C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

HQD - Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2020-2029

Examen du projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré (le Projet)

DOSSIER : R-4110-2019, Phase 2

Rapport du GRAME

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Pour le Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 6 juin 2022

MANDAT

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM.

Table des matières

Mandat 2

I. Analyse économique associée au remplacement des systèmes de chauffage au mazout, considérant le raccordement prévu du réseau des IDLM au réseau intégré 4

1.1 Mise en contexte 4

1.2 Analyse 5

1.3 Conclusions et recommandations du GRAME 10

II. Analyse économique associée à la hausse du prix des droits d'émission de GES, considérant la tarification canadienne du carbone 11

2.1 Mise en contexte 11

2.2 Analyse 11

2.3 Conclusions et recommandations 15

III. Scénario S-3 (Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé), avec utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de pointe) 15

3.1 Mise en contexte 15

3.2 Analyse économique comparative des scénarios S-2 (Raccordement / Centrale réserve froide) et S-3 (Raccordement / Centrale en GDP) 16

3.2.1 Analyse comparative / variable coût du carburant 16

3.2.2 Conclusions et recommandations 20

3.3 Enjeu de pérennité de l'utilisation de la centrale en mode GDP (S-3) 20

3.3.1 Mise en contexte 20

3.3.2 Analyse 21

4. Le cycle vie et le choix des scénarios 23

5. Transition énergétique 25

5.1 Conclusion et recommandation 27

Annexe I : Electricity Generation Options : Energy Payback Ratio : Comparing Energy Options, par M. Luc Gagnon, pour la Direction – Environnement d'Hydro-Québec, juillet 2005.

I. ANALYSE ÉCONOMIQUE ASSOCIÉE AU REMPLACEMENT DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE AU MAZOUT, CONSIDÉRANT LE RACCORDEMENT PRÉVU DU RÉSEAU DES IDLM AU RÉSEAU INTÉGRÉ

1.1 Mise en contexte

Dans le contexte du raccordement des IDLM au réseau intégré, lequel est prévu pour 2025-2026, le GRAME se questionne sur l'application du *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* (ci-après, le « Règlement »), considérant que ce réseau autonome serait dès lors raccordé au réseau intégré du Distributeur.

Le Distributeur indique avoir mis en place un plan de transition visant un virage énergétique, en effectuant le remplacement graduel des systèmes de chauffage au combustible des clients participant au programme (PUEÉ) par des équipements à l'électricité[1]. Il a également pris en compte les revenus additionnels associés à la croissance de la charge entraînée par la fin graduelle du programme d'utilisation[2].

Le *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* « interdit, à compter du 31 décembre 2023, de réparer ou de faire réparer une chaudière, un générateur d'air chaud ou un chauffe-eau fonctionnant en tout ou en partie au mazout lorsque cet appareil se trouve dans un bâtiment résidentiel existant […] » :

> 7. Il est interdit, à compter du 31 décembre 2023, de réparer ou de faire réparer une chaudière, un générateur d'air chaud ou un chauffe-eau fonctionnant en tout ou en partie au mazout lorsque cet appareil se trouve dans un bâtiment résidentiel existant et qu'il y a été installé :
>
> 1° dans le cas d'une chaudière ou d'un générateur d'air chaud, plus de 20 ans auparavant;
>
> 2° dans le cas d'un chauffe-eau, plus de 10 ans auparavant.
>
> Pour l'application du présent règlement, est une « réparation » tout travail effectué sur un appareil visé au premier alinéa pour le remettre en bon état à l'exception :
>
> 1° d'un entretien visé à l'annexe L de la version la plus récente de la norme CSA B139, « Code d'installation des appareils de combustion au mazout », publiée par le groupe CSA;
>
> 2° d'une réparation ou d'un remplacement d'un moteur de l'appareil ou d'une composante mobile actionnée par ce moteur;
>
> 3° d'une réparation ou d'un remplacement d'une composante électronique ou électrique liée aux contrôles de fonctionnement et de sécurité de l'appareil.
>
> Malgré le paragraphe 1° du deuxième alinéa, la réparation ou le remplacement de la chambre de combustion ou de l'échangeur de chaleur d'un appareil sont interdits. (Notre souligné)
>
> Référence : Règlement sur les appareils de chauffage au mazout, art. 7

[1] R-4110-2017, B-0204 Stratégie de conversion de réseau des IDLM à des énergies renouvelables, p. 10
[2] R-4110-2017, B-0204 Stratégie de conversion de réseau des IDLM à des énergies renouvelables, p. 10

Considérant cette interdiction, le GRAME s'interroge sur la stratégie relative aux ajouts de charges électriques que le Distributeur adoptera pour tenir compte d'une accélération de la conversion des systèmes de chauffage fonctionnant au mazout, et sur sa prise en compte dans l'analyse économique des revenus additionnels d'une conversion accélérée.

Concernant le PUEÉ, le GRAME soumet que celui-ci vise notamment à fournir une aide financière pour l'entretien et le dépannage des systèmes de chauffage au mazout, alors que le *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* interdit à compter du 31 décembre 2023 toute réparation, de même que tout travail effectué sur une chaudière et un générateur d'air chaud (installé depuis plus de 20 ans) ainsi que sur un chauffe-eau (installé plus de 10 ans auparavant) sous réserve de certaines exceptions prévues au Règlement (art. 7 du Règlement).

1.2 Analyse

Considérant que pour Cap-aux-Meules, le Plan d'approvisionnement 2020-2029 n'indique plus de besoins ni en puissance ni en énergie et ce, à partir de la date prévue de raccordement, une question se pose : Cap-Aux-Meules sera-t-il toujours considéré à titre de réseau autonome au sens du Règlement sur les appareils de chauffage au mazout ?

TABLEAU 7.3-1-A :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – CAP-AUX-MEULES

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croiss. annuelle moy. 2019-2029
Nombre d'abonnements résidentiels	**6 838**	**6 877**	**6 902**	**6 922**	**6 938**	**6 947**	**6 952**					
Ventes (GWh)	**177,17**	**180,16**	**182,15**	**184,52**	**186,77**	**189,47**	**190,92**					
dont résidentiel	*100,32*	*102,64*	*104,38*	*106,39*	*108,34*	*110,57*	*111,93*					
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,56	21,92	22,17	22,45	22,73	23,06	23,23					
Besoins en énergie (GWh)	**198,73**	**202,08**	**204,31**	**206,97**	**209,50**	**212,53**	**214,15**					
Besoins en puissance à la pointe (MW)[1]	**43,71**	**44,62**	**45,45**	**46,25**	**47,00**	**47,74**						
	2019	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	
Utilisation efficace de l'énergie :												
Besoins en énergie (GWh)	46,26	44,51	42,16	39,82	37,48	35,14	32,79					
Besoins en puissance à la pointe (MW) [1]	14,63	13,88	13,13	12,38	11,63	10,88						

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

Référence : R-4110-2019, B-0010, Tableau 7.3-1-A, Prévision de la demande Cap-Aux-Meules, p.55

Le Règlement prévoit que les dispositions des interdictions prévues à la section II s'appliquent à **tout bâtiment résidentiel raccordé notamment au réseau de distribution d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité**, à l'exception des bâtiments résidentiels raccordés à un réseau autonome de distribution d'électricité de cette dernière :

> SECTION II INTERDICTIONS
>
> 4. Les dispositions de la présente section s'appliquent, dans la mesure qui y est prévue, à tout bâtiment résidentiel raccordé soit à un réseau municipal ou privé d'électricité régi par la Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité (chapitre S-41), au réseau de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville régie par la Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité (1986, chapitre 21) ou au réseau de distribution d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, à l'exception des bâtiments résidentiels

raccordés à un réseau autonome de distribution d'électricité de cette dernière. (Nos soulignés)

Référence : Règlement sur les appareils de chauffage au mazout, art. 4

En réponse à une demande du GRAME visant à savoir si le réseau des IDLM, en tout ou en partie, sera considéré à titre de réseau autonome suite à son raccordement aux IDLM, le Distributeur soumet que le maintien de la centrale de Cap-aux-Meules implique la possibilité pour ce réseau de pouvoir continuer à opérer en tant que réseau autonome. Le Distributeur soumet également que le critère de fiabilité (N-1) x 90 % pour les réseaux autonomes est appliqué :

Réponse :

Tel qu'indiqué à la preuve, le scénario privilégié par le Distributeur consiste en un raccordement au réseau intégré avec le maintien de la centrale de Cap-aux- Meules. La centrale servira donc notamment à alimenter le réseau des IDLM en cas d'indisponibilité du lien câblé, que ce soit pour de l'entretien ou en cas de bris. La possibilité, pour le réseau des IDLM, de pouvoir continuer à opérer en tant que réseau autonome, fait donc partie de la stratégie privilégiée et c'est le critère de fiabilité (N-1) x 90 %, applicable aux réseaux autonomes, qui est d'ailleurs appliqué. (Nos soulignés)

Référence : R-4110-2019, B-0260, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 1.5

En réponse à une demande de l'AHQ-ARQ, le Distributeur précise que *l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP ne correspond pas à une indisponibilité*[3] et que *considérant le fait qu'aucune contrainte ou modalité ne serait imposée pour l'utilisation de la centrale, aucun taux de réserve n'a été pris en compte dans l'analyse.*[4] En d'autres mots, outre la question de l'analyse économique, la centrale n'est indispensable que pour les besoins d'entretien du lien de raccordement au réseau intégré.

