

- Avantages :
 - Maîtrise des coûts et des investissements : la séparation comptable facilite l'évaluation des coûts réels associés à chaque activité spécifique. Cela permet de publier des tarifs d'utilisation du réseau. Un éventuel régulateur peut contrôler les coûts et de s'assurer que les investissements sont justifiés et réalisés de manière efficiente, évitant ainsi les coûts excessifs pour les utilisateurs finaux.
 - Synergies verticales : les entreprises verticalement intégrées bénéficient de synergies verticales et donc d'un contrôle sur les éléments en amont et en aval de la chaîne de valeur de l'hydrogène, ce qui facilite les investissements et réduit les risques d'actifs échoués.
- Inconvénients :
 - Risque de discrimination : la séparation comptable ne garantit pas toujours l'élimination de la discrimination, l'entreprise pouvant favoriser ses propres intérêts en amont ou en aval de la chaîne de valeur, notamment grâce à la circulation d'informations au sujet de clients entre les différentes activités.
 - Effort administratif : la possible vérification des coûts de réseau permise par la séparation comptable peut entraîner des coûts administratifs chez un éventuel régulateur.
 - Affaiblissement des incitations à l'investissement : la séparation comptable peut réduire les incitations à investir dans certaines activités, car les revenus générés sont strictement liés à chaque activité spécifique.
 - Ralentissement de l'intégration transfrontalière : faibles incitations à développer le réseau international, ce dernier favorisant l'entrée sur le marché de nouveaux acteurs notamment dans le secteur de l'approvisionnement [19]. Cependant, un tel argument est à relativiser dans le cas de la Suisse puisque dans les différents scénarios envisagés, l'essentiel de l'approvisionnement serait réalisé grâce aux importations, la production nationale représentant un faible volume.

13.1.3 Séparation informationnelle des activités

La séparation informationnelle des activités d'un gestionnaire de réseau d'hydrogène consiste à établir des barrières et des contrôles pour prévenir la circulation inappropriée d'informations entre les différentes entités responsables d'activités différentes au sein d'une même entreprise, assurant ainsi la confidentialité, l'équité entre les acteurs de marché et la conformité réglementaire du réseau. Une telle séparation présente différents avantages et inconvénients, présentés ci-dessous :

- **Avantages**
 - **Maîtrise des coûts et des investissements** : la séparation comptable facilite l'évaluation des coûts réels associés à chaque activité spécifique. Cela permet de publier des tarifs d'utilisation du réseau. Un éventuel régulateur peut contrôler les coûts et de s'assurer que les investissements sont justifiés et réalisés de manière efficiente, évitant ainsi les coûts excessifs pour les utilisateurs finaux.
 - **Transparence et équité** : favorise la transparence en garantissant que toutes les parties concernées aient un accès équitable aux informations nécessaires pour prendre des décisions éclairées et participer à des processus concurrentiels sur un pied d'égalité.
 - **Synergies verticales** : les entreprises bénéficient de synergies verticales notamment en matière de savoir-faire, bien que la circulation d'informations confidentielles et commerciales soit limitée.
- **Inconvénients**
 - **Effort administratif** : la possible vérification des coûts de réseau permise par la séparation comptable peut entraîner des coûts administratifs chez un éventuel régulateur.
 - **Risque de duplication** : la séparation informationnelle peut entraîner une redondance dans la gestion des informations, entraînant une utilisation inefficace des ressources.

13.1.4 Séparation opérationnelle des activités

La séparation opérationnelle des activités d'un gestionnaire de réseau d'hydrogène fait référence à la pratique de séparer et de rendre distinctes les différentes fonctions et responsabilités exercées par le gestionnaire de réseau. Cela implique de séparer les activités de transport et de distribution d'hydrogène du reste des activités de l'entreprise, telles que la production, le stockage, la fourniture ou la commercialisation d'hydrogène.

