

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

PROGRAMME
POUR LA CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ
DES ÉQUIPEMENTS FONCTIONNANT AU
MAZOUT OU AU PROPANE
DANS LES MARCHÉS COMMERCIAL,
INSTITUTIONNEL ET INDUSTRIEL
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

DOSSIER R-4000-2017

HYDRO-QUÉBEC,
en sa qualité de Distributeur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

**DIMINUER LES ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES LIÉES À LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DES
CLIENTS COMMERCIAUX, INSTITUTIONNELS ET INDUSTRIELS D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION –
UN PROGRAMME DE CONVERSION**

RAPPORT

Jacques Fontaine
Jean-Claude Deslauriers
Consultants en énergie

Préparé pour :
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 21 juillet 2017

Pièce SÉ-AQLPA-1 Document 1

*Diminuer les émissions atmosphériques liées à la consommation énergétique des clients commerciaux,
institutionnels et industriels d'Hydro-Québec distribution -un programme de conversion
Rapport de Jacques Fontaine et Jean-Claude Deslauriers
Préparé pour Stratégies Énergétiques (S.É.) et l'AQLPA*

Régie de l'énergie - Dossier R-4000-2017

Programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel d'Hydro-Québec Distribution

Pièce SÉ-AQLPA-1 Document 1

Diminuer les émissions atmosphériques liées à la consommation énergétique des clients commerciaux, institutionnels et industriels d'Hydro-Québec distribution -un programme de conversion
Rapport de Jacques Fontaine et Jean-Claude Deslauriers
Préparé pour Stratégies Énergétiques (S.É.) et l'AQLPA

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

RECOMMANDATION NO. 1-1 :

Nous recommandons à la Régie d'accueillir favorablement le principe d'une aide financière à la conversion de systèmes au mazout ou au propane vers l'électricité, dans le respect de critères de rentabilité, et en ciblant cette conversion sur la consommation en énergie, en tentant d'accroître le déficit en puissance d'Hydro-Québec Distribution et un éventuel besoin accru d'approvisionnement en puissance sur les marchés de court terme.

RECOMMANDATION NO. 1-2 :

Nous recommandons à la Régie d'accepter la définition des clients admissibles proposée par Hydro-Québec Distribution, en tenant compte notamment de sa modification, suite au questionnement de SÉ-AQLPA, visant à ce que les clients des réseaux autonomes de source hydraulique soient également admissibles au programme.

RECOMMANDATION NO. 1-3 :

Nous recommandons à la Régie d'accepter la définition des projets admissibles, quant aux sources d'énergie à remplacer. Les systèmes fonctionnant actuellement au propane n'ont pas à être exclus de l'admissibilité au programme, puisque le propane est effectivement plus polluant que l'électricité actuellement produite au Québec. Les réticences qui furent déjà exprimées quant à la conversion de systèmes au propane vers le gaz nature ne s'appliquent pas à la conversion de systèmes au propane vers l'électricité.

RECOMMANDATION NO. 1-4 :

Nous recommandons à la Régie de rejeter la proposition d'Hydro-Québec Distribution visant à ce que les coûts de démantèlement des systèmes existants au mazout ou au propane soient admissibles au programme de conversion proposés.

Plus encore, le maintien des systèmes existants au mazout ou au propane devrait constituer une condition d'admissibilité au programme.

RECOMMANDATION NO. 1-5 :

Subsidiairement à la recommandation 1-4, si le programme accepte comme dépenses admissibles « le démantèlement des équipements fonctionnant aux combustibles fossiles, y compris l'enlèvement des réservoirs », il est logique et environnementalement souhaitable que les coûts connexes de décontamination soient inclus. Nous recommandons donc en ce cas à la Régie de le requérir.

RECOMMANDATION NO. 1-6 :

Nous recommandons à la Régie de requérir un plus long délai que l'échéance du 1^{er} décembre 2019 pour permettre aux clients de compléter leurs travaux sans risque de perte de leur subvention.

