



## **Mémoire portant sur l'hydrogène vert**

Présenté dans le cadre des consultations publiques du gouvernement du Québec dans le but d'élaborer une première stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies

Date : 2022-01-21

**Auteur : Bruno Detuncq, professeur à la retraite de l'École Polytechnique de Montréal, spécialiste en thermodynamique et en combustion.**

« ————— »

### **Mise en situation**

C'est bien connu, l'hydrogène est l'élément chimique le plus abondant de l'univers, mais il est rarissime à l'état naturel sur la Terre, mais il s'y trouve en abondance dans de nombreux composés, principalement l'eau et les hydrocarbures. Pour obtenir de l'hydrogène sous forme moléculaire, il faut le produire à partir de ses sources principales, c'est donc une forme d'énergie secondaire, et qui dit production, dit nécessairement pertes d'énergie, la deuxième loi de thermodynamique est implacable.

Que le gouvernement du Québec veuille définir une politique énergétique cohérente face aux changements climatiques et que cette politique fasse de la place à la filière de l'hydrogène est une nécessité. Mais il est important de cibler les bonnes pratiques d'implantation de cette filière. L'énergie, est et sera de plus en plus la ressource la plus importante pour l'avenir, il ne faut pas la

gaspiller, elle est trop précieuse. La nécessité de décarboner la société va faire peser une contrainte importante sur l'hydroélectricité et les autres sources d'énergies renouvelables. La capacité de production électrique du Québec n'est pas infinie, une analyse sérieuse doit être faite pour dégager les axes d'utilisation les plus porteurs à long terme.

Il est impossible dans un court mémoire de couvrir l'ensemble du potentiel d'utilisation de l'hydrogène, nous allons donc présenter une brève analyse d'un des projets se trouvant sur la table. Il s'agit de l'intention d'Énergir d'injecter de l'hydrogène dans son réseau de conduite de gaz naturel. À part le verdissement de l'image de la compagnie, quelles en sont les conséquences ?

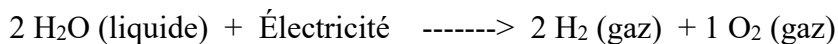
Le texte qui suit présente les calculs visant à déterminer la quantité d'énergie électrique nécessaire pour alimenter en hydrogène gazeux le réseau de gaz naturel au Québec durant une année, et ce pour différentes concentrations rapportées en équivalents énergétiques. Les compagnies de distribution de gaz livrent à leurs clients un débit énergétique, c'est donc la base de calculs à utiliser. Pour pouvoir considérer l'hydrogène comme 'vert' il faudra qu'il soit produit par électrolyse de l'eau. Il sera évalué également les pertes économiques que cette injection impose à Hydro-Québec, ainsi que les émissions de CO<sub>2</sub> évitées. L'analyse abordera également les impacts pour les utilisateurs de ce mélange de gaz naturel et d'hydrogène au niveau de la sécurité dans le domaine résidentiel et des perturbations de fonctionnement pour le secteur industriel.

Hypothèses utilisées :

- Les calculs sont faits sur une base énergétique de remplacement du méthane par l'hydrogène
- Le PCS (pouvoir calorifique supérieur) des combustibles, gaz naturel et hydrogène, sera généralement utilisé pour les calculs
- On suppose qu'il n'y a pas de pertes de débit dans les systèmes (conservation de la masse)

### **Données concernant l'électrolyse :**

Équation de dissociation de l'eau par électrolyse :



Électrolyse alcaline est la forme la plus utilisée, mais n'est pas la seule. Les électrolyseurs à électrolytes acides PEM (« proton exchange membrane ») sont caractérisés par un électrolyte solide à membrane polymère conductrice de protons. C'est une technologie en développement. Pour le cas de la forme alcaline, l'électrolyte est généralement constitué d'une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH). Sa concentration massique est déterminée afin que l'électrolyte présente une conductivité maximale à la température nominale de fonctionnement de l'électrolyseur.

Concentrations massiques typiques<sup>1</sup> :

- 25% ..... pour une température de 80 à 90°C ----> Condition la plus courante
- 30-35% ..... pour une température de 120°C
- 40% ..... pour une température de 160°C

Les électrolyseurs de type PEM fonctionnent à des températures de près de 80°C, la majorité du type alcalin ont des plages de fonctionnement de même niveau. Plus la température de consigne est élevée, plus de chaleur sera nécessaire à fournir au système. La pression de fonctionnement de la plupart des électrolyseurs industriels à technologie alcaline se situe entre : 1 et 30 bars absolus.