- **Avantages :**
 - **Transparence et équité** : une telle régulation empêche les conflits d'intérêt potentiels entre les activités de gestion du réseau et les autres activités commerciales, garantissant une plus grande équité pour tous les acteurs du marché.
 - **Accès non discriminatoire au marché** : un tel régime de séparation verticale contribue à prévenir la discrimination entre les différents acteurs du marché, ce qui stimule la concurrence, l'innovation et résulte en des prix plus faibles pour le consommateur final.
 - **Meilleure efficacité opérationnelle**
- **Inconvénients :**
 - **Coûts administratifs importants pour le régulateur** : la séparation opérationnelle des activités est difficile à définir et donc à contrôler, ce qui entraîne des coûts et des efforts importants pour l'autorité régulatrice.

- Augmentation du nombre de fonctions support nécessaires pour chaque activité de l'entreprise du fait de l'obligation de séparer les ressources humaines dédiées à ces dernières.
- Incitations à investir plus faibles que dans le cadre des régulations précédemment évoquées
- Risque de fragmentation du marché entravant la coordination globale

13.1.5 Séparation juridique des activités

La séparation juridique des activités d'un gestionnaire de réseau d'hydrogène consiste à établir une distinction légale claire entre les activités de gestion du réseau et les autres activités commerciales de l'entreprise. Cela implique la création d'entités juridiquement distinctes, avec des structures de gouvernance et des comptabilités séparées, pour assurer une séparation complète des intérêts et des responsabilités entre les différentes activités. L'objectif principal de la séparation juridique est d'éliminer les conflits d'intérêts et de promouvoir une concurrence équitable, notamment grâce à un accès non discriminatoire au réseau. Ainsi, un tel modèle de régulation ne serait pertinent que dans le cadre d'une ouverture totale ou partielle du marché d'hydrogène.

- Avantages :
 - Accès non discriminatoire au marché : l'indépendance entre les entités responsables des différentes activités de gestion du réseau prévient la discrimination, stimule la concurrence, l'innovation et favorise une offre diversifiée et des prix faibles pour les consommateurs.
 - Incitations accrues à investir dans l'intégration transfrontalière : l'ouverture du marché favorise l'accès au réseau à des acteurs transfrontaliers. Par ailleurs, un tel régime de séparation encourage la mise en place de normes communes et l'interopérabilité des réseaux.
 - Incitation à créer un acteur centralisé unique, d'une taille critique suffisante pour gérer le réseau de transport, réaliser l'équilibrage ou la gestion des capacités en totale indépendance vis-à-vis des utilisateurs du réseau. Les décisions d'investissement dans le réseau se font en autonomie.
 - Acteur indépendant en cas de tâches liées à la sécurité d'approvisionnement du pays
- Inconvénients :
 - Pertes de synergies : Dans certains cas, la séparation juridique peut entraîner une perte d'efficacité économique, notamment lorsque des synergies entre les différentes activités des gestionnaires de réseaux sont perdues. Cela peut avoir un impact sur les coûts de fonctionnement, les économies d'échelle et la capacité à prendre des décisions rapidement et de manière intégrée.
 - Incitations à investir plus faibles que dans le cadre des régulations précédemment évoquées, notamment à cause de la perte de maîtrise de l'approvisionnement en amont et de la livraison en aval, garantissant au gestionnaire de l'infrastructure son utilisation.

13.1.6 Séparation de propriété des activités

Dans le cadre de la séparation verticale de propriété, les activités de production, de transport, de stockage et de distribution de méthane sont généralement séparées entre différentes entités ou filiales, avec des structures de propriété distinctes. Cela signifie que chaque étape de la chaîne de valeur est détenue et exploitée par des acteurs différents, sans qu'il y ait de liens de propriété directs entre eux. C'est le modèle de séparation verticale des activités proposé par la Commission européenne dans sa proposition de directives pour les marchés de l'hydrogène [11] (art. 62).

Bien qu'elles ne concernent que l'hydrogène, pour lequel il n'existe ni en Suisse ni en Europe d'infrastructure étendue et de marché fonctionnel, de telles dispositions sont plus strictes que celles mises actuellement en place en Suisse pour le marché de l'électricité (y compris pour la société nationale du réseau de transport Swissgrid²⁸).