Selon le GRAME, le critère de fiabilité (N-1) x 90 % applicable aux réseaux autonomes ne devrait pas être utilisé pour justifier que le réseau n'est pas raccordé au sens du Règlement sur les appareils de chauffage au mazout. De l'avis du GRAME, ce Règlement s'applique à tout bâtiment résidentiel raccordé au réseau de distribution d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité et vise directement les clients qui utilisent un système de chauffage au mazout. L'utilisation de la centrale pour des besoins d'entretien, ou pour en réduire les coûts en mode GDP, ne peut pas constituer un argument valable de dérogation à l'interdiction, à compter du 31 décembre 2023, de *réparer ou de faire réparer une chaudière, un générateur d'air chaud ou un chauffe-eau fonctionnant en tout ou en partie au mazout lorsque cet appareil se trouve dans un bâtiment résidentiel existant*, sous réserve de certaines exceptions prévues au Règlement :

[3] B-0253 (AHQ-ARQ no 4), RDDR no 12.3
[4] B-0253 (AHQ-ARQ no 4), RDDR no 3.1

7. Il est interdit, à compter du 31 décembre 2023, de réparer ou de faire réparer une chaudière, un générateur d'air chaud ou un chauffe-eau fonctionnant en tout ou en partie au mazout lorsque cet appareil se trouve dans un bâtiment résidentiel existant et qu'il y a été installé :

1° dans le cas d'une chaudière ou d'un générateur d'air chaud, plus de 20 ans auparavant;

2° dans le cas d'un chauffe-eau, plus de 10 ans auparavant.

Pour l'application du présent règlement, est une « réparation » tout travail effectué sur un appareil visé au premier alinéa pour le remettre en bon état à l'exception :

1° d'un entretien visé à l'annexe L de la version la plus récente de la norme CSA B139, « Code d'installation des appareils de combustion au mazout », publiée par le groupe CSA;

2° d'une réparation ou d'un remplacement d'un moteur de l'appareil ou d'une composante mobile actionnée par ce moteur;

3° d'une réparation ou d'un remplacement d'une composante électronique ou électrique liée aux contrôles de fonctionnement et de sécurité de l'appareil.

Malgré le paragraphe 1° du deuxième alinéa, la réparation ou le remplacement de la chambre de combustion ou de l'échangeur de chaleur d'un appareil sont interdits. (Notre souligné)

Référence : Règlement sur les appareils de chauffage au mazout, art. 7

Concernant le Programme d'utilisation efficace de l'énergie (ci-après, le PUEÉ) en vigueur au 1er avril 2019, celui-ci offre aux clients résidentiels (mazout), moyennant une contribution, l'entretien annuel, le dépannage et les réparations, et pour les clients affaires (mazout), moyennant une contribution, le remboursement de 90% des coûts d'entretien annuel, de dépannage et de réparation, jusqu'à un maximum annuel variable :

TABLEAU 7.8.2 :
PROGRAMME D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE EN VIGUEUR AU 1ER AVRIL 2019

Territoire	Programme	Clientèle	Combustible	Contribution du client	Entretien et dépannage		Subvention			
					Entretien annuel	Dépannage réparation	Remplacement	Conversion	Agrandissement	Nouvelle construction
Îles-de-la-Madeleine	Îles-de-la-Madeleine	Résidentiel	Mazout	30% - 47,95 ¢/litre	Inclus	Inclus	Si équipement non fonctionnel : remplacé par équipement à l'électricité. Montant maximum déterminé. (1)	N/A	N/A	N/A
			Propane	30% - 40,75 ¢/litre	Inclus	Inclus		N/A	N/A	N/A
		Affaires	Mazout	10% - 66,32 ¢/litre	90 % des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement		Traité au cas le cas Programme EE Affaires	N/A	N/A	N/A
			Propane	10 % - 56,35 ¢/litre	90 % des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement		Traité au cas le cas Programme EE Affaires	N/A	N/A	N/A

Référence : R-4110-2019, **B-0010**, Tableau 7.8.2, Programme d'utilisation efficace de l'énergie en vigueur au 1er avril 2019, p. 82

En réponse à une demande du GRAME visant à savoir si le Distributeur compte modifier son offre au PUEÉ relative au dépannage/réparation des équipements de chauffage au mazout d'ici le 31 décembre 2023, le Distributeur énonce que l'interdiction de réparation prévue au Règlement *ne s'applique pas aux bâtiments résidentiels raccordés à un réseau autonome*[5], et qu'il *assurera l'entretien et le dépannage des équipements de chauffage au*

[5] R-4110-2019, B-0260, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 1.1

mazout d'ici le raccordement du réseau des IDLM.[6] Le Distributeur indique toutefois qu'il va accompagner le client pour une conversion de ses équipements vers l'électricité dans le cas notamment d'un bris d'équipement ou de rénovations majeures. Le GRAME est satisfait de l'intention annoncée par le Distributeur :

> Réponse :
>
> D'abord, le Distributeur souligne que la disposition du Règlement reproduite à la référence i) ne s'applique pas aux bâtiments résidentiels raccordés à un réseau autonome.
>
> Cela étant, dans le cadre du PUEÉ, le Distributeur assurera l'entretien et le dépannage des équipements de chauffage au mazout d'ici le raccordement du réseau des IDLM. Toutefois, advenant un bris d'équipement ou la nécessité d'effectuer des rénovations majeures, le Distributeur accompagnera le client dans la conversion des équipements au mazout vers des équipements électriques.
>
> Référence : R-4110-2019, B-0260, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 1.1

Par ailleurs, le Distributeur précise que sa clientèle sera accompagnée afin d'éviter un bris de service en période hivernale :

> Réponse :
>
> La clientèle du PUEÉ sera accompagnée en amont et en aval du raccordement du réseau des IDLM par le Distributeur afin d'assurer une conversion adéquate des équipements de chauffage fossile et, aussi, éviter un bris de service en période hivernale.
>
> Référence : R-4110-2019, B-0260, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 1.3

Quant à la question visant à savoir si le Distributeur pourrait envisager une accélération de la conversion des systèmes de chauffage accompagnée de mesures d'efficacité énergétique (thermopompe, etc.) afin d'éviter des bris de service en période hivernale, au lieu d'une conversion graduelle, le Distributeur indique que d'un point de vue économique, il n'est pas rentable d'accélérer la conversion des équipements vers l'électricité :

> Réponse :
>
> D'un point de vue économique, il n'est pas rentable pour le Distributeur d'accélérer la conversion des équipements de chauffage au combustible vers l'électricité même si elle s'accompagne de mesures d'efficacité énergétique. Cependant, si l'équipement est en fin de vie utile ou présente un besoin de rénovation majeure, le Distributeur accompagnera le client dans la conversion de ses équipements de chauffage à l'électricité et encouragera l'implantation de mesures d'efficacité énergétique, comme, par exemple, l'installation de la thermopompe efficace pour minimiser l'impact sur la centrale de Cap-aux-Meules.
>
> Référence : R-4110-2019, B-0260, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 1.4

---

[6] R-4110-2019, B-0260, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 1.1

Le Distributeur indique avoir pris en compte les revenus associés à la croissance de la charge entraînée par la fin graduelle du programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) :

> **2.2.4. Réduction des coûts d'approvisionnement**
>
> Le Distributeur a évalué, pour chacun des scénarios analysés, les coûts d'investissement et l'ensemble des charges d'exploitation et de maintenance, incluant les coûts du combustible, ceux associés à l'émission de GES et aux achats d'électricité, et ce, pour la durée de l'analyse (2021 à 2067), correspondant à 40 ans suivant la mise en service projetée du scénario de raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie en 2027.
>
> Dans son analyse économique, le Distributeur a également pris en compte les revenus additionnels associés à la croissance de la charge entraînée par la fin graduelle du programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ), et la valeur résiduelle des actifs au terme de la durée de l'étude. (Nos soulignés)
>
> Référence : R-4110-2019, B-0204, p. 10

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur confirme avoir pris en compte l'esprit du *Règlement sur les appareils de chauffage au mazou*t dans l'estimation de la croissance de la charge *puisqu'elle intègre la fin du programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ),* bien que le Distributeur maintienne qu'il *ne s'applique pas aux systèmes dans les bâtiments résidentiels en réseaux autonomes*[7] *:*

> **Réponse :**
>
> Le Distributeur confirme que la prévision de la demande au présent dossier prend en compte l'esprit du *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* (le Règlement), puisqu'elle intègre la fin du programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) et ce, malgré le fait que le Règlement ne s'applique pas aux systèmes dans les bâtiments résidentiels en réseaux autonomes.
>
> […]
>
> Référence : R-4110-2019, B-0260, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 1.6

Le Distributeur indique qu'afin de limiter l'impact de la conversion des systèmes de chauffage, il prévoit le déploiement de mesures d'efficacité énergétique additionnelles dans sa prévision de la demande et qu'il envisage d'adapter son offre pour l'acquisition de thermopompes efficaces :

