

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-4156-2021, Phase 2

**EGI – DEMANDE CONJOINTE RELATIVE À LA FIXATION DE TAUX DE RENDEMENT
ET DE STRUCTURES DE CAPITAL**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS DE GAZ
(« ACIG »)**

Montréal, le 25 février 2022

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS DE GAZ (« ACIG »)
RELATIVE À LA FIXATION DE TAUX DE RENDEMENT ET DE STRUCTURES DE
CAPITAL (Rapport Aviseo)**

Introduction

1. **Référence : (i) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 4**

Demandes :

- 1.1 Veuillez nous fournir une liste des informations qui vous ont été transmises par les gazières pour la fin de la préparation de votre rapport.
- 1.2 Veuillez nous fournir les liens et/ou les copies des informations qui vous ont été fournies par les gazières à moins que celles-ci ne soient déjà incluses dans votre rapport à titre de référence.

Politiques publiques et environnementales

2. **Références : (i) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 6. l. 29 à l. 33.**
(ii) Plan pour une économie verte 2030, pièce [A-0011](#), p. 17.
(iii) [Évolution de la tarification carbone](#) à l'échelle mondiale, Ministère de l'Environnement (extrait).
(iv) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 8. l. 27 à l. 29.
(v) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 11. l. 25 à l. 27.

Préambule :

- (i) *« Bien que le secteur industriel génère 30% des émissions québécoises de GES, les émissions du secteur industriel ont diminué de 24,4% entre 1990 et 2018¹². La réduction des allocations gratuites de droits d'émission dès 2024, énoncée dans le PEV 2030, est susceptible d'affecter la compétitivité de court terme du secteur industriel québécois, ce qui constitue un risque accru pour Énergir puisque la part du secteur industriel est plus importante pour ce distributeur. »*
- (ii) **« Des industries plus sobres en carbone et plus compétitives**

Les grands émetteurs industriels de gaz à effet de serre sont assujettis au marché du carbone. Ce marché prévoit l'octroi, en faveur de ces grands émetteurs, d'une certaine quantité d'allocations gratuites de droits d'émission.

Le gouvernement annoncera de nouvelles règles encadrant les allocations gratuites pour la période 2024-2030. Cette démarche exigera des entreprises un effort important, cohérent avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, tout en leur offrant un environnement prévisible et stable pour effectuer les investissements requis. »

(iii) « *Évolution de la tarification carbone à l'échelle mondiale*

Pour la période post 2023, le Québec évalue la possibilité que les règles relatives à l'allocation gratuite d'unités d'émission soient sujettes à une modulation selon l'évolution du prix du carbone au Québec par rapport au prix en vigueur ailleurs dans le monde, de manière à assurer un équilibre entre les entreprises industrielles au Québec et leurs concurrents étrangers.

Ainsi, la quantité d'allocations gratuites que recevrait chaque émetteur industriel dépendrait de l'évolution mondiale de la tarification du carbone. En outre, une convergence des politiques de tarification du carbone entre des États concurrents permettrait de diminuer substantiellement les risques de fuites de carbone. »

(iv) « *Au Québec, deux articles de journaux récents, qui rapportent la position du Regroupement des organismes environnementaux en énergie, invitent le gouvernement et les municipalités à bannir le gaz naturel des nouvelles constructions résidentielles et commerciales. »*

(v) « *Bien qu'il ne s'agisse pas de risques liés aux politiques publiques ou environnementales, un risque connexe qu'il convient aussi de mentionner dans une discussion plus large des enjeux environnementaux est certes celui des changements climatiques sur les installations. »*

(Nos soulignés)
(Notes de bas de page omises)

Demandes :

2.1 Veuillez concilier les références (i), (ii) et (iii).

2.1.1. Veuillez commenter la compréhension de l'ACIG à l'effet que la modification des règles entourant les allocations gratuites se fera en fonction de la tarification du carbone à l'échelle mondiale.

2.1.2. En vous basant sur les références (ii) et (iii), veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG à l'effet que le gouvernement est sensible à la situation concurrentielle des industries au Québec.

2.1.3. En lien avec la référence (i), êtes-vous en mesure de fournir une analyse plus détaillée de l'impact de la diminution des allocations gratuites sur le risque d'affaires d'Énergir, autre que l'extrait du PEV cité en référence dans votre rapport? Veuillez élaborer.