RECOMMANDATION NO. 1-7 :

Nous recommandons à la Régie de requérir que la consommation en période de pointe soit exclue du calcul de l'obligation minimale annuelle de consommation d'électricité (OMA). Ainsi la consommation en pointe serait sans effet sur l'accomplissement ou non par le client de son obligation minimale annuelle de consommation d'électricité (OMA) aux fins du programme.

RECOMMANDATION NO. 1-8 :

Nous recommandons à la Régie de suivre de façon toute particulière la suffisance de l'aide financière prévue au programme, compte tenu du risque que le client doit assumer quant à la justesse de l'hypothèse d'une croissance le prix du mazout selon un rythme d'au moins 1 % par année sur l'horizon 2018-2027, hypothèse sur laquelle le programme est fondé.

RECOMMANDATION NO. 1-9 :

Nous recommandons à la Régie de comme valables les estimations des nouveaux besoins en puissance générés par le programme de 147 MW sans effacement et de 110 MW avec effacement.

RECOMMANDATION NO. 1-10 :

Nous recommandons à la Régie de requérir au Distributeur de refaire son analyse de sensibilité de la rentabilité du programme proposé, en y incluant d'une part des variations plus importantes des besoins en puissance à la pointe (comme par exemple des besoins sans effacement de 147 MW), en y incluant d'autre part le coût additionnel d'approvisionnement de transport occasionné par l'addition des variables de puissance (de 110 MW et de 147 MW et autres).

RECOMMANDATION NO. 1-11 :

Nous recommandons à la Régie de requérir du Distributeur un suivi précis et constant du degré d'effacement des adhérents au programme en exigeant du Distributeur un rapport trimestriel et cumulatif de la nouvelle puissance engagée et de la puissance effacée.

RECOMMANDATION NO. 1-12 :

Nous recommandons à la Régie d'inciter fortement le Distributeur à trouver de nouveaux outils de gestion de la pointe qui pourrait permettre la prolongation du programme proposé et la réalisation de son plein potentiel auprès de la clientèle. Ceci accroît encore davantage la pertinence de nos recommandations ci-dessus visant à, au moins, éviter de subventionner le démantèlement des équipements au mazout ou propane qui pourraient un jour servir à la bi-énergie et éviter de requérir une consommation en période de pointe, par une OMA ne distinguant pas cette pointe.

RECOMMANDATION NO. 1-13 :

Nous recommandons à la Régie de constater que l'impact du programme sur les réseaux de distribution, de transport principal et de transport régional est acceptable.

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT	1
2 - LE CONTEXTE ET LES MODALITÉS DU PROGRAMME PROPOSÉ PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION.....	2
2.1 LE CONTEXTE	2
2.2 LES CLIENTS ADMISSIBLES AU PROGRAMME	7
2.3 LES PROJETS ADMISSIBLES, QUANT AUX SOURCES D'ÉNERGIE À REMPLACER	9
2.4 LES DÉPENSES ADMISSIBLES.....	10
2.4.1 Les coûts de démantèlement	10
2.4.2 Les coûts de décontamination.....	14
2.5 LE PROCESSUS DE SOUMISSION ET D'APPROBATION DES PROJETS ET LA PÉRIODE D'APPLICATION	15
2.6 L'ENGAGEMENT DE CONSOMMATION MINIMALE.....	17
3 - LA RENTABILITÉ DU PROGRAMME POUR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION	18
3.1 LES PRINCIPALES SENSIBILITÉS DU TEST DE NEUTRALITÉ TARIFAIRE (TNT)	18
3.2 LA QUESTION DE LA SUFFISANCE DE L'AIDE SELON LES PARAMÈTRES ACTUELLEMENT PROPOSÉS PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (LE TEST DU PARTICIPANT)	19
3.3 LA QUESTION DE LA VALIDITÉ DE LA PRÉVISION DE L'IMPACT EN PUISSANCE DU PROGRAMME	21
3.3.1 L'enjeu de l'impact en puissance.....	21
3.3.2 La validité de la prévision de l'impact en puissance du programme	22
3.3.3 Le potentiel commercial à long terme du programme et son impact en puissance.....	31
4 - L'IMPACT DU PROGRAMME SUR LES RÉSEAUX.....	33
4.1 L'IMPACT DU PROGRAMME SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	33