- Avantages
 - Accès non discriminatoire au marché : la séparation verticale de propriété empêche les gestionnaires de réseau d'hydrogène de favoriser certains acteurs du marché au détriment d'autres.
 - Faibles coûts administratifs de vérification
 - Incitations accrues à investir dans l'intégration transfrontalière : l'ouverture du marché favorise l'accès au réseau à des acteurs transfrontaliers. Par ailleurs, un tel régime de séparation encourage la mise en place de normes communes et l'interopérabilité des réseaux.
 - Incitation à créer un acteur centralisé unique, d'une taille critique suffisante pour gérer le réseau de transport, réaliser l'équilibrage ou la gestion des capacités en totale indépendance vis-à-vis des utilisateurs du réseau. Les décisions d'investissement dans le réseau se font en autonomie.
 - Acteur indépendant en cas de tâches liées à la sécurité d'approvisionnement du pays
- Inconvénients
 - Obstacle important à l'investissement : les investisseurs peuvent être dissuadés d'investir dans de nouvelles infrastructures car ils ne seraient pas autorisés à exploiter les installations de production et de distribution associées.
 - Pertes de synergies & ralentissement des projets de réaffectation
 - Le risque d'actifs d'hydrogène échoués est plus important dans un marché où les activités de gestion de réseau sont verticalement dissociées, le gestionnaire de réseau ne pouvant pas adapter ses investissements dans l'infrastructure aux besoins des utilisateurs finaux, par manque de proximité.
 - Dans un contexte de taille marché relativement réduite, le gestionnaire de réseau respectant une séparation de propriété pourrait connaître des difficultés de

²⁸ Les seules restrictions concernant la constitution du conseil d'administration et de la direction de Swissgrid sont donnés par l'art. 18 al. 7 LApEI [40].

financement en raison de son attractivité limitée pour les investisseurs, tout en étant privé des capacités de financement des acteurs de marché du méthane ou de l'hydrogène. Sa capacité d'investissement serait alors limitée.

13.2 Séparation horizontale, avantages et inconvénients

13.2.1 Absence de séparation horizontale, BAR commune

En cas d'absence de régulation concernant la séparation horizontale des activités, les gestionnaires de réseau multi-fluides peuvent exercer sans restriction dans différents secteurs, comme dans celui du méthane et de l'hydrogène. Les activités peuvent alors être maintenues dans la même base d'actifs régulés (BAR commune), offrant la possibilité au gestionnaire de mettre en place un calcul tarifaire conjoint, pratiquant ainsi des subventions croisées entre ses différentes activités.

Bien qu'une telle réglementation présente de nombreux avantages favorisant un développement rapide du réseau d'hydrogène, elle pourrait engendrer d'importantes distorsions entre les marchés du méthane et de l'hydrogène.

- Avantages
 - Synergies horizontales : valorisation de l'expérience acquise grâce aux réseaux de méthane en matière de planification, de financement, de construction, d'exploitation et d'entretien de l'infrastructure. Mutualisation des équipes et ressources, et éventuellement de certaines infrastructures. Recours possible aux connaissances acquises en matière d'approvisionnement (similitude des acteurs, des contrats...). Le gestionnaire de réseau peut également coordonner sa stratégie de développement de réseaux d'hydrogène et de méthane.
 - Incitation à l'investissement dans un contexte où les risques sont plus faibles car partagés entre les activités méthane et hydrogène.
 - Stabilisation des tarifs H₂, notamment dans une phase transitoire, car les coûts sont répartis sur une base de client plus large et des volumes plus importants grâce à une BAR mutualisée avec le méthane.
 - Favorisation de l'intégration transfrontalière grâce à la valorisation des connaissances des gestionnaires de transport développées pour le transport de méthane.
- Inconvénients
 - Le principe de causalité des coûts n'est plus respecté. Dans une phase de démarrage du marché de l'hydrogène, les clients méthane paient une partie de l'infrastructure hydrogène (et inversement dans une possible phase de décroissance marquée du marché du méthane)
 - Distorsions de marchés entre le méthane et l'hydrogène : la possibilité de subventions croisées non contrôlée entraîne une inégalité de traitement entre les investissements des opérateurs des réseaux multi-fluides et les autres parties.