Rien n'est parfait, il y a toujours des pertes d'énergie quelque part et l'électrolyse de l'eau ne fait pas exception.

- Rendement d'un électrolyseur alcalin et PEM : entre 75% à 85%
- Il faut ajouter la demande d'énergie pour autres composantes : pompes, compresseurs, autres
- Pour les fins de calculs nous utiliserons un rendement d'électrolyse de : 75%
- La puissance spécifique théorique (sans perte) pour électrolyse de l'eau est de :  
 $33,5 \text{ kWh/kg de H}_2 \text{ produit} = 120\,500 \text{ kJ/kg H}_2$
- La puissance spécifique réelle (avec pertes) pour électrolyse de l'eau est de :  
 $44,667 \text{ kWh/kg de H}_2 \text{ produit} = 160\,800 \text{ kJ/kg H}_2$   
C'est cette valeur que nous utiliserons pour les calculs.

### **Données concernant le gaz naturel (GN) distribué au Québec :**

Débit annuel de GN distribué au Québec par Énergie et Gazifère<sup>2</sup> en 2020

Débit énergétique = 360 PJoules/an =  $360 * 10^{15}$  Joules/an

Débit volumique =  $9,3 * 10^9$  m<sup>3</sup>/an (à TPN)

Composition du GN distribué au Québec<sup>3</sup> :

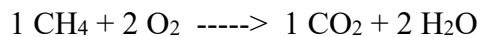
CH<sub>4</sub> = 95,4 % ; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> = 1,8 % ; N<sub>2</sub> = 1,9 % ; CO<sub>2</sub> = 0,7 %

Densité relative du GN à TPN : 0,58 (air = 1,0)

Masse volumique du GN à TPN :  $\rho_{GN} = 0,67 \text{ kg/m}^3$

Pouvoir Calorifique Supérieur base volumique du GN :  $PCS_{GN} = 37,89 \text{ MJ/m}^3$

Équation de combustion stœchiométrique du méthane (CH<sub>4</sub>) :



Comme le montre cette équation de combustion, une molécule de méthane produit une molécule de CO<sub>2</sub>, mais comme les masses moléculaires ne sont pas les mêmes, on obtient que :

1 kg de CH<sub>4</sub> produit 2,75 kg de CO<sub>2</sub>

Afin d'évaluer la quantité d'émission de CO<sub>2</sub> évitée par l'ajout d'hydrogène dans le mélange nous utiliserons l'hypothèse que le GN est composé uniquement de CH<sub>4</sub>, les résultats ne sont que peu affectés par cette approche de calcul.

### **Données concernant l'hydrogène :**

Masse volumique H<sub>2</sub> (gaz à 15°C et 100 kP) :  $\rho_{H_2} = 0,083 \text{ kg/m}^3$

Pouvoir Calorifique Supérieur base massique du H<sub>2</sub> :  $PCS_{H_2} = 141,86 \text{ MJ/kg}$

### **Données concernant l'énergie électrique distribuée par Hydro-Québec :**

Énergie électrique vendue en 2020 par Hydro-Québec<sup>4</sup> :

= 202,7 TWh =  $202,7 * 10^{12}$  Wh =  $202,7 * 10^9$  kWh

Puissance installée d'Hydro-Québec : 37,2 GW

Tarifs pour l'électricité résidentielle<sup>5</sup> : Tarif D

Il y a trois niveaux à considérer, dépendant de la consommation totale.

0 à 2000 kWh = 0,0608 \$/kWh  
 2001 à 2300 kWh = 0,0616 \$/kWh  
 2301 et plus kWh = 0,094 \$/kWh

Valeur moyenne utilisée pour les calculs : Tarif\_D = 0,07 \$/kWh

Tarif industriel : Tarif L = 0,033 \$/kWh

Soit moins de la moitié du tarif résidentiel.