4.2	L'IMPACT DU PROGRAMME SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL	34
4.3	L'IMPACT DU PROGRAMME SUR LES RÉSEAUX DE TRANSPORT RÉGIONAUX DONT LA GASPÉSIE	36
4.4	CONCLUSION QUANT À L'IMPACT DU PROGRAMME SUR LES RÉSEAUX	38
5	CONCLUSION.....	39

1

LE MANDAT

L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) ont requis nos services aux fins de préparer un rapport relatif au programme proposé pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel d'Hydro-Québec Distribution (ci-après "*le Distributeur*"), dans le cadre du dossier R-4000-2017 de la Régie de l'énergie).

Le présent rapport est le fruit de notre étude et est remis à nos clientes afin de pouvoir être déposé en preuve par elles dans ce dossier.

2

LE CONTEXTE ET LES MODALITÉS DU PROGRAMME PROPOSÉ PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**2.1 LE CONTEXTE**

Hydro-Québec Distribution situe son programme, proposé au présent dossier, de conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans le contexte de la nouvelle Politique énergétique du Québec :

*Dans sa Politique énergétique 2030, le gouvernement du Québec souligne son objectif d'une **réduction de 40 % de la quantité de produits pétroliers consommés**. La **transition vers une économie à faible empreinte de carbone** constitue une des grandes orientations de cette politique. Le programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane (« programme Conversion à l'électricité » ou « Programme ») s'inscrit dans le contexte des différentes initiatives et de la nécessité d'agir dans ce cadre.*

Dans son Plan stratégique 2016-2020, Hydro-Québec indique vouloir explorer de nouvelles avenues de croissance, notamment des ventes au Québec. Une de ces avenues repose sur le potentiel de nouvelles ventes relié à la conversion à l'électricité d'équipements fonctionnant présentement au mazout ou au propane, notamment dans les marchés commercial, institutionnel et industriel. (Notes de bas de page omises) ¹

¹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD 1, Document 1, page 5, lignes 1 à 10. Souligné en caractère gras par nous.

Les surplus énergétiques prévus par Hydro-Québec Distribution sur l'horizon 2017 à 2026 sont également à considérer :

Tableau 2.1

Besoins et surplus d'énergie chez Hydro-Québec Distribution – réseau intégré(TWh) – avant le présent projet de programme de conversion ²

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Surplus en TWh	13,1	13,3	12,6	11,3	12,2	11,4	10,8	9,6	9,6	9,1

Ce surplus d'approvisionnements en énergie amène Hydro-Québec Distribution à rechercher de nouveaux débouchés pour ses ventes, ce qui est susceptible de bénéficier à l'ensemble de sa clientèle, en réduisant le coût unitaire de l'électricité fournie, en plus de réduire les émissions atmosphériques s'il y a conversion à partir d'une source d'énergie plus polluante.

² **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD 1, Document 1, Figure 1, page 6.

Voir également : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0006, HQD-1, Document 1, page 17, tableau 6.

L'on doit toutefois aussi garder à l'esprit que le réseau intégré d'Hydro-Québec Distribution, sur le même horizon, prévoit être en déficit de puissance :

Tableau 2.2

Besoins et surplus de puissance chez Hydro-Québec Distribution – réseau intégré (MW) – avant le présent projet de programme de conversion ³

	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Déficit en MW	0	300	100	500	650	800	900	1150	1400	1650

Ce déficit de puissance amène Hydro-Québec Distribution à encourager et même à subventionner plusieurs programmes visant à réduire les besoins en puissance de ses clients (Gestion de la demande en puissance pour la clientèle CII, possiblement les chauffe-eau interruptibles, etc.). Les approvisionnements supplémentaires en puissance sur les marchés de court terme sont, quant à eux, susceptibles de provenir de sources d'énergie plus polluantes. En résumé, selon Hydro-Québec Distribution