- Risque d'actifs échoués : les incitations accrues à investir pourraient mener à de potentielles décisions d'investissement inefficaces ne tenant pas en compte de l'adéquation entre les besoins des consommateurs finaux et le développement des infrastructures pour les réseaux de méthane et d'hydrogène. Le développement des réseaux pourrait excéder les besoins identifiés, pouvant nécessiter une surveillance du régulateur.
- La mise en place d'une BAR commune pourrait conduire, selon les principes d'évaluation des actifs méthane lors de leur réaffectation, à des réaffectations abusives. En effet, les gestionnaires de réseau pourraient par exemple avoir un intérêt financier à réaffecter une infrastructure méthane non-essentielle ou faiblement utilisée à l'hydrogène sans que le besoin d'une telle réaffectation soit réel.

13.2.2 Séparation horizontale comptable, BAR distincte

Dans le cadre de l'adoption d'une séparation horizontale comptable des activités des gestionnaires de réseau, l'entreprise exerçant des activités dans différents domaines réglementés peut affecter les mêmes ressources humaines à ses différentes activités pour valoriser leurs connaissances mais doit saisir ses activités dans des comptes différents. De fait, les bases d'actifs régulés des différents réseaux sont distinctes : sans disposition explicites en ce sens, il n'est pas possible pour l'entreprise de répartir ses coûts de fonctionnement sur l'ensemble de ses clients finaux grâce à des subventions croisées. Les principes des clés d'allocations des investissements et des coûts entre BAR CH₄ et BAR H₂ devraient être définies par le cadre légal et contrôlé resp. encadré dans la mise en œuvre par l'EnCom²⁹.

- Avantages
 - Prévention de la présence de conflits d'intérêts entre les réseaux de méthane et d'hydrogène, chaque activité présente un compte d'activité qui lui est propre.
 - Pour les gestionnaires de réseau de méthane : Au sein de l'entreprise, valorisation de l'expérience acquise grâce aux réseaux de méthane : en matière de planification, de financement, de construction, d'exploitation et d'entretien de l'infrastructure. Mutualisation des équipes et des ressources.
 - Séparation comptable : meilleur contrôle sur les coûts propres à l'hydrogène et au méthane dans le respect du principe de causalité (les coûts de l'infrastructure sont portés par les utilisateurs correspondants)

²⁹ La question des règles d'allocation des coûts d'investissement se pose notamment pour les infrastructures doublement compatibles CH₄ et H₂ (en mélange ou en gaz pur). La réglementation doit définir quelle proportion des coûts allouer à chaque BAR, sous des critères à établir (par ex. en proportion de l'énergie transportée par chaque fluide, de la contribution à la sécurité d'approvisionnement, de seuils minimaux ou maximaux...). Les coûts d'exploitation, par exemple si les ressources et les équipes sont mutualisées au sein d'un gestionnaire de réseau, devraient aussi faire l'objet de règles d'allocations entre CH₄ et H₂.

- Favorisation de l'intégration transfrontalière grâce à la valorisation des connaissances des gestionnaires de transport développées pour le transport de méthane
- Inconvénients
 - Dépendamment des clés de répartitions appliquées entre les BAR, ralentissement du développement du réseau d'hydrogène car les coûts de construction sont initialement supportés par un petit nombre d'utilisateurs finaux. Cependant, certains leviers détaillés ci-dessus (voir 11.2.2) permettent de limiter cet effet.
 - Possible compétition entre le méthane et l'hydrogène, ralentissant l'adoption de l'hydrogène car celui-ci est moins établi ni au bénéfice d'une infrastructure existante [42]
 - Les risques pris par le gestionnaire de réseau sont plus importants car répartis sur une petite base de clients, notamment dans une phase de démarrage de marché

13.2.3 Séparation horizontale juridique, BAR distincte

La séparation horizontale juridique des activités se réfère à la distinction légale et à la séparation des différentes activités régulées exercées par ce gestionnaire dans différents domaines, tels que le méthane, l'électricité et l'hydrogène.

En pratique, la séparation juridique horizontale implique que le gestionnaire de réseau soit organisé en entités juridiques distinctes pour chaque domaine d'activité régulée. Chaque entité est alors responsable de gérer spécifiquement le réseau dans son domaine respectif. Cette séparation juridique permet de garantir que chaque domaine d'activité est traité de manière indépendante, avec des structures de gouvernance, des processus de décision et des obligations réglementaires propres à chaque entité. Cela favorise une gestion transparente et équitable des réseaux, en évitant les discriminations et en assurant l'accès équitable aux différents acteurs du marché.