- 2.2 En lien avec la référence (iv), veuillez fournir, autres que les articles de presse cités en référence, plus de détails sur le mouvement de bannissement du gaz naturel au Québec.
- 2.2.1. Veuillez donner des exemples concrets de ce mouvement autres que les plans de réduction de GES des villes de Montréal et de Gatineau.
- 2.3 En lien avec la référence (v), est-ce qu'il existe des études récentes sur les risques physiques en lien avec les changements climatiques sur les installations des trois distributeurs de gaz au Québec? Si oui, les fournir.
- 2.3.1. Est-ce que les installations à risque des distributeurs sont couvertes par des assurances couvrant les risques climatiques?
- Si oui, veuillez en donner les modalités de couverture;
 - Si non, veuillez justifier l'absence de couverture des risques physiques liés aux changements climatiques
- 2.4 En lien avec la référence (v), veuillez fournir la proportion de vos actifs qui sont exposés à un risque physique lié aux changements climatiques.
- 2.4.1. Veuillez fournir pour les trois dernières années le nombre d'incidents liés au risque physique des changements climatiques.

COMPOSITION DE LA CLIENTÈLE

3. Référence : (i) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 13. I. 9 à I. 14 et I. 28 à I. 33.

Préambule :

- (i) *« D'abord, la part moyenne des revenus de distribution normalisés attribuables aux clients industriels d'Énergir a été de 29,9 % au cours de la période 2013-2020. La part importante des clients industriels comporte un risque particulier pour Énergir, car ceux-ci sont plus sensibles aux variations de cycle économique. Si les besoins de chauffage des clients résidentiels fluctuent davantage avec la température qu'avec l'activité économique, il s'ensuit une situation différente pour les entreprises du secteur industriel. Une baisse de l'activité économique générale peut se traduire par une diminution de la demande pour les biens qu'ils produisent. »*

(Note de bas de page omise)

Demande :

3.1 En lien avec la référence (i), veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG que la part importante du secteur industriel dans les volumes d'Énergir réduit son exposition au risque de la transition vers l'électricité. Dans le cas contraire, veuillez expliquer votre réponse.

CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE QUÉBÉCOIS

4. Références : (i) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 20, tableau 2.
 (ii) EGI- Taux de rendement autorisés et réalisés, [B-0131](#), p. 2.
 (iii) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 21. l. 8 à l. 11.
 (iv) Extrait : Statistique Québec, [L'inflation](#), tableau 11.1, p. 54.
 (v) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 22. l. 21 à l. 24.
 (vi) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 22. l. 37 à l. 38.
 (vii) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 24. l. 20 à l. 23 et p. 25 l. 3 à l. 8.
 (viii) EGI-16.1, pièce [B-0132](#), p. 26 (« Augmenter l'injection de GNR dans le réseau gazier »).
 (ix) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 27. l. 2 à l. 6.

Préambule :

(i)

Tableau 2 : Part du gaz naturel dans la consommation énergétique finale
 Canada, 2010-2019, en %

Type	Résidentiel		Industriel		Commerces et institutions	
	2010	2019	2010	2019	2010	2019
Québec	8,3%	9,5%	23,4%	26,2%	37,7%	30,1%
Ontario	60,1%	68,3%	40,8%	42,3%	54,3%	51,7%
Alberta	82,6%	81,9%	72,3%	80,8%	53,9%	63,7%
Colombie-Britannique	49,2%	52,2%	35,3%	37,7%	42,2%	41%

Sources : Statistique Canada, analyse Aviseo 2021

(ii)