*Présentement, afin d'assurer l'équilibre offre-demande et satisfaire les besoins en puissance, le Distributeur continue de miser sur la contribution des **contrats d'approvisionnement de court et long termes** mais également, sur des **moyens plus flexibles de gestion de la pointe tels que la gestion de la demande en puissance** et les **marchés de court terme**.⁴*

3.3.1. Gestion de la demande en puissance

*L'essentiel de la stratégie d'approvisionnement en puissance du Distributeur repose sur **la réduction et le déplacement de la consommation d'électricité de ses clients en période de pointe** à l'aide de diverses interventions qui peuvent être déployées par le Distributeur. À cette fin, les actions du Distributeur viseront deux objectifs, à savoir **maximiser les moyens existants** et **développer de nouvelles opportunités**. Le Distributeur précise que **l'option d'électricité interruptible** et les **programmes commerciaux en gestion de la demande en puissance**, tels que **Charges interruptibles – Bâtiments CI** et **Charges interruptibles résidentielles**, font partie des moyens de gestion à sa disposition. **D'autres interventions**, telles que les **chauffe-eau à trois éléments** et la **biénergie**, s'inscrivent quant à elles à même la prévision des besoins.⁵*

³ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0006, HQD-1, Document 1, page 18, tableau 7.

⁴ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0006, HQD-1, Document 1, page 18, lignes 10-13. Souligné en caractère gras par nous.

⁵ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0006, HQD-1, Document 1, page 19, lignes 1-10. Souligné en caractère gras par nous.

Le défi pour Hydro-Québec Distribution consiste donc à tenter de trouver des marchés pour ses ventes en énergie, sans pour autant accroître son déficit en puissance et un éventuel besoin accru d'approvisionnement en puissance sur les marchés de court terme. (L'accroissement des ventes en énergie d'Hydro-Québec Distribution ne devrait par ailleurs pas amener de réduction significative à la baisse des ventes d'exportation d'électricité d'Hydro-Québec Production). La conversion de systèmes actuellement fonctionnant au mazout ou au propane, lorsque ciblant les ventes en énergie, constitue une voie permettant à Hydro-Québec Distribution de relever ce défi tout en réduisant les émissions atmosphériques polluantes. Les systèmes fonctionnant actuellement au propane n'ont pas à être exemptés d'une telle démarche, puisque le propane est effectivement plus polluant que l'électricité actuellement produite au Québec; les réticences qui furent déjà exprimées quant à la conversion de systèmes au propane vers le gaz nature ne s'appliquent pas à la conversion de systèmes au propane vers l'électricité.

Pour attirer de nouvelles ventes en énergie, la position concurrentielle de l'électricité pour les besoins de chauffage par rapport au mazout et au propane est favorable dans les marchés visés par le présent dossier (les marchés commercial, institutionnel et industriel – CII).⁶ Cependant le Distributeur est d'avis que cette position concurrentielle favorable de l'électricité n'est pas suffisante pour amener la clientèle CII à procéder à la conversion de ses appareils au mazout ou au propane vers des appareils électriques :

Le Programme soutient les projets de conversion au moyen d'un appui financier, sans lequel de tels projets sont moins susceptibles d'être réalisés. En effet, les investissements nécessaires au remplacement des systèmes sont généralement importants, beaucoup plus que ceux requis pour le prolongement de leur durée de vie.⁷

Une aide financière à la conversion de systèmes au mazout ou au propane vers l'électricité, dans le respect de critères de rentabilité que nous examinons plus loin.

Dans ce contexte, nous invitons la Régie à accueillir favorablement le principe d'une aide financière à la conversion de systèmes au mazout ou au propane vers l'électricité, dans le respect de critères de rentabilité, et en ciblant cette conversion sur la consommation en énergie, en tentant d'accroître le déficit en puissance d'Hydro-Québec Distribution et un éventuel besoin accru d'approvisionnement en puissance sur les marchés de court terme.

⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD 1, Document 1, page 7, lignes 3 et 4.

⁷ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD 1, Document 1, page 7, lignes 5 à 8.

RECOMMANDATION NO. 1-1 :

Nous recommandons à la Régie d'accueillir favorablement le principe d'une aide financière à la conversion de systèmes au mazout ou au propane vers l'électricité, dans le respect de critères de rentabilité, et en ciblant cette conversion sur la consommation en énergie, en tentant d'accroître le déficit en puissance d'Hydro-Québec Distribution et un éventuel besoin accru d'approvisionnement en puissance sur les marchés de court terme.

2.2 LES CLIENTS ADMISSIBLES AU PROGRAMME

Voici les clients visés par le projet de programme de conversion présenté par Hydro-Québec Distribution au présent dossier :

Tous les clients du Distributeur des marchés commercial, institutionnel et industriel dont les bâtiments sont situés au Québec peuvent soumettre des projets, soit directement ou par l'entremise de leurs partenaires techniques (ingénieurs-conseils, firmes de services énergétiques ou autres).

Les clients possédant des immeubles résidentiels multi locatifs ou de condominiums assujettis aux tarifs DP ou DM avec puissance facturée sont également admissibles.⁸

Initialement, la proposition d'Hydro-Québec Distribution excluait d'emblée les clients de tous les réseaux isolés, y compris ceux dont l'approvisionnement électrique est de source hydraulique. Nos clientes, L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) ont questionné cette exclusion complète. Ceci a amené Hydro-Québec Distribution à modifier sa proposition et à proposer dorénavant que les clients des réseaux autonomes de source hydraulique soient également admissibles au programme :

QUESTION DE SÉ-AQLPA :

Les réseaux autonomes du Lac-Robertson et de Schefferville ne sont pas alimentés par des combustibles fossiles, mais par des centrales hydroélectriques pouvant même générer de l'électricité supplémentaire aux besoins actuels. Veuillez justifier pourquoi les clients alimentés par les centrales de Lac-Robertson et de Schefferville ne seraient pas admissibles au présent programme de conversion à l'électricité.

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION :

Les clients alimentés par les centrales du Lac-Robertson et des Menihék 1 (Schefferville) seront admissibles au Programme. Le Guide du participant sera ² ajusté en conséquence.⁹

⁸ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD 1, Document 1, page 7, lignes 11-16.

⁹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0028, HQD 2, Document 7, réponse numéro 1.13 à la demande de renseignements numéro 1 de SÉ-AQLPA, page 17. Souligné en caractère gras par nous.

RECOMMANDATION NO. 1-2 :

Nous recommandons à la Régie d'accepter la définition des clients admissibles proposée par Hydro-Québec Distribution, en tenant compte notamment de sa modification, suite au questionnement de SÉ-AQLPA, visant à ce que les clients des réseaux autonomes de source hydraulique soient également admissibles au programme.

2.3 LES PROJETS ADMISSIBLES, QUANT AUX SOURCES D'ÉNERGIE À REMPLACER

Voici une brève description des projets visés par le programme de conversion, tel que proposé par Hydro-Québec Distribution :

Tous projets visant des équipements fonctionnant au mazout léger, au mazout lourd ou au propane sont admissibles. Pour tout autre combustible fossile, la conversion doit être approuvée par le Distributeur. La conversion du gaz naturel vers l'électricité n'est pas admissible au Programme.

La stratégie de déploiement vise d'abord les marchés où la position concurrentielle du Distributeur est clairement favorable. Une position avantageuse de l'électricité favorise la conversion dans la mesure où le Distributeur peut réduire les barrières à l'achat et à l'installation des équipements. Conjugué aux objectifs de la Politique énergétique 2030, ce facteur explique pourquoi le Distributeur a axé son Programme sur les marchés du mazout et du propane.¹⁰

Nous sommes d'accord avec la description des projets admissibles, quant aux sources d'énergie à remplacer.