Une telle séparation des activités implique donc que les bases d'actifs régulés des différents réseaux soient distinctes, appartenant à différentes entités juridiques : par défaut, il n'est pas possible pour le groupe de répartir ses coûts de fonctionnement sur l'ensemble de ses clients finaux grâce à des subventions croisées.

- Avantages
 - Prévention de la présence de conflits d'intérêts entre les réseaux de méthane et d'hydrogène
 - Transparence accrue : prévention de la réaffectation excessive des actifs avec des incitations plus faibles
 - Incitation à créer un acteur centralisé unique doté des ressources financières suffisantes et d'une taille critique suffisante pour gérer le réseau de transport, réaliser l'équilibrage ou la gestion des capacités. Les décisions d'investissement dans le réseau se font en autonomie.

- Inconvénients
 - Ralentissement de la réaffectation des actifs méthanés : une telle séparation implique la revente de l'infrastructure d'une entité à une autre au sein d'un même groupe, rendant les coûts de transaction plus élevés et augmentant les barrières à l'investissement
 - En cas de séparation légale stricte allant jusqu'à l'exigence de disposer exclusivement de ressources propres : risque de perte de synergies entre les différentes entités et absence de valorisation des connaissances acquises grâce à la gestion des réseaux de méthane (similitude sur la gestion du réseau : équilibrage, système entrée-sortie, gestion des utilisateurs du réseau)
 - Ralentissement du développement du réseau d'hydrogène car les coûts de construction sont initialement supportés par un petit nombre d'utilisateurs finaux
 - Incitations plus faibles à investir car les risques sont plus importants (répartis sur une petite base de clients)

13.3 Accès au réseau

13.3.1 Absence de droit d'accès au réseau

En cas d'absence de droit d'accès au réseau, c'est l'entreprise locale de transport ou de distribution d'hydrogène qui est la seule autorisée à fournir de l'hydrogène à des consommateurs. Par définition, les gestionnaires sont verticalement intégrés et assurent l'approvisionnement des consommateurs sur leur zone de desserte. Dans ce cadre, aucune compétition n'est possible sur l'approvisionnement, le marché est entièrement fermé et les gestionnaires de réseau sont en situation de monopole.

- Avantages
 - Simplicité réglementaire et de mise en œuvre, l'absence de régulation ne nécessite pas contrôle de l'accès au réseau de la part du régulateur
 - Exploitation facilitée pour le gestionnaire de réseau
 - Flexibilité commerciale laissée aux gestionnaires de réseau
 - Facilite la décision d'investissements long-termes dans l'approvisionnement et l'infrastructure, la simultanéité des investissements offrant une meilleure visibilité pour les gestionnaires de réseau
- Inconvénients
 - Monopole naturel non régulé : pas de compétition possible pour l'approvisionnement en H₂, risque de volumes transportés plus faibles et de tarifs d'approvisionnement plus élevés
 - Risque de discrimination de certains consommateurs dans leur approvisionnement en H₂
 - Absence de transparence sur les coûts d'approvisionnement et de réseau

13.3.2 Accès au réseau négocié

L'accès négocié au réseau (*negotiated third-party access nTPA*) offre la possibilité pour des tiers d'utiliser l'infrastructure de réseau selon des conditions-cadre générales mais selon des termes et modalités pratiques spécifiques, convenues contractuellement avec les gestionnaires de réseau concernés.

L'introduction d'un nTPA implique que le gestionnaire de réseau reste verticalement intégré et assure l'approvisionnement par défaut aux consommateurs d'hydrogène ne voulant ou ne pouvant pas faire usage de leur droit d'accès au réseau. De plus, un nTPA ne peut que correspondre en pratique qu'à une situation d'ouverture partielle du marché où seuls une partie des producteurs et des consommateurs peuvent faire valoir leur accès au réseau. Les conditions d'accès (par ex. volume annuel, puissance d'injection, profil saisonnier, contribution à la sécurité d'approvisionnement, niveau de raccordement, autre) peuvent alors être fixées par le législateur ou le régulateur.