> La fin graduelle du PUEÉ, qui aura pour impact la conversion des systèmes de chauffage du mazout à tout à l'électricité (TAÉ), est également prise en compte pour l'ensemble des scénarios, à l'exception du statu quo. Afin de limiter l'impact de la conversion des systèmes de chauffage, le Distributeur intègre le déploiement de mesures d'efficacité énergétique additionnelles dans sa prévision de la demande. Le Distributeur offre déjà des appuis financiers et des services d'accompagnement personnalisés pour inciter les clients

[7] R-4110-2019, B-0260, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 1.6

industriel et affaires importants, tels que Mines Seleine, le CISSS des Îles et la résidence pour aînés Résidence Plaisance des Îles, à implanter des mesures d'efficacité énergétique. Concernant la clientèle résidentielle, le Distributeur envisage d'adapter son offre pour l'acquisition de thermopompes efficaces. Des solutions accessibles et disponibles localement seront privilégiées pour assurer une bonne participation de la clientèle. L'ajout de ces mesures d'efficacité énergétique permettra de réduire de plus de 5 MW et 20 GWh par année la charge projetée, trois ans après la mise en service du scénario privilégié visant la source principale d'alimentation. (Nos soulignés)

Référence : R-4110-2019, B-0204, p. 11-12

En réponse à une demande du GRAME en lien avec les interdictions prévues à l'article 7 du *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout*, le Distributeur indique qu'il analyse la possibilité de bonifier le programme *Thermopompes efficaces :*

Réponse :

Le programme *Thermopompes efficaces* d'Hydro-Québec est déjà offert à la clientèle des IDLM au même titre qu'à la clientèle de l'ensemble du Québec depuis février 2021. Le Distributeur analyse actuellement la possibilité de bonifier ce programme pour la clientèle résidentielle aux IDLM, spécifiquement pour le réseau alimenté par la centrale thermique de Cap-aux-Meules.

Référence : R-4110-2019, B-0260, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 1.7

1.3 Conclusions et recommandations du GRAME

Dans le contexte du raccordement des IDLM au réseau intégré, lequel est prévu pour 2025-2026, le GRAME est d'avis que le *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* s'appliquera lorsque ce réseau autonome sera raccordé au réseau intégré.

En effet, le Règlement prévoit que les dispositions des interdictions s'appliquent à **tout bâtiment résidentiel raccordé notamment au réseau de distribution d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité**, à l'exception des bâtiments résidentiels raccordés à un réseau autonome de distribution d'électricité de cette dernière.

Le GRAME est d'avis que le critère de fiabilité (N-1) x 90 %, applicable aux réseaux autonomes ne devrait pas être utilisé pour démontrer que le réseau n'est pas raccordé au sens du Règlement. L'utilisation de la centrale pour des besoins d'entretien, ou pour en réduire les coûts en mode GDP, ne peut pas constituer un argument valable de dérogation à l'interdiction, à compter du 31 décembre 2023, de *réparer ou de faire réparer une chaudière, un générateur d'air chaud ou un chauffe-eau fonctionnant en tout ou en partie au mazout lorsque cet appareil se trouve dans un bâtiment résidentiel existant,* sous réserve de certaines exceptions prévues au Règlement (art. 7 du Règlement).

Concernant le Programme d'utilisation efficace de l'énergie, bien que le Distributeur soumette que le Règlement ne s'applique pas au réseau des IDLM, il entend accompagner tout client lors d'une conversion de ses équipements vers l'électricité dans les cas d'un bris

d'équipement ou de rénovations majeures. Le GRAME est satisfait de l'intention annoncée par le Distributeur, l'objectif du Règlement étant d'éviter de maintenir des équipements de chauffage alimentés au mazout lorsqu'ils sont en fin de vie utile. Finalement, le Distributeur indique que sa clientèle sera accompagnée afin d'éviter un bris de service en période hivernale.

Au demeurant, le GRAME recommande d'accélérer la conversion des équipements de chauffage au mazout vers l'électricité, particulièrement pour les équipements de chauffage en fin de vie utile, soit ceux installés depuis plus de 20 ans. À cet effet, le GRAME recommande une campagne de sensibilisation aux problématiques pouvant survenir en période hivernale lors d'un bris de service. Bien que d'un point de vue économique, une accélération de la conversion aura des coûts, la fiabilité de l'alimentation énergétique de la clientèle devrait être une priorité pour le Distributeur.

II. ANALYSE ÉCONOMIQUE ASSOCIÉE À LA HAUSSE DU PRIX DES DROITS D'ÉMISSION DE GES, CONSIDÉRANT LA TARIFICATION CANADIENNE DU CARBONE

2.1 Mise en contexte

Le GRAME, en lien avec son intérêt lié à la réduction des émissions de GES et l'atteinte de la carboneutralité, soumet que la tarification canadienne sur le carbone doit être prise en compte dans l'analyse économique, laquelle pourrait influencer le choix final retenu.

Le Distributeur indique que l'analyse des scénarios tient compte notamment de la projection des coûts de combustible et des droits d'émission de GES. Le GRAME souhaite s'assurer que l'évaluation des coûts relatifs aux droits d'émission de GES tienne compte non seulement de ceux associés au SPEDE, mais également de la tarification canadienne sur le carbone qui pourrait avoir un impact à la hausse sur le scénario retenu par le Distributeur d'utiliser la centrale thermique en pointe (GDP). Cet enjeu est important, compte tenu de la priorisation de ce scénario (S-3), lequel prévoit l'utilisation de la centrale pour 100 heures par année, et l'abandon de celui relatif à un branchement électrique complet.

2.2 Analyse

La tarification canadienne sur le carbone permet d'exempter les provinces et territoires ayant un système de tarification sur le carbone, comme le Québec avec le SPEDE. Cependant, cette tarification doit être *conforme aux normes nationales minimales de rigueur, soit les critères du « modèle »*. Il faudra donc suivre attentivement si la province du Québec en restera exemptée dans un avenir plus ou moins rapproché, compte tenu du scénario S-3 (Raccordement avec centrale GDP à la pointe) retenu par le Distributeur.

Le modèle fédéral de tarification de la pollution par le carbone

La tarification de la pollution par le carbone réduit les émissions et encourage l'innovation. Elle encourage les réductions dans l'ensemble de l'économie tout en accordant aux ménages et aux entreprises la souplesse leur permettant de décider quand et comment ils souhaitent apporter des changements. Par ailleurs, elle incite les entreprises canadiennes à mettre au point et à adopter de nouveaux produits, processus et services à faibles émissions de carbone.

Depuis 2019, le gouvernement a fait en sorte qu'il n'est plus permis de polluer gratuitement en instaurant un prix minimal sur la pollution par le carbone commençant à 20 dollars par tonne en 2019, et augmentant de 10 dollars par tonne jusqu'à atteindre 50 dollars en 2022.

L'approche de tarification de la pollution par le carbone du gouvernement donne aux provinces et territoires la souplesse de mettre en place le type de système qui convient à leur situation, pour autant qu'il soit conforme aux normes nationales minimales de rigueur, soit les critères du « modèle ».

Cette approche reflète aussi le leadership qu'ont démontré certaines provinces. L'Alberta et le Québec ont montré la voie en 2007 : l'Alberta, grâce à son système de tarification de la pollution par le carbone pour l'industrie lourde, et le Québec, grâce à sa taxe sur le carbone qui est devenue son système de plafonnement et d'échange en 2013. En 2008, la Colombie Britannique a instauré une taxe sur le carbone à l'échelle de son économie. En 2016, le gouvernement du Canada a publié l'Approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone qui visait à augmenter le prix du carbone à 50 dollars par tonne en 2022, à définir les critères du modèle et à établir un système fédéral qui servirait de « filet de sécurité » en cas de besoin. Au cours des années suivantes, les gouvernements à l'échelle du pays ont mis en place d'autres systèmes de tarification du carbone qui satisfaisaient aux critères du modèle. Ainsi, à compter de 2019, le Canada a mis en place des systèmes de tarification du carbone dans l'ensemble du pays.

Il s'agit là d'un accomplissement historique. Le leadership canadien en matière de tarification du carbone a été reconnu partout dans le monde. Sur cette page, vous trouverez de plus amples renseignements sur la mise à jour du modèle fédéral de tarification de la pollution par le carbone ainsi que les liens vers toutes les publications les plus récentes concernant le modèle pour la période allant de 2023 à 2030.

Augmentation du prix du carbone de 2023 à 2030

Afin d'accélérer l'adoption par le marché des technologies et des pratiques nécessaires à la réduction des émissions et pour bâtir une économie prospère à faibles émissions de carbone, le Canada a proposé dans le cadre d'*Un environnement sain et une économie saine* d'augmenter le prix sur la pollution par le carbone annuellement à un taux de 15 dollars par tonne de 2023 à 2030.

Suite à la mobilisation des provinces, des territoires et des leaders autochtones, le prix minimal de la pollution par le carbone (pour les systèmes de tarification directe) augmentera de 15 dollars par tonne annuellement à compter de 2023 jusqu'en 2030. Les Canadiens résidant dans une administration assujettie au système fédéral, et dans laquelle le gouvernement fédéral remet les produits issus de la redevance sur les combustibles par le biais de paiements de l'Incitatif à agir pour le climat, continueront de recevoir des rabais qui augmente chaque année au fur et à mesure que le prix du carbone augmente. (Nos soulignés)

Référence : Le modèle fédéral de tarification de la pollution par le carbone

Selon le modèle fédéral de tarification de la pollution par le carbone, la taxe du carbone serait fixée à 50 $ en 2022, pour augmenter de 15 $ annuellement jusqu'en 2030 et donc se situer à 170 $ la tonne en 2030.