Tel que mentionné plus haut, les systèmes fonctionnant actuellement au propane n'ont pas à être exclus de l'admissibilité au programme, puisque le propane est effectivement plus polluant que l'électricité actuellement produite au Québec. Les réticences qui furent déjà exprimées quant à la conversion de systèmes au propane vers le gaz nature ne s'appliquent pas à la conversion de systèmes au propane vers l'électricité.

RECOMMANDATION NO. 1-3 :

Nous recommandons à la Régie d'accepter la définition des projets admissibles, quant aux sources d'énergie à remplacer. Les systèmes fonctionnant actuellement au propane n'ont pas à être exclus de l'admissibilité au programme, puisque le propane est effectivement plus polluant que l'électricité actuellement produite au Québec. Les réticences qui furent déjà exprimées quant à la conversion de systèmes au propane vers le gaz nature ne s'appliquent pas à la conversion de systèmes au propane vers l'électricité.

¹⁰ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD 1, Document 1, page 7, lignes 21 à 30.

2.4 LES DÉPENSES ADMISSIBLES

2.4.1 Les coûts de démantèlement

Nous nous sommes étonnés que le programme proposé par Hydro-Québec Distribution permette non seulement de subventionner les coûts d'installation de nouveaux systèmes à l'électricité mais également de subventionner le démantèlement permanent des systèmes au mazout ou au propane déjà existant, ce qui empêcherait dorénavant toute possibilité au client de contribuer à la réduction du déficit de puissance en pointe d'Hydro-Québec Distribution, même s'il le souhaitait.

4.3. Dépenses admissibles

Les dépenses admissibles couvrent les coûts de matériel et de main-d'œuvre pour, notamment : [...]

le démantèlement des équipements fonctionnant aux combustibles fossiles, y compris l'enlèvement des réservoirs à l'exclusion des coûts liés à la décontamination, le cas échéant ;¹¹

Pourtant, Hydro-Québec Distribution invoque elle-même au présent dossier la possibilité que les clients conservent leur ancien système au mazout ou au propane, ce qui rendrait à tout le moins possible une contribution de leur part à la réduction du déficit de puissance en pointe d'Hydro-Québec Distribution, ce qui répond aux besoins du Distribution :

*À la lumière de l'expérience acquise par le Distributeur dans la gestion de ses programmes commerciaux, le risque qu'un client choisisse de se départir de l'équipement installé est jugé négligeable, compte tenu de l'importance de l'investissement initial et de l'ampleur des travaux qui pourraient être requis pour procéder à un nouveau changement. Le client devrait en effet se tourner, **dans la mesure où il les aurait conservés**, vers ses systèmes au combustible, dont les coûts d'opération (énergie et entretien), s'il décidait d'en faire un usage régulier, seraient passablement élevés considérant leur désuétude.¹²*

*La consommation de chacun des quatre bâtiments types **est basée sur l'hypothèse que le quart des clients participants auraient recours à un***

¹¹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD-1, Doc. 1, pages 10-11. Souligné en caractère gras par nous.

¹² HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD-1, Doc. 1, page 11 (ligne 33) à la page 12 (ligne 5). Souligné en caractère gras par nous.

écrêtage de leur pointe. En effet, une part importante des bâtiments visés par le Programme possèdent des systèmes de contrôle électroniques permettant aux clients d'effectuer une gestion de leur consommation, incluant la pointe. Il s'agit là d'une pratique courante chez ces clients puisque la structure des tarifs auxquels ils sont assujettis les y incite;¹³

Le Programme se traduirait par un impact de l'ordre de 110 MW sur les besoins du Distributeur. **Toutefois, le Distributeur encouragera fortement les clients à adhérer aux options de gestion de la pointe, permettant de limiter l'impact sur son bilan en puissance;**¹⁴

Une fois le Projet réalisé, les équipements utilisant des combustibles fossiles ne peuvent servir qu'aux fins de la **gestion de la demande de puissance.**¹⁵