- Avantages
 - Effort de régulation modéré
 - Subsidiarité, flexibilité contractuelle laissée aux acteurs pour refléter au mieux les coûts de réseau
 - Existence de compétition sur l'approvisionnement avec potentiel d'avantages économiques pour les accédants au réseau
 - Meilleure transparence des coûts du réseau
- Inconvénients
 - Impact limité sur l'incitation d'auto-régulation laissée aux acteurs du marché
 - Le gestionnaire de réseau verticalement intégré reste en position dominante
 - Risque de discrimination entre les utilisateurs du réseau

13.3.3 Accès au réseau régulé

L'accès au réseau régulé (*regulated third-party access rTPA*) permet de mettre en place un cadre standard et non-discriminatoire pour les utilisateurs du réseau, encadré par des dispositions légales. Pour les utilisateurs du réseau qui peuvent bénéficier de ce droit, les gestionnaires de réseau doivent mettre à disposition l'infrastructure à des conditions tarifaires transparentes et non-discriminatoires, définies sur la base d'un cadre légal encadrant les revenus et soumis au contrôle d'un régulateur. Le rTPA offre ainsi des conditions favorables à l'émergence de marchés fonctionnels, favorables à la compétition.

Dans le cadre de l'accès régulé au réseau, le gestionnaire de réseau est tenu d'être un acteur neutre, garantissant une équité de traitement entre les utilisateurs du réseau. A ce titre, des règles de séparation entre ses activités de réseaux et ses éventuelles activités de commerce, discutées dans la partie 8, devraient être considérées.

- Avantages
 - Transparences des conditions d'accès et des coûts du réseau pour les utilisateurs, absence de subventions croisées non contrôlées

- Non-discrimination, favorise la compétition entre les acteurs du marché
- Effet positif sur les volumes transportés resp. distribués par les réseaux avec un impact positif sur les tarifs d'utilisation
- Inconvénients
 - Effort de régulation non négligeable
 - Règles de séparation des activités pour les gestionnaires de réseau
 - Haut niveau de coordination des acteurs sur la zone de marché

14 Bibliographie

- [1] OFEN, «Perspectives énergétiques 2050+,» Berne, 2020.
- [2] AES, «Avenir énergétique 2050, l'approvisionnement énergétique de la Suisse,» 2022.
- [3] Agora Industry, Agora Energiewende, «12 Insights on Hydrogen,» Berlin, 2021.
- [4] OFEN, «Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz,» Berne, 2021.
- [5] Parlement européen, «Rapport sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil établissant des règles communes pour le marché intérieur des gaz naturels et renouvelables et de l'hydrogène (refonte) (COM(2021)0803 - C9-0468/2021 - 2021/0425(COD)),» Bruxelles, 2023.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, «Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)».
- [7] Bundesministerium der Justiz, «Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen (Wasserstoffnetzentgeltverordnung - WasserstoffNEV),» Bonn, 2021.
- [8] Autoriteit Consument & Markt (ACM), «Leidraad netwerkbedrijven en alternatieve energiedragers,» 2021.
- [9] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, «Voortgang ordening en ontwikkeling waterstofmarkt,» 2022.
- [10] C. Banet, «Building Europe's hydrogen and renewable gas markets : Short-Term Priorities for Grid Regulation,» CERRE, 2023.
- [11] Commission européenne, «Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte),» Bruxelles, 2021.
- [12] Commission de régulation de l'énergie (CRE), «Réponse à consultation : contribution de la commission de régulation de l'énergie à la proposition législative de la commission européenne de révision des règles communes pour le marché intérieur du gaz,» 2022.
- [13] ENTSOG, «ENTSOG Summary of Proposals for Addressing Hydrogen Regulation in the Revision of the 3rd Energy Gas Package,» Bruxelles, 2021.
- [14] ACER, «Opinion No 05/2021 of the European union agency for the cooperation of energy regulators,» 2021.
- [15] Hydrogen Europe, «A regulatory framework fit for a European hydrogen market,» Bruxelles, 2022.