### Calcul des différents paramètres :

En utilisant le débit volumique du GN utilisé au Québec en 2020, et en multipliant cette valeur par le PCS volumique du GN, on obtient la quantité d'énergie provenant du GN (méthane) cette même année. De cette quantité énergétique, sera calculée la proportion d'énergie qui sera remplacée par de l'hydrogène pour des pourcentages suivants :

Pourcentage de H<sub>2</sub> dans le mélange sur une base énergétique : 1% - 2% - 5% - 10%

Faire les calculs pour des concentrations rapportées sur une base volumique est inadéquats, car les distributeurs de gaz vendent à leurs clients un débit énergétique, qu'importe la composition du gaz. Cette approche est donc la seule possible dans les circonstances.

En connaissant cette portion d'énergie apportée par l'hydrogène, on en déduit le débit massique annuel. L'énergie nécessaire pour l'électrolyse est donc calculée en utilisant l'hypothèse concernant l'efficacité de conversion électrolytique qu'il est nécessaire de définir au départ. Une fois cela fait, l'énergie électrique utilisée pour produire l'hydrogène est calculée pour les différentes fractions.

En utilisant les données d'Hydro-Québec, il est possible de calculer les montants des ventes pour deux conditions, soit la vente d'électricité au tarif D pour les résidences et le tarif L pour la grande entreprise. La différence entre les montants des deux profils de consommation représente le manque à gagner d'Hydro-Québec par année pour les quatre concentrations d'hydrogène envisagées.

### Tableau des résultats :

Pourcent H <sub>2</sub> dans le mélange	%	1	2	5	10
Énergie du GN vendu au Québec	J/an	3,52 * 10 <sup>17</sup>	3,52 * 10 <sup>17</sup>	3,52 * 10 <sup>17</sup>	3,52 * 10 <sup>17</sup>
Énergie du H <sub>2</sub> produit	J/an	3,52 * 10 <sup>15</sup>	7,05 * 10 <sup>15</sup>	1,76 * 10 <sup>16</sup>	3,52 * 10 <sup>16</sup>
Débit massique de H <sub>2</sub>	kg/an	2,48 * 10 <sup>7</sup>	4,97 * 10 <sup>7</sup>	1,24 * 10 <sup>8</sup>	2,48 * 10 <sup>8</sup>
Énergie électrique pour électrolyse	kWh/an	1,11 * 10 <sup>9</sup>	2,22 * 10 <sup>9</sup>	5,55 * 10 <sup>9</sup>	1,11 * 10 <sup>10</sup>
Pourcentage de l'électricité produite par HQ pour l'électrolyse	%	0,5474	1,095	2,737	5,474
Perte d'énergie électrique par l'électrolyse	kWh/an	1,31 * 10 <sup>8</sup>	2,61 * 10 <sup>8</sup>	6,53 * 10 <sup>8</sup>	1,31 * 10 <sup>9</sup>
Montant vente électricité aux résidences	\$/an	7,77 * 10 <sup>7</sup>	1,55 * 10 <sup>8</sup>	3,88 * 10 <sup>8</sup>	7,77 * 10 <sup>8</sup>
Montant vente électricité à Énergir	\$/an	3,66 * 10 <sup>7</sup>	7,32 * 10 <sup>7</sup>	1,83 * 10 <sup>8</sup>	3,66 * 10 <sup>8</sup>
Perte de vente pour Hydro-Québec	\$/an	4,11 * 10 <sup>7</sup>	8,21 * 10 <sup>7</sup>	2,05 * 10 <sup>8</sup>	4,11 * 10 <sup>8</sup>
Émissions de CO <sub>2</sub> évités	Tonne/an	1,71 * 10 <sup>5</sup>	3,41 * 10 <sup>5</sup>	8,53 * 10 <sup>5</sup>	1,71 * 10 <sup>6</sup>

## Analyse des résultats : aspect énergétique et environnement

Pour les calculs, la concentration sur une base énergétique en hydrogène a été limitée à une valeur maximale de 10%, au-delà de ce niveau, des transformations importantes seraient nécessaires pour le réseau de distribution du gaz ainsi que pour les consommateurs pour assurer la sécurité et le bon fonctionnement des équipements. De son côté, l'analyse sera faite sur les résultats d'une seule concentration, soit de 10%, les valeurs plus faibles nous semblent n'apporter aucun intérêt en termes de réduction du CO<sub>2</sub> engendrée par la substitution du méthane par l'hydrogène.