Par ailleurs, si un Participant souhaite **réduire la demande de puissance** de ses bâtiments pendant les périodes où la demande d'électricité est exceptionnellement élevée, il peut aussi soumettre un projet dans le cadre du programme Gestion de la demande de puissance (GDP) d'Hydro-Québec.¹⁶

Le Distributeur se réserve le droit de **refuser tout projet qui aurait un impact important sur les réseaux de transport et de distribution,** comme le prévoit la section 6.4 du Guide du participant, déposé à l'annexe A. Dans ce cadre, les projets retenus n'exerceront pas de pression à la hausse sur les tarifs du Transporteur ou du Distributeur à cause d'investissements requis sur les réseaux.¹⁷

¹³ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD-1, Doc. 1, page 15, lignes 4-10. Souligné en caractère gras par nous.

¹⁴ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD-1, Doc. 1, page 20, lignes 6-8. Souligné en caractère gras par nous.

¹⁵ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD-1, Doc. 1, Annexe A, Guide du participant, page 9, *in fine*. Souligné en caractère gras par nous.

¹⁶ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD-1, Doc. 1, Annexe A, Guide du participant, page 13. Souligné en caractère gras par nous.

¹⁷ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD-1, Doc. 1, page 20, lignes 29-34. Souligné en caractère gras par nous.

Hydro-Québec Distribution doit par ailleurs effectuer un suivi du présent programme projeté afin de vérifier son impact sur la demande en puissance :

*Le Programme s'appliquera, dans un premier temps, sur une période de deux ans (1^{er} avril 2017 au 31 mars 2019). Cette période de rodage permettra de s'assurer de l'attractivité de l'offre et de la notoriété du Programme dans le marché, de même que de sa rentabilité pour le Distributeur **et de son impact sur les besoins en puissance. Si nécessaire, le Distributeur pourra alors apporter des ajustements aux modalités.***¹⁸

Nous nous interrogeons donc sur la pertinence, au présent programme, de créer artificiellement un incitatif au démantèlement permanent des systèmes au mazout ou au propane, alors qu'il est dans l'intérêt public et dans l'intérêt d'Hydro-Québec Distribution qu'ils soient conservés.

La réponse qu'Hydro-Québec Distribution a émise suite à notre questionnement est insatisfaisante car elle ne permet pas de justifier sa proposition de subventionner le démantèlement d'un outil dont elle serait elle-même susceptible d'avoir besoin. Le fait qu'il existe d'autres outils possibles de réduction du déficit de puissance ne justifie pas, selon nous, de se subventionner le démantèlement de l'un d'eux :

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À SÉ-AQLPA

Le choix de conserver ou non les équipements au combustible doit être laissé à la discrétion des clients.

*Comme mentionné à la section 4.3 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0018), les clients peuvent très bien participer au programme GDP Affaires du Distributeur sans utiliser de chaudières à combustible. Plusieurs clients participent à ce programme en mettant en œuvre des stratégies de contrôle des équipements de chauffage et ventilation ou des moyens de gestion de la production, dans le cas de clients industriels.*¹⁹

¹⁸ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD 1, Document 1, page 8, lignes 16 à 28. Souligné en caractère gras par nous.

¹⁹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0028, HQD-2, Document 7, page 28, Réponse 1.5(a) à SÉ-AQLPA. Souligné en caractère gras par nous.

RECOMMANDATION NO. 1-4 :

Nous recommandons à la Régie de rejeter la proposition d'Hydro-Québec Distribution visant à ce que les coûts de démantèlement des systèmes existants au mazout ou au propane soient admissibles au programme de conversion proposés.

Plus encore, le maintien des systèmes existants au mazout ou au propane devrait constituer une condition d'admissibilité au programme.