[redacted].

Toutefois, on doit considérer le coût du carburant qui sera sujet à l'augmentation du prix de la taxe québécoise sur les carburants, de même qu'à la conformité à la tarification canadienne de la pollution par le carbone.

Pourtant, dans sa preuve, le Distributeur indique que l'analyse probabiliste selon la méthode de simulation Monte Carlo permet d'évaluer la sensibilité économique liée notamment à la projection des coûts du combustible et des droits d'émissions de GES.

> 2.2.4. Réduction des coûts d'approvisionnement
>
> Le Distributeur a évalué, pour chacun des scénarios analysés, les coûts d'investissement et l'ensemble des charges d'exploitation et de maintenance, incluant les coûts du combustible, ceux associés à l'émission de GES et aux achats d'électricité, et ce, pour la durée de l'analyse (2021 à 2067), correspondant à 40 ans suivant la mise en service projetée du scénario de raccordement par câbles sous-marins via la Gaspésie en 2027.
>
> Dans son analyse économique, le Distributeur a également pris en compte les revenus additionnels associés à la croissance de la charge entraînée par la fin graduelle du programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ), et la valeur résiduelle des actifs au terme de la durée de l'étude.
>
> Afin de mesurer l'incertitude économique des scénarios analysés, le Distributeur a ensuite effectué une analyse probabiliste selon la méthode de simulation Monte Carlo. Cette approche a permis de bien évaluer la sensibilité économique liée à l'incertitude sur les coûts d'investissement, la projection des coûts de combustible et des droits d'émission de GES, et sur les autres coûts considérés, tel que présenté à la section 3.3.4. (Nos soulignés)
>
> Références : R-4110-2019, B-0204, p.10

Présentement, le coût des droits d'émission réglementaires (par tonne de GES) pour le SPEDE se détaille, selon les prévisions du Distributeur, bien en deçà de la tarification canadienne sur le carbone :

Coûts des droits d'émission – réglementaire	**2022**	**2030**
Prix des GES, avant majoration ($US/t)	[redacted]	[redacted]
Majoration annuelle	[redacted]	[redacted]
Prix des GES, après majoration ($US/t)	[redacted]	[redacted]
Prix des GES ($CA/t)	[redacted]	[redacted]

[redacted]

Le GRAME demandait au Distributeur si le modèle de calcul des coûts intègre des ajustements qui permettraient de s'aligner avec le coût minimal de la taxe canadienne sur le carbone. Il s'agit ici de comprendre comment le prix du combustible utilisé par la centrale en mode GDP pourrait évoluer via la taxe québécoise sur les carburants, qui devra s'ajuster avec le coût minimal de la taxe canadienne sur le carbone. Nous comprenons que pour le moment, le Distributeur n'est pas assujetti directement au modèle fédéral sur la taxe du carbone, comme le précise le Distributeur :

> 2.1. Veuillez préciser comment le modèle intègre la taxe carbone considérant la mise en vigueur de la tarification canadienne sur le carbone, permettant de prévoir les ajustements au SPEDE qui seront nécessaires au coût minimal de la taxe carbone ?
>
> **Réponse** :
>
> Le Distributeur n'est pas assujetti au modèle fédéral sur la taxe carbone puisque le Québec possède un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre considéré comme fonctionnel. Les règlements encadrant le système dont fait partie le Québec et la Californie établissent la croissance annuelle du prix de vente minimal de la tonne de GES à 5 % plus l'inflation. Les coûts se rapportant aux émissions de GES pour chacun des scénarios apparaît dans le fichier Excel, déposé sous pli confidentiel comme pièce HQD-12-11.02.xlsx, onglet « GES ».
>
> Référence : R-4110-2019, B-0260, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 2.1

Nous sommes d'avis que la taxe canadienne sur le carbone pourrait affecter sensiblement le prix du combustible pour la solution privilégiée (S-3) par le Distributeur dans un avenir plus ou moins rapproché. Les taux applicables pour les provinces et territoires assujettis[8] sont les suivants :

Tableau 1. Taux progressifs de la redevance fédérale sur les combustibles pour certains combustibles

Type de combustible	Unité (taux en dollars par unité)	2019-2020 (20 $/tonne)	2020-2021 (30 $/tonne)	2021-2022 (40 $/tonne)	2022-2023 (50 $/tonne)
Carburéacteur	litre	0,0498	0,0747	0,0995	0,1244
Essence	litre	0,0442	0,0663	0,0884	0,1105
Mazout léger (diesel)	litre	0,0537	0,0805	0,1073	0,1341
Propane	litre	0,0310	0,0464	0,0619	0,0774
Gaz naturel commercialisable	mètre cube	0,0391	0,0587	0,0783	0,0979

Référence : Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre : Rapport annuel au parlement pour 2020 - Canada.ca

[8] Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre : Rapport annuel au parlement pour 2020 - Canada.ca : 2.1.1. Endroits où s'applique la redevance sur les combustibles : En 2020-2021, la redevance fédérale sur les combustibles s'est appliquée en Ontario, au Manitoba, en Saskatchewan, en Alberta, au Yukon et au Nunavut, selon la liste de la partie 1 de l'annexe 1 de la Loi.

De plus, l'augmentation du prix du diesel[9], [redacted] Cet aspect sera davantage élaboré à la prochaine section (section III).

2.3 Conclusions et recommandations

Le GRAME est d'avis que le scénario S-3 comporte sa part d'imprévisibilité sur le coût des carburants, notamment en lien avec l'harmonisation éventuelle du *système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission* (SPEDE) avec la tarification canadienne sur le carbone, considérant l'horizon de l'analyse économique soumise par le Distributeur.

Il faudra donc suivre attentivement si la province de Québec en restera exemptée dans un avenir plus ou moins rapproché, compte tenu du scénario S-3 (Raccordement avec centrale GDP à la pointe) retenu par le Distributeur.

Nous aborderons plus en détails l'intérêt de considérer le scénario S-2 dans les choix à privilégier en lien avec la croissance des coûts des carburants à la section suivante.

III. SCÉNARIO S-3 (RACCORDEMENT AU MOYEN DE CÂBLES SOUS-MARINS VIA LA GASPÉSIE (PERCÉ), AVEC UTILISATION DE LA CENTRALE DE CAP-AUX-MEULES EN GESTION DE POINTE)

3.1 Mise en contexte

Le GRAME, en lien avec son intérêt lié à la réduction des émissions de GES, prône une réduction maximale de l'utilisation du mazout.

Le Distributeur retient trois scénarios (**S-3** Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé), avec utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de pointe, **S-6** Conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié renouvelable (GNL-R) et **S-15** Centrale au GNL-R avec ajout de deux éoliennes) et présente l'analyse économique comparative (réduction des coûts d'approvisionnement) de ceux-ci, de même que la réduction des émissions directes de GES en phase d'exploitation.

À l'instar du Distributeur, pour les raisons évoquées dans le mémo technique de l'IREQ portant sur l'utilisation de carburants renouvelables de substitution (B-0204, Annexe A), le GRAME est d'avis que les scénarios S-6 et S-15 ne devraient pas être retenus. En ce qui concerne le scénario S-3, le GRAME a des réserves quant à l'utilisation de la centrale thermique de Cap-aux-Meules en GDP. Il soumet que pour choisir ce scénario, au lieu du scénario S-2 (S-2 – Raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé)), bien que ce dernier ne soit pas retenu par le Distributeur parmi les trois scénarios privilégiés,

[9] IQCA (regie-energie.qc.ca) Publication prix diesel

il faudrait que l'un des critères de sélection accorde une importance à la notion de *payback* énergétique.

L'analyse économique portant sur les coûts d'approvisionnement couvre la période allant de 2021 à 2067 et prévoit que les scénarios doivent minimalement permettre de réduire les coûts sur cette période.

3.2 Analyse économique comparative des scénarios S-2 (Raccordement / Centrale réserve froide) et S-3 (Raccordement / Centrale en GDP)

3.2.1 Analyse comparative / variable coût du carburant

Le scénario S-3 comporte le raccordement au moyen de câbles sous-marins via la Gaspésie (Percé), avec utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en gestion de pointe, laquelle serait utilisée pour un total de 100 heures par année comme moyen de GDP, en plus de l'utilisation prévue au scénario S-2, donc pour une durée supérieure au temps requis pour l'utilisation prévue au scénario S-2.