La transformation de l'énergie électrique en hydrogène gazeux entraîne nécessairement des pertes comme toute transformation d'une forme d'énergie en une autre, c'est une donnée incontournable. La perte de 25% d'énergie est un minimum, car liée à une pression basse de stockage. À la pression et température normale (atmosphérique), la masse volumique de l'hydrogène est de 0,083 kg/m<sup>3</sup>, ce qui est très faible et un m<sup>3</sup> ne contient donc que très peu d'énergie. À 700 bars, l'hydrogène possède une masse volumique de 42 kg/m<sup>3</sup>, à cette pression, on peut stocker 5 kg d'hydrogène dans un réservoir de 125 litres. Pour atteindre cette pression, il faut sacrifier beaucoup d'énergie, ce qui réduit d'autant le rendement du système.

Dans les réseaux gaziers de distribution, la pression varie, selon les portions de 175 kPa et 400 kPa. Cette pression devra être augmentée si de l'hydrogène est injecté. La très faible densité de l'hydrogène sera à considérer par les distributeurs, car le remplacement du méthane par de l'hydrogène imposera une augmentation de la pression afin de conserver une densité énergétique constante par m<sup>3</sup> vendu aux clients. Cette augmentation de pression fera augmenter l'énergie nécessaire aux compresseurs, ce qui entraîne des pertes d'énergie supplémentaires, ainsi qu'un problème pour les utilisateurs. La régulation de tous les systèmes sera à refaire.

En utilisant une concentration énergétique de 10% d'hydrogène dans le mélange, le calcul rapide présenté plus haut et le tableau des résultats nous indiquent que cette perte de rendement de 25% se traduit directement en une **perte énergétique annuelle de 1,31 \* 10<sup>9</sup> kWh, ou 1,31 TWh**. C'est une perte importante et complètement injustifiée. Dans une économie en transition énergétique, on ne peut se permettre ce gaspillage.

L'énergie nécessaire pour produire la fraction de **10% d'hydrogène dans le gaz naturel représente 5,5% de toute l'énergie produite par Hydro-Québec**, et ce sans aucun bénéfice pour la société québécoise, ce n'est qu'une transformation d'une forme de vecteur d'énergie en une autre, ce qui entraîne un gaspillage d'énergie important. Sur une puissance installée d'environ 37,2 GW, Hydro-Québec devra consacrer 1,27 GW de cette puissance à l'électrolyse de l'eau, c'est une ponction importante qui pénalisera d'autres usages plus essentiels.

Énergir affirme que certaines pratiques utilisant le H<sub>2</sub> peuvent entraîner des émissions négatives de CO<sub>2</sub>, c'est absurde ! En considérant l'ensemble du cycle de vie, il n'y a rien de négatif dans ce domaine. Il serait intéressant de demander à Énergir de démontrer cette affirmation.

Autre élément à considérer, brûler de l'hydrogène entraîne nécessairement des pertes énergétiques du fait que la température des gaz brûlés sortant par la cheminée est élevée. Dans les meilleurs des cas, rares, les chaudières et fournaies à condensations peuvent atteindre des rendements de près de 95%, mais ce sont des exceptions. La majorité des installations actuelles ont des rendements entre 80 et 85%. Brûler de l'hydrogène implique donc une perte énergétique supplémentaire. Si l'électricité était utilisée directement, par exemple pour des plinthes électriques, le rendement est

presque de 100%. Énergétiquement parlant, brûler de l'hydrogène produit par électrolyse c'est jeter de l'énergie par les fenêtres.

### **Analyse des résultats : aspect sécurité des utilisateurs**

Ce n'est pas la sécurité du réseau qui est le plus important, c'est la sécurité des citoyens ! C'est plus fondamental que la seule sécurité du réseau, car cela inclut le fonctionnement en bout de ligne, c'est-à-dire à la maison ou en entreprise. Les tests qu'Énergir compte effectuer, avec l'aval de la Régie de l'Énergie, ne porteront que sur le réseau, ce n'est pourtant pas le maillon faible du système.

L'hydrogène est un gaz hautement explosif, l'énergie requise pour l'enflammer étant environ 10 fois plus faible que pour le méthane. De plus, la plage d'inflammabilité du méthane se situe entre 5 % et 15 %, celle de l'hydrogène se situe entre 5 % et 75 % (en proportions volumiques). Cette caractéristique rend l'utilisation de l'hydrogène beaucoup plus risquée.

Énergir compte faire des tests sur des conduites avec des concentrations d'hydrogène allant jusqu'à la valeur de 50 % : C'est énorme ! On est dans des conditions non sécuritaires.