Taux de rendement autorisés et réalisés par les demandeurs

Année	Énergie			Hydrogène			Qualité ¹			
	Taux	Source	Source	Taux	Source	Source	Taux	Source	Source	
2001	8,8%	D-2001-146, p. 43	10,1%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	8,44%	R-3857-2011, Intragez-3, Document 1, p. 2, ligne 28, colonne 22	10,38%	D-2001-146, p. 151
2002	8,45%	D-2002-190, pp. 11 et 60	10,52%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	8,88%	R-3857-2011, Intragez-3, Document 1, p. 2, ligne 28, colonne 22	10,38%	D-2002-281, p. 28
2003	8,89%	D-2004-196, pp. 11 et 28	11,47%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	7,54%	R-3857-2011, Intragez-3, Document 1, p. 2, ligne 28, colonne 24	8,89%	D-2003-146, p. 14
2004	8,89%	D-2004-196, pp. 11 et 28	10,51%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	10,2%	R-3857-2011, Intragez-3, Document 1, p. 2, ligne 28, colonne 25	10,42%	D-2004-146, p. 22
2005	8,77%	D-2005-145, p. 10	9,88%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	10,37%	R-3857-2011, Intragez-3, Document 1, p. 2, ligne 28, colonne 26	9,34%	D-2005-145, p. 31
2006	8,20%	D-2007-118, p. 11	9,90%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	10,27%	R-3857-2011, Intragez-3, Document 1, p. 2, ligne 28, colonne 27	8,90%	D-2007-52, p. 8
2007	8,20%	D-2007-118, p. 11	10,47%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	12,40%	R-3857-2011, Intragez-3, Document 1, p. 2, ligne 28, colonne 28	9,18%	D-2007-118, p. 18
2008	9,2%	D-2008-158, p. 82	9,58%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	12,42%	R-3857-2011, Intragez-3, Document 1, p. 2, ligne 28, colonne 29	8,81%	D-2008-158, p. 91
2009	10,0%	D-2010-148, p. 5	10,30%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	11,74%	R-3857-2011, Intragez-3, Document 1, p. 2, ligne 28, colonne 30	8,89%	D-2009-120, p. 8
2010	8,9%	D-2011-181, p. 104	10,28%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	11,52%	R-3857-2011, Intragez-3, Document 1, p. 2, ligne 28, colonne 31	9,18%	D-2011-181, p. 29
2011	8,9%	D-2011-181, p. 104	10,22%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	10,44%	R-3857-2011, Intragez-3, Document 1, p. 2, ligne 28, colonne 32	8,29%	D-2011-181, p. 31
2012	8,9%	D-2012-208, p. 8	9,08%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	9,29%	D-2012-208, p. 8	7,81%	D-2012-172, p. 8
2013	8,9%	D-2012-208, p. 8	9,29%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	9,29%	D-2012-208, p. 8	8,29%	D-2013-102, p. 14
2014	8,9%	D-2012-208, p. 8	9,08%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	9,08%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	9,29%	D-2014-114, p. 31
2015	8,9%	D-2012-208, p. 8	8,99%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	9,29%	D-2012-208, p. 8	9,08%	D-2015-120, p. 42
2016	8,9%	D-2012-208, p. 8	8,9%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	8,5%	D-2013-081, p. 41	9,09%	N/A	9,29%	D-2015-120, p. 42
2017	8,9%	D-2012-208, p. 8	8,9%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	9,29%	D-2012-208, p. 8	9,29%	D-2017-028, p. 15
2018	8,9%	D-2019-039, p. 20	8,9%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	9,29%	D-2019-039, p. 20	10,37%	N/A
2019	8,9%	D-2019-039, p. 20	8,9%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	9,29%	D-2019-039, p. 20	10,37%	N/A
2020	8,9%	D-2019-039, p. 20	8,9%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	9,29%	D-2019-039, p. 20	10,37%	N/A
2021	8,9%	D-2019-039, p. 20	8,9%	R-4175-2001, Énergie-17, Document 1, onglet «40-45 Budgets»	N/A	N/A	9,29%	D-2019-039, p. 20	10,37%	N/A

»

(iii) « Il est avancé que la Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, en indexant les prix de l'électricité en fonction de l'IPC, pénalise les consommateurs, car certaines hausses accordées au cours des dernières années ont été inférieures à l'inflation (0,7% en 2016, 0,7% en 2017, 0,3 % en 2018 et 0,9% en 2019), en deçà de ce qu'Hydro-Québec demandait et résultant parfois même en des réductions (2012 et 2013)⁸⁷. »

(iv)

	C.-B.	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec
2016	1,8	1,1	1,1	1,3	1,8	0,7
2017	2,1	1,6	1,7	1,6	1,7	1,0
2018	2,7	2,4	2,3	2,5	2,4	1,7
2019	2,3	1,8	1,7	2,2	1,9	2,1
2020	0,8	1,1	0,6	0,5	0,7	0,8
2021	2,8	3,2	2,6	3,3	3,5	3,8
2021 nov. ¹	3,6	4,3	3,7	4,6	5,0	5,2
déc. ¹	3,9	4,8	3,5	4,7	5,2	5,1

(v) « C'est dans la perspective de réduire la consommation et d'optimiser la gestion des pointes de consommation que l'association entre Hydro-Québec et Énergir prend tout son sens. Cette collaboration vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre en utilisant l'électricité et le gaz naturel grâce à une meilleure gestion des pointes énergétiques⁹⁵ »