- [16] Europex, «Consultation response : feedback to DG-Trinomics-LBST draft study "Sector Integration Regulatory Framework for Hydrogen",» Bruxelles, 2020.
- [17] Conseil de l'Union européenne, «Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil établissant des règles communes pour le marché intérieur des gaz naturels et renouvelables et de l'hydrogène,» Bruxelles, 2023.
- [18] DNV, Trinomics, «Future Regulatory Decisions on Natural Gas Networks: Repurposing, Decommissioning and Reinvestments,» 2022.
- [19] European Commission, «Assistance to the impact assessment for designing a regulatory framework for hydrogen,» Bruxelles, 2021.
- [20] Commission Européenne, «Proposition de règlement du parlement Européen et du Conseil sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte),» Bruxelles, 2021.
- [21] Conseil de l'Union européenne, «Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte),» Bruxelles, 2023.
- [22] Parlement européen, «Rapport sur la proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil concernant le marché intérieur des gaz naturels et renouvelables et de l'hydrogène (refonte) (COM(2021)0804 - C9-0470/2021 - 2021/0424(COD)),» Bruxelles, 2023.
- [23] ACEER, CEER, «Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021,» 2022.
- [24] Bundesnetzagentur (BNetzA), «Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme,» Bonn, 2020.
- [25] Journal officiel de l'Union européenne, «Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (version consolidée),» 2012.
- [26] Confédération Suisse, «Loi fédérale sur les installations de transport par conduites de combustibles ou carburants liquides ou gazeux (LITC),» 1963 (Etat le 1er janvier 2023).
- [27] Commission de la concurrence (COMCO), Confédération suisse, «La COMCO ouvre le marché du gaz en Suisse centrale,» 2020.
- [28] OFEN, «Le Conseil fédéral fixe certaines valeurs-clés de la loi sur l'approvisionnement en gaz,» 21 Juin 2023. [En ligne]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiqués-de-presse/mm-test.msg-id-95890.html>.
- [29] Pentalateral Energy forum, «Joint position paper of the Pentalateral Energy Forum on the regulatory framework for hydrogen,» 2021.
- [30] Parlement européen, Conseil de l'Union européenne, «Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché

intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE),» 2009.

- [31] Confédération Suisse, «Rapport explicatif concernant le projet de loi mis en consultation (Loi sur l'approvisionnement en gaz LApGaz),» 2019.
- [32] ACER, «Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing,» 2021.
- [33] DVGW, «Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit,» 2023.
- [34] European Hydrogen Backbone, «A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries,» 2022.
- [35] ACER, CEER, «When and How to Regulate Hydrogen Networks?,» 2021.
- [36] Commission de régulation de l'énergie (CRE), «Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF,» 2020.
- [37] Office de coordination pour l'accès au réseau (OCAR), «Rétribution pour les zones régionales et interrégionales : Principes régissant le calcul de la rétribution du transport du gaz naturel dans les zones régionales et interrégionales en Suisse,» Zürich, 2015.
- [38] Association Suisse de l'Industrie Gazière, «Document de base Standard de la branche régissant le calcul de la rétribution pour l'utilisation des réseaux de gaz locaux,» Zürich, 2018.
- [39] ACER, «The Internal Gas Market in Europe : The Role of Transmission Tariffs,» 2020.
- [40] Confédération suisse, «Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI),» 2007 (Etat le 1er janvier 2023).
- [41] Fluxys Belgium, «Information Memorandum for H2 infrastructure,» 2022.
- [42] Bundesnetzagentur (BNetzA), «Regulierung von Wasserstoffnetzen : Ergebnisse der Marktkonsultation,» Bonn, 2020.
- [43] L. L. J. Harvey Averch, «Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint,» *American Economic Association*, vol. 52, n° %15, pp. 1052 - 1069, 1962.
- [44] R. P. R. Alan D. Mathios, «The Impact of Alternative Forms of State Regulation of AT&T on Direct-Dial, Long-Distance Telephone Rates,» *RAND Journal of Economics*, vol. 20, n° %13, pp. 437 - 453, 1989.
- [45] Commission de Régulation de l'Electricité et du gaz (CREG), «Étude concernant un cadre réglementaire pour le transport d'hydrogène,» 2021.