Énergir considère que la haute concentration de H<sub>2</sub> commence à 20%. À mon point de vue, une haute concentration de H<sub>2</sub> commence à 5 % compte tenu du danger et des modifications nécessaires pour adapter les systèmes.

Enbridge, de son côté, compte tester l'utilisation du H<sub>2</sub> à des concentrations plus faibles que 2 %. Ce qui est beaucoup plus bas et prudent. Énergir devrait suivre l'exemple.

Avant toute tentative d'injecter de l'hydrogène dans les réseaux, des tests rigoureux doivent être entrepris afin d'évaluer les problèmes de sécurité en cas de fuite ou arrêt de flamme pilote et de réallumage pour les appareils domestiques. C'est essentiel. Que ce soit les cuisinières au gaz, ou les chauffe-eau et les fournaies au gaz, ce sont des appareils conçus pour une alimentation au gaz naturel ou au propane. Ils ne sont absolument pas faits pour être alimentés par un mélange contenant de l'hydrogène.

Pour toutes les installations où l'hydrogène sera présent, il sera nécessaire d'ajouter des appareils essentiels pour prévenir les fuites, les détecter si elles se produisent et de mécanismes de coupure de l'alimentation. Ces appareils sont essentiels pour la sécurité des utilisateurs, mais entraînent des coûts significatifs pour les utilisateurs.

Dans le cas de brûleurs industriels de grande capacité, la présence d'hydrogène peut induire des changements importants dans la forme et la dynamique des flammes ainsi que sur le transfert de chaleur entre la flamme et la charge à chauffer. Les gestionnaires de grandes bouilloires devront faire des modifications importantes aux installations si la concentration d'hydrogène est élevée.

Autre problème pour les clients industriels. L'hydrogène a une vitesse de flamme laminaire aux conditions stœchiométriques de l'ordre de 300 cm/s, bien supérieure à celle du méthane, qui est d'environ 35 cm/s. Le transfert de chaleur entre la flamme et l'enceinte sera modifié par cette différence, ce qui impose des modifications aux brûleurs pour être en mesure de s'adapter au changement de mélange combustible. Des coûts importants pour les utilisateurs peuvent en découler.

La combustion de l'hydrogène fera augmenter la proportion de la vapeur d'eau dans les gaz brûlés, et ce, en proportion de la concentration d'hydrogène. Cette vapeur d'eau en présence de CO<sub>2</sub> peut générer de l'acide carbonique qui à la longue peut endommager les composantes de chauffe et la cheminée. La dégradation des installations et des coûts d'entretien sont à prévoir.

### **Analyse des résultats : aspects financiers**

Du côté financier, la vente d'électricité à Énergir pour produire de l'hydrogène par électrolyse, ne représente pas une bonne affaire. Si ce courant était vendu au tarif résidentiel 'D' pour, exemple, pour l'alimentation de véhicules particuliers, **Hydro-Québec aurait un revenu de 411 M\$ de plus par année**. L'électrification des transports est une priorité pour le gouvernement. En combinant les pertes financières et les pertes énergétiques, on arrive à un portrait très peu reluisant de l'idée de remplacer du gaz naturel par de l'hydrogène dans les conduites d'Énergir.

Autre point important. La quantité de CO<sub>2</sub> évité par l'ajout d'hydrogène n'est pas très important, pour une fraction de 10 %, il y a **1,71 M tonne CO<sub>2</sub> d'évité par année** sur un bilan provincial total en 2019 de 84 M tonne. C'est trop faible pour justifier un tel projet.

Si l'on met en rapport les émissions évitées de CO<sub>2</sub> avec le montant de perte de revenus d'Hydro-Québec, on obtient une valeur de **240 \$ la tonne de CO<sub>2</sub> évitée**. Tout cela pour ça. L'utilisation directe de l'électricité pour remplacer le gaz naturel permet une plus grande réduction de GES émis du fait que le rendement énergétique est plus élevé.

Autre élément à considérer, le cycle de vie de toute l'installation nécessaire pour produire, comprimer, stocker et distribuer l'hydrogène. Cette analyse est à faire, car les électrolyseurs sont des appareils dispendieux, ayant des composantes qui s'usent avec le temps et qui demandent de l'entretien minutieux. Tout cela entraîne des coûts et une utilisation de matériaux de haute qualité impliquant une dépense d'énergie pour les produire et générant des déchets miniers, souvent toxiques. Une analyse du Taux de Retour Énergétique (EROI) de l'ensemble du procédé doit être faite pour permettre une évaluation réaliste de la pertinence de ce type de projet.