> Ce concept est identique au scénario S-2, à la différence de l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de gestion de la pointe (moyen de GDP) du réseau intégré afin d'alimenter la charge des IDLM. Pour les fins de l'analyse, le Distributeur considère que la centrale serait démarrée pour un total de 100 heures par année comme moyen de GDP, en sus de l'utilisation mentionnée au scénario S-2. (Notre souligné)
>
> Références : R-4110-2019, B-0204, p.13

Cependant, le GRAME constate que les scénarios S-3 et S-2 ont des coûts très similaires d'exploitation en carburant : S-2 (328 M $) et S-3 (329 M $) :

TABLEAU R-5.2.4 :
VENTILATION DES COÛTS SELON LA MÉDIANE EN M$ ACTUALISÉS 2021,
INCLUANT LE SCÉNARIO S-2

Coûts ventilés (médianes) M$ actualisés 2021	S16 GNL-R +Éolien 26,8 MW	S8 Éolien 26,8 MW +diésel	S15 GNL-R +Éolien 13,4 MW	S17 GNL-R +Éolien 13,4 MW+	S3 Raccord (Percé) + centrale	S6 GNL-R	S7 Éolien 13,4 MW +diésel	S9 Éolien en mer 36 MW	S2 Raccord (Percé)	S11 Solaire 10 MW	S12 Solaire 20 MW	S10 Éolien en mer 60 MW	S1 Statu quo	S4 Raccord Nouvelle-Écosse	S14 Biomasse 70 MW +diesel	S13 Biomasse 105 MW
Entretien	354	358	368	368	245	376	375	347	242	394	393	333	382	259	217	83
Exploitation	275	134	293	301	96	321	117	219	96	105	113	300	96	261	466	629
Exploitation - Carburant	705	877	860	817	329	1 083	1 115	666	328	1 368	1 334	466	1 250	468	1 126	1 112
Exploitation - GES	25	235	25	25	28	28	311	175	28	387	377	110	349	38	20	20
Achats énergie éolienne	112	112	111	111	116	114	112	113	116	111	112	113	112	117	111	112
Achats élect. Réseau	0	0	0	0	323	0	0	0	459	0	0	0	0	309	0	0
Taxe services publics	23	18	19	21	67	18	15	33	68	12	14	45	9	61	41	56
PUEÉ	71	71	71	71	71	71	71	72	71	71	71	72	260	71	71	71
Croissance	477	238	376	423	1 059	315	145	786	1 055	44	86	1 267	0	1 078	704	1 056
Pérennité	145	242	144	144	106	149	253	218	105	235	234	140	213	105	85	25
Valeur résiduelles	-37	-64	-30	-33	-9	-21	-53	-134	-9	-33	-37	-142	-34	-30	-8	-2
Revenus additionnels	-96	-96	-96	-96	-96	-96	-96	-98	-96	-96	-96	-97	0	-97	-96	-97
Total	2 053	2 124	2 142	2 153	2 335	2 359	2 364	2 399	2 461	2 598	2 601	2 607	2 638	2 640	2 737	3 066

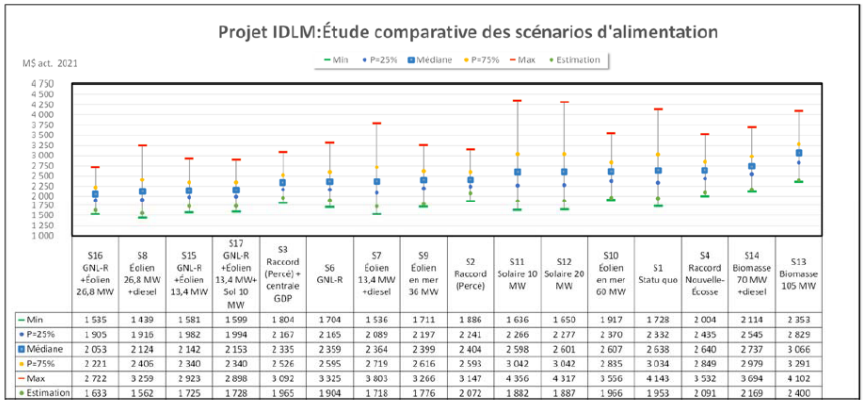
> Références **:** R-4110-2019, B-0248, Réponse du Distributeur à la demande de renseignements no 10 de la Régie, Tableau R-5.2.4, RDDR no 5.2.4

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur indique avoir constaté une erreur dans les résultats de la simulation Monte Carlo du scénario S-2. Les coûts de carburants sont plutôt de 270 M$ act. 2021 pour le scénario S-2, comparativement à 329 M$ act. 2021 pour le scénario S-3, ce qui réduit l'avantage économique du scénario S-3 à 69 M$ act. 2021.

> **Réponse** :

La remarque de l'intervenant est pertinente et a permis au Distributeur de constater une coquille présente dans les résultats de la simulation Monte Carlo du scénario S-2, réalisée dans le cadre de la préparation des réponses à la demande de renseignements no 10 de la Régie (B-0248). Par ailleurs, le Distributeur a constaté une autre erreur dans le graphique des résultats, à la valeur « Estimation » du scénario S-10, pour laquelle on aurait dû lire 1 966 M$ act. 2021, plutôt que 1 875 M$ act. 2021. La figure R-3.1 et le tableau de ventilation des coûts selon la médiane tableau R-3.1 présentent donc une version révisée des résultats de l'analyse.

FIGURE R-3.1 :
ÉTUDE COMPARATIVE DU COÛT DES SCÉNARIOS SELON LA MÉTHODE DE SIMULATION MONTE-CARLO INCLUANT LE SCÉNARIO S-2 – RÉVISÉE



	S16 GNL-R +Éolien 26,8 MW	S8 Éolien 26,8 MW +diesel	S15 GNL-R +Éolien 13,4 MW	S17 GNL-R +Éolien 13,4 MW+ Sol 10 MW	S3 Raccord (Percé) + centrale GDP	S6 GNL-R	S7 Éolien 13,4 MW +diesel	S9 Éolien en mer 36 MW	S2 Raccord (Perce)	S11 Solaire 10 MW	S12 Solaire 20 MW	S10 Éolien en mer 60 MW	S1 Statu quo	S4 Raccord Nouvelle-Écosse	S14 Biomasse 70 MW +diesel	S13 Biomasse 105 MW
Min	1 535	1 439	1 581	1 599	1 804	1 704	1 536	1 711	1 886	1 636	1 650	1 917	1 728	2 004	2 114	2 353
P=25%	1 905	1 916	1 982	1 994	2 167	2 165	2 089	2 197	2 241	2 266	2 277	2 370	2 332	2 435	2 545	2 829
Médiane	2 053	2 124	2 142	2 153	2 335	2 359	2 364	2 399	2 404	2 598	2 601	2 607	2 638	2 640	2 737	3 066
P=75%	2 221	2 406	2 340	2 340	2 526	2 595	2 719	2 616	2 593	3 042	3 042	2 835	3 034	2 849	2 979	3 291
Max	2 722	3 259	2 923	2 898	3 092	3 325	3 803	3 266	3 147	4 356	4 317	3 556	4 143	3 532	3 694	4 102
Estimation	1 633	1 562	1 725	1 728	1 965	1 904	1 718	1 776	2 072	1 882	1 887	1 966	1 953	2 091	2 169	2 400

TABLEAU R-3.1 :
VENTILATION DES COÛTS SELON LA MÉDIANE EN M$ ACTUALISÉS 2020, INCLUANT LE SCÉNARIO S-2 – RÉVISÉ

Coûts ventilés (médianes) M$ actualisés 2021	S16 GNL-R +Éolien 26,8 MW	S8 Éolien 26,8 MW +diésel	S15 GNL-R +Éolien 13,4 MW	S17 GNL-R +Éolien 13,4 MW+ Sol 10 MW	S3 Raccord (Percé) + centrale GDP	S6 GNL-R	S7 Éolien 13,4 MW +diésel	S9 Éolien en mer 36 MW	S2 Raccord (Percé)	S11 Solaire 10 MW	S12 Solaire 20 MW	S10 Éolien en mer 60 MW	S1 Statu quo	S4 Raccord Nouvelle-Écosse	S14 Biomasse 70 MW +diesel	S13 Biomasse 105 MW
Entretien	354	358	368	368	245	376	375	347	242	394	393	333	382	259	217	83
Exploitation	275	134	293	301	96	321	117	219	96	105	113	300	96	261	466	629
Exploitation - Carburant	705	877	860	817	329	1 083	1 115	666	270	1 368	1 334	466	1 250	468	1 126	1 112
Exploitation - GES	25	235	25	25	28	28	311	175	28	387	377	110	349	38	20	20
Achats énergie éolienne	112	112	111	111	116	114	112	113	116	111	112	113	112	117	111	112
Achats élect. Réseau	0	0	0	0	323	0	0	0	459	0	0	0	0	309	0	0
Taxe services publics	23	18	19	21	67	18	15	33	68	12	14	45	9	61	41	56
PUEÉ	71	71	71	71	71	71	71	72	71	71	71	72	260	71	71	71
Croissance	477	238	376	423	1 059	315	145	786	1 055	44	86	1 267	0	1 078	704	1 056
Pérennité	145	242	144	144	106	149	253	218	105	235	234	140	213	105	85	25
Valeur résiduelles	-37	-64	-30	-33	-9	-21	-53	-134	-9	-33	-37	-142	-34	-30	-8	-2
Revenus additionnels	-96	-96	-96	-96	-96	-96	-96	-98	-96	-96	-96	-97	0	-97	-96	-97
Total	2 053	2 124	2 142	2 153	2 335	2 359	2 364	2 399	2 404	2 598	2 601	2 607	2 638	2 640	2 737	3 066

Cette correction a pour effet de diminuer le coût de carburant à la médiane du scénario S-2 à 270 M$ act. 2021, comparativement à 329 M$ act. 2021. L'avantage économique du scénario S-3 par rapport au scénario S-2 demeure favorable, mais est maintenant réduit à 69 M$ act. 2021

Référence : R-4110-2019, B-0260, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.1

De l'avis du GRAME cette différence dans le coût des carburants semble sous-évaluée, compte tenu du nombre de litres de carburant prévu pour chacun des scénarios S-2 et S-3.