(vi) « La recherche documentaire effectuée n'a pas permis de relever d'annonce d'une telle collaboration entre Hydro-Québec et Gazifère. Sur la base des informations disponibles, l'opportunité ne se limiterait donc qu'à Énergir. »

(vii) « À ces incertitudes relativement à l'approvisionnement futur en GNR s'ajoute le défi de persuader une partie croissante de la clientèle de payer plus pour le GNR qu'elle ne l'aurait fait pour le gaz naturel conventionnel. Tel qu'illustré précédemment, le prix du gaz naturel ayant beaucoup baissé au cours des dernières années, certains clients pourraient être moins intéressés à payer davantage pour du gaz naturel renouvelable. [...] »

Les cibles du gouvernement du Québec à l'égard des seuils minimaux de GNR devant être injecté dans le réseau d'ici 2025 (5%) et potentiellement doublés d'ici 2030 (10%) représentent un risque additionnel pour Énergir et Gazifère à l'horizon 2030, d'une part en raison de l'incertitude qui entoure le développement du GNR et d'autre part en raison de l'importance de réduire l'empreinte carbone du gaz naturel afin d'en assurer la pérennité dans le portefeuille énergétique du Québec. L'atteinte des objectifs de réduction d'empreinte carbone du gaz naturel pourrait s'avérer importante afin que le traitement du gaz naturel ne devienne analogue à celui du mazout. »

(viii) « Énergir vise à injecter de plus en plus de GNR annuellement dans son réseau, soit d'ici 2030 une quantité de GNR représentant au moins 10 % des

volumes annuels qu'elle distribue, ce qui équivaldrait à environ 567 Mm³ et à une réduction annuelle des émissions d'un million de tonnes éq. CO₂.

À plus long terme, le potentiel technicoéconomique de production du GNR au Québec pourrait être encore plus important avec l'arrivée éventuelle de nouvelles technologies, telles que la méthanation, et le développement de la filière de l'hydrogène vert. Les quantités de GNR injectées dans le réseau d'Énergir pourraient croître significativement entre 2030 et 2050 pour atteindre environ 2 550 Mm³ annuellement. »

- (ix) « *Le portefeuille énergétique québécois a légèrement changé au cours de la dernière décennie, mais la part du gaz naturel dans la consommation énergétique finale demeure sous la barre des 10%. La décennie 2021-2030 sera marquée par un impératif de décarbonation de l'économie et incidemment des énergies fossiles. La décarbonation du réseau d'Énergir et de Gazifère et les cibles d'intégration de sources d'énergie renouvelables comme le GNR et l'hydrogène au gaz naturel est un nouveau risque à l'horizon 2030. »*

(Notes de bas de page omises)

Demandes :

- 4.1 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez élaborer sur la réalisation d'un taux de rendement supérieur au taux de rendement autorisé sur la période 2010-2019, et ce dans un contexte de *forte compétition de l'électricité*.
- 4.2 En lien avec les références (iii) et (iv), veuillez élaborer sur la stabilité et la prévisibilité des prix d'Hydro-Québec et de ce fait de la position concurrentielle du gaz par rapport à l'hydroélectricité. Veuillez élaborer votre réponse en prenant en compte le contexte actuel marqué par une poussée inflationniste importante de l'ordre de 5 %.
- 4.3 En lien avec la référence (v), veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG à l'effet que l'association entre Hydro-Québec et Énergir va permettre de maintenir des volumes de gaz dans le système d'Énergir et de ce fait réduire le risque d'affaires d'Énergir.
- 4.3.1. En vous basant sur votre réponse à la question 3.3, et étant donné le fait qu'Énergir soit le seul client d'Intragaz et que les retraits auprès d'Intragaz se font majoritairement en hiver, veuillez élaborer sur le fait que le recours au gaz naturel pour gérer la pointe électrique d'Hydro-Québec va positivement impacter l'activité d'Intragaz.
- 4.4 En lien avec la référence (vii), veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG que selon le rapport Aviséo, le développement du GNR représente un risque d'affaires. Veuillez élaborer.
- 4.4.1. En lien avec la référence (viii) et en vous basant sur votre réponse à la question 3.4, veuillez élaborer sur l'inclusion du GNR dans la stratégie à long terme d'Énergir.

4.5 En lien avec la référence (ix), veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG à l'effet que le contexte énergétique québécois représente un risque d'affaires à partir de 2030.

4.5.1. Veuillez élaborer clairement sur l'horizon temporel dans lequel les risques d'affaires mentionnés dans le rapport d'Aviseo devraient se matérialiser.