Du côté des utilisateurs, domestiques ou industriels, l'ajout d'hydrogène au gaz naturel imposera des frais supplémentaires importants pour modifier les équipements et rendre l'utilisation de ce mélange sécuritaire. Est-ce un investissement logique dans le contexte de la crise climatique où le gaz naturel produit par fracturation sera toujours la composante principale du mélange et qui doit à terme être complètement abandonné ? Poser la question c'est y répondre.

La production d'hydrogène peut être tout à justifiée pour certains usages. Exemple le stockage d'énergie pour des réseaux autonomes, ou pour du stockage saisonnier sur le réseau principal, ou pour une utilisation comme combustible pour certains types de transport, ou encore pour remplacer le charbon dans des aciéries afin de produire de l'acier sans émissions de CO<sub>2</sub>. L'étude présentée plus haut ne fait que de démontrer l'absurdité de l'alimentation du réseau de gaz naturel par de l'hydrogène obtenu par électrolyse de l'eau en utilisant l'électricité produite par les barrages d'Hydro-Québec.

De plus, contrairement à ce que prétend Énergir dans le document soumis à la Régie de l'énergie, injecter de l'hydrogène dans son réseau n'est pas un mode de stockage d'énergie, le mélange sera brûlé rapidement. Le stockage le plus efficace est l'eau retenue derrière les barrages et non l'hydrogène provenant d'électrolyse, à moins de le stocker pour l'utiliser dans des piles à

combustible ou des turbines à gaz pour la production d'électricité dans les conditions de demande à la pointe en hiver.

### **Autres besoins en énergie électrique**

La nécessité de décarboner le maximum d'activités impose une électrification de tout ce qui peut l'être, il faut donc choisir soigneusement les filières et éviter tout gaspillage d'énergie, elle est trop précieuse, et le Québec a une capacité de production actuelle importante, mais les développements futurs sont limités. Ne pas oublier que le contrat liant Hydro-Québec à Terre-Neuve concernant l'électricité de Churchill Falls se termine en 2041, cela représente une portion de prêt de 15% de l'énergie distribuée au Québec. Cette énergie sera-t-elle encore disponible passé cette date, ou Terre-Neuve – Labrador se tournera-t-il vers la production et l'exportation massive d'hydrogène vers des marchés extérieurs, ce qui lui permettra d'obtenir un prix avantageux pour son courant électrique ? Cette hypothèse circule déjà au parlement terre-neuvien.

Selon les données fournies par la Société de l'assurance automobile du Québec (SAAQ), on compte environ cinq millions d'automobiles et de camions légers personnels sur les routes de la province. Si on ajoute à cela les véhicules à utilisation « institutionnelle, professionnelle ou commerciale », on arrive à la valeur de 5,4 millions de véhicules. Le gouvernement du Québec a comme cible que tous les véhicules neufs vendus seraient électriques à l'horizon 2035, ce qui demandera une grande quantité d'énergie électrique.

Une évaluation rapide des besoins pour électrifier les secteurs du transport routier, des industries et du bâtiment donne les valeurs suivantes en considérant des conditions statiques, aucun changement de démographie et sans augmentation de la consommation par personne :

Transport par véhicules particuliers :

- Consommation moyenne pour une voiture électrique<sup>6</sup> : 21 kWh / 100 km
- Distance moyenne parcourue par automobiliste au Québec : 15 000 km / année
- Énergie consommée par les 5,2 millions de voitures électriques : 59 PJ / année
- Rendement de conversion énergétique depuis la source jusqu'aux roues : ~ 60%
- Énergie électrique à produire par Hydro-Québec pour le parc d'auto électrique : 27,3 TWh

Industrie :

- Énergie totale utilisée par l'industrie en 2018, excluant l'agriculture<sup>7</sup> : 175,8 TWh
- Pourcentage de l'énergie utilisée en industrie provenant de combustibles fossiles : 35,4%  
Énergie fournie par les combustibles fossiles : 62,2 TWh
- Environ 65% des usages industriels sont électrifiables<sup>8</sup> :  $62,2 * 0,65$  : 40,45 TWh