En effet, par exemple, le scénario S-2 -Raccordement (Percé) comporte l'utilisation en 2030 de [redacted]M de litres de diesel, au coût estimé de [redacted] $/litre. Le total du coût de diesel sur la durée de l'analyse économique est de [redacted] M$, alors que le scénario S-3-

Raccordement (Percé) + effacement à la pointe comporte l'utilisation [redacted], soit [redacted] de litres, pour un coût supérieur à celui du scénario S-2, soit [redacted].

[redacted]

Référence : R-4110-2019, Extrait du fichier Excel HQD-12-11.02.xlsx, onglet « Sources d'énergie ».

La variable la plus pertinente pour comparer les deux scénarios est nécessairement le prix du carburant puisque la différence entre les scénarios ne porte que sur l'utilisation de la centrale à la pointe. Toutes choses étant égales par ailleurs, outre le prix de l'énergie électrique de long terme, le prix du carburant devrait avoir plus d'impact dans la simulation Monte-Carlo sur les coûts minimaux et maximaux identifiés.

Nous constatons que le prix du carburant diesel est à la hausse de manière significative, [redacted] utilisé par le Distributeur dans sa simulation économique des coûts. En effet, en 2022, le prix estimé par le Distributeur est [redacted] alors que le prix se détaille présentement à 2,19 $/litre.

Régie de l'énergie Québec

Carburant diesel

INDICATEUR QUOTIDIEN DU COÛT D'ACQUISITION (IQCA)

Estimation pour les municipalités régionales de comté et les régions administratives du Québec

(¢/litre)	Indicateurs du 25 mai 2022
Prix minimal à la rampe de chargement de Montréal du 24 mai 2022 (1)	161,20¢
Taxe d'accise fédérale (TAF) :	4,00¢
Taux de base de la taxe sur les carburants provinciale (TCP) :	20,20¢
Taxe sur les produits et services (TPS) :	5,0%
Taxe de vente du Québec (TVQ) :	9,975%

Régions / Sous-régions	Notes	Rabais TCP	Majoration TCP	Coût de transport (6)	TPS	TVQ	IQCA
11. Gaspésie - Îles-de-la-Madeleine		-3,82	0,00	5,14	9,34	18,63	214,7
Les Îles-de-la-Madeleine		-3,82	0,00	8,88	9,52	19,00	219,0

Référence : IQCA (regie-energie.qc.ca) Publication prix diesel

On ne peut toutefois pas tripler le prix des coûts de carburant sur toute la période, considérant les fluctuations probables du prix sur une longue période, mais le GRAME présente une estimation à titre illustratif afin de bien identifier le risque de dépassement des coûts que comporte le scénario S-3, comparativement à celui du scénario S-2 qui ne prévoit pas l'utilisation de la centrale à la pointe du réseau.

Augmentation du prix du Diesel	1,50%	2%	2,50%
	Coûts carburant	Coûts carburant	Coûts carburant
S-2 Raccordement Percé*	[redacted]	[redacted]	[redacted]
S-3 Raccordement Percé + GDP à la pointe **	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Différence de coûts S-2	[redacted]	[redacted]	[redacted]

* : Coût estimé [redacted] M$: Fichier Excel HQD-12-11.02.xlsx, onglet « Sources d'énergie ». Confidentiel
** : Coût estimé [redacted] M$. Fichier Excel HQD-12-11.02.xlsx, onglet « Sources d'énergie ». Confidentiel

Selon le Distributeur, le scénario S-3 demeure favorable malgré la différence de coûts entre les scénarios S-2 et S-3 de l'ordre de 69 M$ act. 2021[10]. Toutefois, une augmentation du prix du carburant de 1,5 % entraînerait un écart défavorable de l'ordre de [redacted] M$ ([redacted] M$-69 M$) pour le scénario S-3. Cette démonstration illustre bien que le risque de l'augmentation du prix des carburants doit être pris en compte afin de déterminer le scénario à privilégier.

En réponse à la demande de la Régie, le Distributeur indique que l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules en mode GDP pourra éventuellement être diminuée, voire nulle, *dès que d'autres moyens de GDP plus économiques seront disponibles en quantités suffisantes pour pallier la demande*.

> 5.2 Les scénarios S2 et S3 sont pratiquement identiques au niveau des coûts (référence (iii)). Le scénario S3 utiliserait la centrale pour un total de 100 heures par année comme moyen de GDP.
>
> 5.2.1. Veuillez préciser les raisons de ne pas avoir évalué le coût médian du scénario S2.
>
> **Réponse** :
>
> Comme mentionné à la section 4.2 de la pièce HQD-11, document 1 (B-0204), le scénario S-2 a été exclu de l'analyse probabiliste en raison d'un écart favorable de 106 M$ act. 2021 qui apparaissait lors de l'analyse économique initiale pour le scénario S-3. Le Distributeur estimait que l'analyse probabiliste aurait possiblement montré un écart différent, mais qui serait inévitablement demeuré positif.

[10] R-4110-2019, B-0260, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.1

Également, comme mentionné en réponse à la question 2.6, les scénarios S-2 et S-3 sont en fait un seul et même projet qui ne diffère que dans la façon d'exploiter la centrale de Cap-aux-Meules. La projection des coûts du scénario S-2 se base sur le coût évité de la puissance à long terme du réseau intégré, qui est plus élevé que le coût projeté pour l'utilisation de la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP. Le recours à la centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP pourra en pratique être diminué, voire nul, dès que d'autres moyens de GDP plus économiques seront disponibles en quantités suffisantes pour pallier la demande. Cela étant, le scénario S-3 ne peut que s'avérer plus économique que le scénario S-2. (Notre souligné)

Références **:** R-4110-2019, B-0248, Réponse du Distributeur à la demande de renseignements no 10 de la Régie no 10 de la Régie, réponse 5.2.1

3.2.2 Conclusions et recommandations

Considérant la possibilité évoquée par le Distributeur à l'effet que le recours à la *centrale de Cap-aux-Meules comme moyen de GDP pourra en pratique être diminué, voire nul*[11] *;*

Considérant l'impact de la variable du prix du carburant sur l'avantage économique entre les scénarios S-2 et S-3, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de conserver le scénario S-2 dans sa stratégie d'approvisionnement des IDLM.

En effet, si le prix du diesel se maintient à la hausse, le Distributeur pourrait devoir s'en remettre à ce scénario suite à la poursuite des analyses qu'il prévoit compléter avant de demander l'approbation finale du raccordement des IDLM. Par souci de transparence, il est nettement préférable de conserver le scénario S-2 pour la poursuite des analyses.

Le GRAME recommande également à la Régie de demander au Distributeur de mettre à jour les résultats de ses simulations en tenant compte de l'augmentation des coûts de carburants.

3.3 Enjeu de pérennité de l'utilisation de la centrale en mode GDP (S-3)

3.3.1 Mise en contexte

Le GRAME est préoccupé par une utilisation de la centrale thermique en GDP du scénario retenu par le Distributeur et des enjeux de pérennité de celle-ci à la fois sur la période analysée, mais au-delà de celle-ci, considérant qu'il sera nécessaire, à terme, de procéder à une réfection de la centrale en fin de vie utile.

Certaines questions se posent, à savoir s'il n'est pas préférable de limiter l'usage de la centrale pour permettre une utilisation plus prolongée de celle-ci et de choisir un scénario

[11] R-4110-2019, B-0248, Réponse du Distributeur à la demande de renseignements no 10 de la Régie no 10 de la Régie, réponse 5.2.1

dont la réduction des coûts d'exploitation est moindre, mais permettrait de réduire les coûts à plus long terme?