TAILLE DES GAZIÈRES

5. Références : (i) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 28, l. 9 à l. 14.
(ii) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 28, Tableau 3.
(iii) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 29, l. 23 à l. 31.

Préambule :

(i) « En comparaison avec plusieurs distributeurs de gaz naturel d'importance au Canada, la taille de Gazifère est particulièrement petite. À l'instar de la situation qui prévalait en 2010¹³⁰, Gazifère représente moins de 5% du nombre de clients, des volumes et des revenus des autres grands distributeurs canadiens. En ce qui a trait à Énergir, même si les volumes et les revenus sont relativement comparables à ceux d'ATCO Gas et de Fortis BC, le nombre de clients est considérablement plus faible, ce qui témoigne encore une fois de la plus forte prépondérance du secteur industriel pour Énergir et de l'attrait de l'électricité. »

(ii)

Tableau 3 : Clients, volumes et revenus par distributeur
Canada, 2020

Distributeurs	Clients	Volumes	Revenus
	En milliers	En millions m ³	En millions \$
Énergir	210	5 860	1 264
Gazifère	43,5	194	52
ATCO Gas	1 247	7 208	1 539
Enbridge Gas*	3 800	12 450	3 631
Fortis BC	1 054	5 780	1 335

* Enbridge Gas et Union Gas ont fusionné le 1^{er} janvier 2019
Sources : Rapports annuels de Énergir, Gazifère, ATCO Gas, Enbridge et Fortis BC, analyse Aviseo 2021

(iii) « Il est intéressant de mentionner que plusieurs entreprises de distribution de gaz naturel (ex : Southern California Gas et San Diego Gas & Electric) qui considèrent l'opportunité de mélanger le gaz naturel à l'hydrogène sont considérablement plus grandes que Gazifère¹³⁴. Si les risques d'approvisionnement et ceux relatifs au développement d'une filière de l'hydrogène sont amplifiés par la taille de Gazifère, ces risques sont également pertinents pour Énergir. En effet, le Québec est un petit joueur dans le marché nord-américain et il existe un risque réel que l'hydrogène produit au Québec puisse être acheté ailleurs au Canada ou aux États-Unis ou alors dans un secteur autre que celui de la distribution de gaz naturel¹³⁵. Des problèmes

d'approvisionnement impliqueraient qu'Énergir et Gazifère seraient davantage à risque de ne pas verdir leur réseau suffisamment rapidement pour rencontrer les cibles du gouvernement du Québec quant à la transition énergétique. »

(Notes de bas de page omises)

Demandes :

- 5.1 En lien avec la référence (i), veuillez confirmer que la taille des gazières au Québec a toujours été de petite taille comparativement aux autres gazières.
- 5.2 En lien avec la référence (ii), veuillez donner l'évolution de la taille des gazières du Québec comparativement aux autres gazières canadiennes de 2010 à 2021. Veuillez produire l'information en vous basant sur le modèle du tableau 3.
- 5.3 Étant donné la situation décrite à la référence (iii), veuillez élaborer sur les initiatives entreprises par Énergir et Gazifère pour mitiger le risque d'approvisionnement en hydrogène vert.

BIBLIOGRAPHIE

6. Référence : (i) EGI-1, pièce [B-0028](#), p. 41 à 45.

Préambule :

- (i) « *Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), 2020. Étude sur 26 le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique – Volet D : Propositions pour le déploiement de l'hydrogène vert au Québec. Rapport préparé pour Transition énergétique Québec. Polytechnique Montréal. »*
- (ii) « *Cyrs, T., Feldmann, J., & Gasper, R. (2021). Renewable Natural Gas as a Climate Strategy: Guidance for State Policymakers. World Resources Institute. »*
- (iii) « *Deloitte/WSP (2018). Production québécoise de gaz naturel renouvelable (GNR) : un levier pour la transition énergétique. Évaluation du potentiel technico-économique au Québec (2018-2030). »*
- (iv) « *Roy, J. & Demers, M. (2019). La filière de l'hydrogène: un avantage stratégique pour le Québec. »*
- (v) « *Tanguy, P., Chaouki, J., Fradette, L., Neisiani, M., & Savadogo, O. (2020). Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique – Volet A : Portrait régional, canadien et international actuel de l'économie de l'hydrogène. Rapport préparé pour Transition énergétique Québec. Polytechnique Montréal. »*

Demande :

- 6.1 Pour les références mentionnées en préambule (i) à (v), bien vouloir nous fournir les liens et/ou copies de ces documents.