Bâtiment :

- Énergie totale fournie par les combustibles fossiles (mazout et gaz naturel) : 45,92 TWh
- Gain d'efficacité en passant à l'électricité : ~20%
- Énergie électrique à fournir en remplacement : 36,7 TWh

Total des besoins d'électrification :

- Consommation d'électricité en 2020 au Québec : 202,7 TWh
- Énergie annuelle supplémentaire à fournir : 27,3 TWh + 40,45 TWh + 36,7 TWh
- Énergie électrique à fournir si tous les secteurs électrifiables le sont : 307,2 TWh



Si 10% d'hydrogène (électrolyse) est ajouté au GN, il faut ajouter : 11,1 TWh

Est-ce qu'Hydro-Québec peut fournir ce surplus d'énergie ? Le rapport Dunsky<sup>9</sup> de 2021 propose d'augmenter la production de 350 TWh d'ici 2050 pour atteindre 550 TWh de production annuellement, cette augmentation serait principalement obtenue par ajout d'énergie éolienne. Il est très difficile de concevoir comment obtenir ce surplus d'énergie. Les infrastructures à mettre en place sont énormes et le temps manque, il ne reste que 28 ans. Des choix judicieux sont à faire et le premier est de réduire les pertes d'énergie au maximum.

### **Recommandation et conclusion**

- Favoriser la sobriété énergétique pour permettre une transition juste et viable à long terme.
- Favoriser l'économie d'énergie et l'efficacité énergétique comme politique maîtresse, que ce soit dans l'industrie, les transports et les bâtiments.
- Favoriser le déploiement de pompes à chaleur air-air ou géothermique comme moyen de maximiser l'utilisation du courant électrique, que ce soit dans le bâtiment institutionnel, commercial ou résidentiel à densité élevée.
- Permettre l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage ponctuel lorsque des surplus de puissances électriques sont disponibles. Hydrogène conservé pour pallier aux besoins en pointe hivernale.
- Permettre l'utilisation de l'hydrogène dans les industries où cette molécule permettrait de décarboner certains processus, par exemple dans la production d'acier.

On en conclut que l'utilisation directe de l'électricité est une bien meilleure avenue que la transformation en hydrogène dédié à l'alimentation dans des conduites de gaz naturel. Moins il y a d'étapes de transformation, plus élevée sera le rendement total d'un système. L'économie d'énergie et la recherche des filières les plus aptes à diminuer les émissions de GES au Québec doivent guider les choix qui auront des conséquences à long terme. C'est un devoir envers les générations à venir.

Pour finir, introduire de l'hydrogène dans le gaz naturel cela implique de continuer à consommer du gaz naturel provenant de fracturation, c'est une très mauvaise idée qui nuira à la décarbonation de la province et nous enchaînera pour longtemps dans un chemin contraire à toutes les analyses portant sur le climat. Revoir les conclusions du GIEC et de l'Agence Internationale de l'Énergie.

### **Références :**

---

<sup>1</sup> <https://dondon.vvv.enseirb-matmeca.fr/devdurable/TPpilecombustible/TPpileacombustible.htm>

<sup>2</sup> [https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2021/01/EEQ2021\\_web.pdf](https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2021/01/EEQ2021_web.pdf)

<sup>3</sup> <https://www.energir.com/fr/grandes-entreprises/gaz-naturel-quebec/proprietes-du-gaz-naturel/>

<sup>4</sup> <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2020-hydro-quebec.pdf>

<sup>5</sup> <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf#page=95>

<sup>6</sup> <https://www.rncan.gc.ca/sites/rncan/files/oe/pdf/transports/outils/consommation-carburant/Guide%20de%20consommation%20de%20carburant%202021.pdf#page=43>

---

<sup>7</sup> [https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2021/01/EEQ2021\\_web.pdf](https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2021/01/EEQ2021_web.pdf)

<sup>8</sup> [https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2020/01/Rapport-d%C3%A9tude\\_2020-1\\_PARADIS-MICHAUD.pdf](https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2020/01/Rapport-d%C3%A9tude_2020-1_PARADIS-MICHAUD.pdf)

<sup>9</sup> <https://www.dunsky.com/fr/trajec-toires-de-reduction-demissions-de-ges-du-quebec-horizons-2030-et-2050-mise-a-jour-2021/>