3.3.2 Analyse

Lors de la rencontre préparatoire tenue le 8 mars 2022 dans le cadre du présent dossier, le procureur du Distributeur indiquait que ce dernier avait pris en compte les investissements requis pour maintenir la pérennité de la centrale pour notamment répondre à son nouveau rôle en mode GDP :

> « L'étude d'avant-projet porte uniquement sur le raccordement des Îles au réseau intégré et non pas sur la réfection de la centrale de Cap-aux-Meules.
>
> Ce qui est plutôt à préciser c'est que nulle part dans sa preuve en phase 2 il n'est question d'une réfection de la centrale ou encore de fin de vie utile de la centrale.
>
> Le Distributeur a tenu compte naturellement dans ses scénarios que des investissements seraient requis à la centrale pour maintenir sa pérennité. Donc, par exemple, on peut penser au maintien des systèmes auxiliaires, bâtiments, remplacement de groupes moteurs actuels, requis pour certains scénarios et dont la date de remplacement peut varier selon les scénarios.
>
> On précise par ailleurs qu'aucun scénario dans la preuve, aucun des dix-sept (17) scénarios, ne prévoit le remplacement des groupes moteurs en deux mille trente-cinq (2035). Et dans le cas de la solution privilégiée qui prévoit une utilisation, finalement, considérablement réduite des groupes moteurs, il n'y a aucune fin de vie utile qui est considérée.
>
> En fait, l'avant-projet comprendra donc l'étude des travaux qui sont nécessaires aussi pour la conversion de la centrale à son nouveau rôle, donc on passe d'une centrale qui sert, finalement, en base à une centrale qui va servir au nouveau rôle de GDP, plus pallier aux indisponibilités. Donc, le Distributeur a tenu compte d'une évaluation paramétrique de ces investissements nécessaires à la conversion de la centrale à son nouveau rôle dans son analyse économique. » (Nos soulignés)
>
> Références **:** R-4110-2019, Rencontre préparatoire du 8 mars 2022, A-0107, p. 26 et 27, Me Simon Turmel

En réponse à une demande du GRAME visant à savoir à quelle date prévisible, compte tenu de l'utilisation de la centrale pour 100 heures annuellement en mode GDP, sera-t-il nécessaire de procéder soit à une réfection majeure ou au remplacement des groupes moteurs, le Distributeur nous réfère à une réponse au RTIEÉ qui énonce que le remplacement des groupes diesel, basé sur l'hypothèse d'une fin de vie à 180 000 hres de fonctionnement n'est pas prévu pour les scénarios S-2 et S-3, bien que d'autres scénarios, comme les deux autres scénarios retenus parmi les solutions à privilégier[12] soit le scénario S-6 (Conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié renouvelable (GNL-R) et le scénario S-15 (Centrale alimentée au GNL-R jumelée à deux éoliennes), ont tous deux une fin de vie utile prévue en 2051, laissant prévoir une croissance des coûts à terme.

---

[12] R-4110-2019, B-0204, Section 4.1, p. 26-27

4.10.2 Quel est l'échéancier de remplacement-réfection des groupes diesel de la centrale Cap-aux-Meules dans chacun des scénarios ?

Réponse :

Dans son analyse comparative des scénarios, le Distributeur précise que l'échéancier de remplacement des groupes diesel est basé sur l'hypothèse d'une fin de vie à 180 000 heures de fonctionnement.

Voici l'échéancier considéré pour chacun des scénarios :

- Scénario S-1 : de 2038 à 2043 ;
- Scénario S-5, S-6, S-15, S-16 et S-17 1: 2050 à 2051 ;
- Scénario S-7 : de 2040 à 2047 ;
- Scénario S-8 : de 2045 à 2050 ;
- Scénario S-9 : de 2055 à 2060 ;
- Scénario S-11 : de 2036 à 2041 ;
- Scénario S-12 : de 2037 à 2042 ;
- Scénarios S-2, S-3, S-4, S-10, S-13 et S-14 : sans objet.

Référence : R-4110-2019, B-0264, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 4 du RTIEÉ, RDDR no 4.10.2

Le GRAME en déduit qu'une utilisation à la pointe du réseau en mode GDP ne crée pas de problématique accrue en termes de pérennité, outre les besoins de maintenance additionnelle, lesquels selon le Distributeur sont marginaux en comparaison des coûts du carburant :

Réponse :

Non. Le Distributeur tient à préciser que l'analyse économique tient compte des coûts de maintenance associée à l'utilisation accrue des moteurs de la centrale de Cap-aux-Meules pour les 100 heures en mode GDP pour le scénario S-3. Ces coûts sont toutefois marginaux en comparaison des coûts du carburant. (Notre souligné)

Référence : R-4110-2019, B-0260, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.12.1

Considérant les informations additionnelles fournies par le Distributeur, le GRAME n'a pas d'autres éléments à faire valoir concernant l'enjeu de la pérennité de la centrale en mode GDP (Scénario S-3).

4. LE CYCLE VIE ET LE CHOIX DES SCÉNARIOS

Le GRAME a pris connaissance avec intérêt de l'ensemble des scénarios à l'étude et identifiés par le Distributeur à la pièce B-0204. Il remarque que l'étude des émissions de GES selon le cycle de vie est moins précise qu'une analyse normalisée (ISO), mais permet de fournir une bonne estimation des émissions de GES afin de permettre une comparaison entre les projets. Cette étude a été réalisée uniquement pour les scénarios S-3, S-6 et S-15.

> **3.4** Afin d'évaluer l'empreinte environnementale globale d'un scénario, veuillez préciser si le Distributeur a évalué les émissions de GES associées à la fabrication, à l'acquisition et au transport des équipements vers les sites de construction, requis pour la mise en œuvre des scénarios S3, S6 et S15.
>
> **3.4.1** Dans l'affirmative, veuillez préciser dans quelle rubrique (construction, pérennité ou exploitation) ces émissions sont comptabilisées.
>
> **Réponse** :
>
> Pour les phases de construction et de pérennité, l'évaluation des émissions de GES est associée à la fabrication et à l'acquisition des équipements. Les émissions liées au transport vers les sites de construction n'ont pas fait l'objet d'une analyse spécifique en termes d'empreinte carbone. Un certain volume d'émissions lié au transport est toutefois inclus dans l'analyse et pris en compte par l'entremise du modèle de type entrées-sorties basé sur la structure interindustrielle du Québec.
>
> **3.4.2** Dans l'affirmative, veuillez préciser si le Distributeur est en mesure d'identifier ces GES pour l'ensemble des scénarios.
>
> **Réponse** :
>
> Le Distributeur a réalisé, dans le cadre de l'analyse complémentaire, une estimation des émissions de GES liées à la construction et à la pérennité uniquement pour les scénarios S-3, S-6 et S-15. Bien que moins précise qu'une analyse de cycle de vie normalisée (ISO), cette évaluation fournit une bonne approximation des émissions de GES aux fins de comparaison entre différents projets. Un tel exercice, bien que plus rapide que ladite analyse ISO, demeure laborieux.
>
> C'est pourquoi le Distributeur a restreint cette analyse complémentaire aux trois scénarios retenus au terme de la première analyse. Le Distributeur rappelle que les résultats de l'exercice n'ont pas révélé d'écarts majeurs entre les scénarios S-3, S-6 et S-15.
>
> Référence : B-0248, RDDR no 3.4.1 et 3.4.2

À l'instar du Distributeur, pour les raisons évoquées dans le mémo technique de l'IREQ portant sur l'utilisation de carburants renouvelables de substitution (B-0204, Annexe A), le GRAME est d'avis que les scénarios S-6 et S-15 ne devraient pas être retenus.

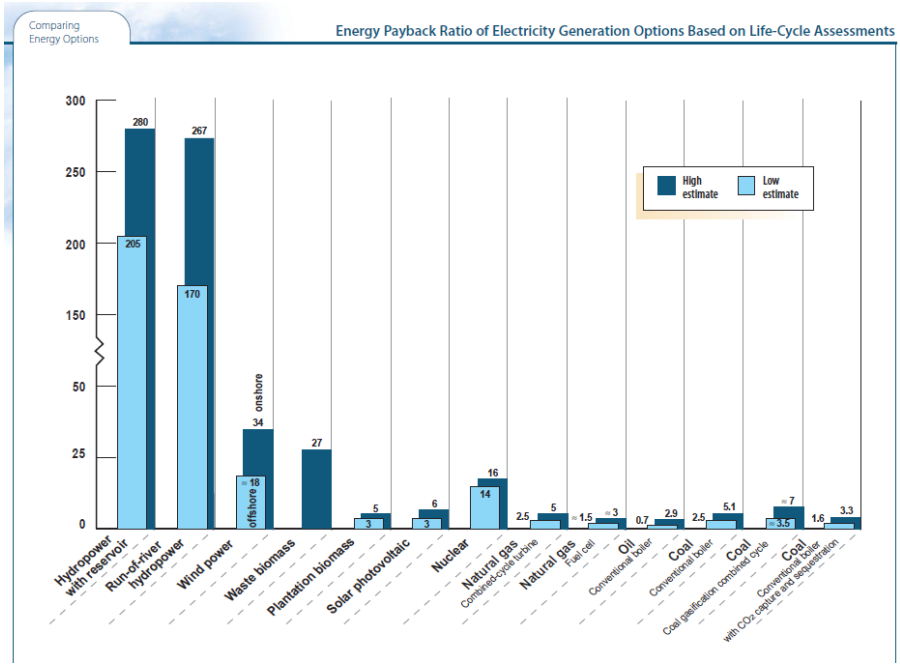
Le GRAME est d'avis que la production énergétique de source hydraulique est de loin supérieure à la conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié (GNL) (S-5 – Conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié (conventionnel) et S-6 conversion de la centrale au gaz naturel liquéfié renouvelable (GNL-R)), considérant les pertes de chaleur découlant notamment de la perte énergétique lors de la production d'électricité, mais également pour la transformation du gaz naturel en GNL, qu'il soit de source renouvelable ou non.

La même conclusion peut être retenue pour les autres options de combinaisons qui intègrent l'usage de la centrale, comme le jumelage éolien-diesel avec stockage (S-7, S-8, S-9 et S-10), le jumelage solaire-diesel avec stockage (S-11 et S-12), ou toutes les autres combinaisons de filières (S-15 – Centrale au GNL-R avec ajout de deux éoliennes, S-16 – Centrale au GNL-R avec ajout de quatre éoliennes et S-17 – Centrale au GNL-R avec ajout de deux éoliennes et d'un parc solaire centralisé de 10 MW) qui prévoient l'usage de la centrale de manière accrue en comparaison avec le raccordement.

Pour les scénarios impliquant une nouvelle centrale à la biomasse (S-13 Centrale à la biomasse à trois chaudières et S-14 Centrale à la biomasse à deux chaudières), on doit aussi considérer les pertes énergétiques. Ce type de production énergétique est moins avantageux qu'une production de type hydroélectrique considérant le retour énergétique (Voir figure *Energy Payback Ratio* ci-dessous).

Le retour énergétique représente le nombre d'unités d'énergie généré par unité d'énergie nécessaire pour les produire. Par exemple, pour chaque kW dépensé pour produire de l'hydroélectricité, entre 205 et 280 kW sont générés. Pour la biomasse, le ratio est de 1 pour 27, tandis que pour l'énergie éolienne, le ratio est de 1 pour 18 à 34. (Voir figure *Energy Payback Ratio* ci-dessous).

Ci-dessous, nous reproduisons le tableau réalisé par l'auteur M. Luc Gagnon, pour la Direction – Environnement d'Hydro-Québec en juillet 2005, qui démontre l'intérêt de la production hydroélectrique lorsque l'on s'attarde au retour énergétique. Le retour énergétique indique la proportion d'énergie produite par énergie consommée sur la durée de vie des équipements.



Référence : Electricity Generation Options : Energy Payback Ratio : Comparing Energy Options, par M. Luc Gagnon, pour la Direction – Environnement d'Hydro-Québec, juillet 2005. (Déposé en Annexe 1 du présent rapport)

Pour conclure, le GRAME soumet qu'un raccordement sans l'usage de la centrale en mode GDP est une solution qui se rapproche le plus d'un choix énergétique reflétant un retour énergétique avantageux.

5. TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Considérant l'urgence climatique, l'horizon de l'analyse économique en 2067 et les cibles gouvernementales de réduction des émissions de gaz à effet de serre, notamment l'objectif pour 2050 d'une réduction de **80 % à 95 % sous le niveau de 1990,** le GRAME est d'avis que le choix le plus avantageux est celui du raccordement (Percé), sans utilisation de la centrale en mode GDP à la pointe, soit le scénario S-2.

> **Cible 2030 : -37,5 % sous le niveau de 1990**
>
> À la suite d'une commission parlementaire de l'Assemblée nationale, le Québec s'est doté d'une cible de réduction de 37,5 % sous le niveau de 1990 d'ici 2030. Il s'agit de la cible la plus ambitieuse au Canada, une cible cohérente avec l'urgence d'agir et avec notre volonté de développer le Québec de façon durable et responsable.
>
> Notons qu'en adoptant cette cible, le Québec respecte l'engagement qu'il a pris aux côtés des dix autres États et provinces partenaires de la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada (CGNA-PMEC) envers une cible régionale de réduction d'émissions de GES de 35 % à 45 % sous le niveau de 1990 d'ici 2030.
>
> **Objectif 2050 : - 80 % à -95 % sous le niveau de 1990**
>
> Le Québec a adhéré à la coalition d'États fédérés et de régions signataires du Protocole sur le leadership climatique mondial (Under 2 MOU), un instrument qui vise à contribuer à la limitation du réchauffement climatique à moins de 2 °C et dont l'objectif consiste en une réduction des émissions de 80 à 95 % d'ici 2050.
>
> Référence : Engagements du Québec, Site Web du Minsitère de l'Environnement et de la lutte contre les changements climatique

Bien que pour le scénario S-3, la réduction des émissions de GES soit intéressante, de l'ordre de -94,5 %, l'utilisation de la centrale à la pointe du réseau émettra 146 683 tonnes de plus de GES, soit 2,18 fois plus que l'utilisation de la centrale pour les besoins de maintenance uniquement.

TABLEAU 1 :
ÉMISSIONS DIRECTES DE GES EN PHASE D'EXPLOITATION

Scénarios	GES annuels t. éq. CO2	Écart p/r au statu quo
S1 - Statu quo	123 339	-
Statu quo + abandon PUEÉ	145 699	18,1%
S2 - Raccordement (Percé)	3 104	-97,5%
S3 - Raccordement (Percé) + centrale GDP	6 771	-94,5%
S4 - Raccordement Nouvelle-Écosse	17 674	-85,7%
S5 - Conversion GNL	83 265	-32,5%
S6 - Conversion GNL-R	9 843	-92,0%
S7 - Éolien (+13,4 MW) + diesel	108 833	-11,8%
S8 - Éolien (+26,8 MW) + diesel	80 155	-35,0%
S9 - 3 éoliennes en mer (+36 MW) + diesel	56 847	-53,9%
S10 - 5 éoliennes en mer (+60 MW) + diesel	34 558	-72,0%
S11 - Solaire 10 MW + diesel	137 966	11,9%
S12 - Solaire 20 MW + diesel	134 076	8,7%
S13 - Biomasse (3 chaudières)	482	-99,6%
S14 - Biomasse (2 chaudières) + diesel	2 942	-97,6%
S15 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW)	7 452	-94,0%
S16 - GNL-R + Éolien (+26,8 MW)	5 690	-95,4%
S17 - GNL-R + Éolien (+13,4 MW) + Solaire 10 MW	6 972	-94,3%

Référence : R-4110-2019, B-0204, Tableau 1, page 20

Les meilleurs scénarios en termes d'émissions directes de GES en phase d'exploitation sont ceux requérant une nouvelle centrale à la biomasse (scénarios S-13 et S-14), mais avec la réserve que l'ensemble des émissions n'ont pas été calculées précisément sur le cycle de vie, contrairement aux scénarios S-3, S-6 et S-15, et ne représentent donc que les émissions en phase exploitation.

3.4.2 Dans l'affirmative, veuillez préciser si le Distributeur est en mesure d'identifier ces GES pour l'ensemble des scénarios.

Réponse :

Le Distributeur a réalisé, dans le cadre de l'analyse complémentaire, une estimation des émissions de GES liées à la construction et à la pérennité uniquement pour les scénarios S-3, S-6 et S-15. Bien que moins précise qu'une analyse de cycle de vie normalisée (ISO), cette évaluation fournit une bonne approximation des émissions de GES aux fins de comparaison entre différents projets. Un tel exercice, bien que plus rapide que ladite analyse ISO, demeure laborieux.

C'est pourquoi le Distributeur a restreint cette analyse complémentaire aux trois scénarios retenus au terme de la première analyse. Le Distributeur rappelle que les résultats de l'exercice n'ont pas révélé d'écarts majeurs entre les scénarios S-3, S-6 et S-15. (Notre souligné)

Référence : B-0248 , RDDR no 3.4.2

Considérant l'importance des émissions découlant du transport de la biomasse, bien que non chiffrées, et le peu d'intérêt de cette filière du point de vue de retour énergétique, le GRAME ne les considère pas comme une solution valable d'un point de vue environnemental dans le contexte où le réseau des IDLM peut être raccordé au réseau intégré.

Selon le GRAME, les deux meilleurs scénarios identifiés impliquent le raccordement (Percé), soit les scénarios S-2 et S-3. L'utilisation d'un combustible carboneutre permettrait au scénario S-2 d'être carboneutre à meilleur coût que le scénario S-3 qui utilise la centrale à la pointe, considérant le coût d'une substitution de carburant. Par ailleurs, la preuve du Distributeur mentionne que l'IREQ conclut que *seul le GNR (ou GNL-R dans sa forme liquéfiée pour le transport) présente un potentiel de substitution réaliste pour une conversion par un combustible carboneutre avant 2030*[13].

> 3.2.2. Utilisation de combustibles carboneutres
>
> L'institut de recherche d'Hydro-Québec (l'IREQ) a été mandatée par le Distributeur pour analyser différents carburants renouvelables de substitution qui pourraient être envisagés à moyen et à long terme pour la conversion du réseau des IDLM. Un mémo technique qui fait état des analyses réalisées est présenté à l'annexe A.
>
> Cette analyse permet de conclure que seul le GNR (ou GNL-R dans sa forme liquéfiée pour le transport) présente un potentiel de substitution réaliste pour une conversion par un combustible carboneutre avant 2030.
>
> Selon la solution de conversion qui sera déployée d'ici 2030, d'autres types de combustibles carboneutres pourraient potentiellement permettre une pleine substitution du carburant qui sera consommé au terme de la conversion, afin d'atteindre la carboneutralité pour l'alimentation électrique du réseau des IDLM à moyen ou à long terme. Le Distributeur, avec le support de l'IREQ, demeurera à l'affût des développements et de l'évolution des coûts des différentes technologies envisageables pour une pleine substitution. (Notre souligné)
>
> Références : R-4110-2019, B-0204, p. 19

5.1 Conclusion et recommandation

Le GRAME est d'avis que considérant les cibles gouvernementales de réduction des GES, le choix de la stratégie d'approvisionnement devrait porter sur le scénario S-2 et inclure la recherche d'approvisionnement carboneutre pour les besoins d'utilisation de la centrale pour la maintenance.

Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur d'inclure le scénario S-2 dans sa stratégie de transition énergétique pour les IDLM.

[13] R-4110-2019, B-0204, p. 19