2.4.2 Les coûts de décontamination

Si Hydro-Québec Distribution devait malgré tout maintenir, parmi les coûts admissibles au programme, ceux du démantèlement des équipements fonctionnant aux combustibles fossiles, y compris l'enlèvement des réservoirs, alors il nous semble inapproprié qu'en soient exclus les coûts liés à la décontamination, comme elle le propose :

4.3. Dépenses admissibles

Les dépenses admissibles couvrent les coûts de matériel et de main-d'œuvre pour, notamment : [...]

*le démantèlement des équipements fonctionnant aux combustibles fossiles, y compris l'enlèvement des réservoirs **à l'exclusion des coûts liés à la décontamination**, le cas échéant,²⁰*

La décontamination n'est en effet généralement possible qu'au moment où après le retrait des équipements qui la génèrent. Elle est souvent réglementairement requise au moment du retrait des équipements ou après et non avant.

Dans un tel contexte, la décontamination constitue une composante indissociable du retrait des équipements.

Si le programme accepte comme dépenses admissibles « *le démantèlement des équipements fonctionnant aux combustibles fossiles, y compris l'enlèvement des réservoirs* », il est logique et environnementalement souhaitable que les coûts connexes de décontamination soient inclus.

RECOMMANDATION NO. 1-5 :

Subsidiairement à la recommandation 1-4, si le programme accepte comme dépenses admissibles « *le démantèlement des équipements fonctionnant aux combustibles fossiles, y compris l'enlèvement des réservoirs* », il est logique et environnementalement souhaitable que les coûts connexes de décontamination soient inclus. Nous recommandons donc en ce cas à la Régie de le requérir.

²⁰ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD-1, Doc. 1, pages 10-11. Souligné en caractère gras par nous.

2.5 LE PROCESSUS DE SOUMISSION ET D'APPROBATION DES PROJETS ET LA PÉRIODE D'APPLICATION

Selon la proposition d'Hydro-Québec Distribution, le programme de conversion visé par le présent dossier, prendra fin le 31 mars 2019, son renouvellement n'étant pas assuré.²¹

Tous les projets dont les travaux de conversion débuteraient à l'intérieur de la période d'application sont admissibles. Toutefois, les projets devront avoir été complétés au plus tard le 1^{er} décembre 2019, date à laquelle le Distributeur devra avoir reçu le formulaire de confirmation de fin de travaux et la demande de versement de l'appui financier.²² Une confirmation de fin de travaux, fournie par le client, est requise pour permettre le versement de l'appui financier²³

Nous nous sommes inquiétés à l'effet que ces règles pouvaient constituer pour le client de perte de la subvention si ses travaux n'étaient pas complétés dans le délai prescrit. De façon surprenante, Hydro-Québec Distribution semble évaluer qu'un tel risque serait nul, malgré l'ampleur possible des travaux :

QUESTION DE SÉ-AQLPA

Nous comprenons que le risque relié à la fin des travaux est assumé par le client. Veuillez confirmer.

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À SÉ-AQLPA

Le client n'assume aucun risque à cet effet, car le processus de versement de l'appui financier est enclenché aussitôt que les travaux du client sont complétés et selon les modalités déjà connues du client.

*Tous les programmes d'efficacité énergétique du Distributeur visant la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle procèdent de la même manière et aucun risque relié à la fin des travaux n'a été soulevé par les clients.*²⁴

²¹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD 1, Document 1, page 8, lignes 16 à 28.

²² **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD 1, Document 1, page 8, lignes 16 à 28.

²³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD 1, Document 1, page 8, lignes 9 à 15.

²⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0028, HQD 2, Document 7, réponse numéro 1.3a à la demande de renseignements numéro 1 de SÉ-AQLPA, pages 5-6. Souligné en caractère gras par nous.

QUESTION DE SÉ-AQLPA

Qu'arrive-t-il si le client n'a pas terminé les travaux au 1^{er} décembre 2019 ?

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À SÉ-AQLPA

Un retard dans la fin des travaux dégage le Distributeur de son engagement à l'égard du versement de l'appui financier. Toutefois, **le Distributeur estime qu'il est peu probable que ce risque se matérialise.**²⁵

Nous ne sommes pas aussi optimistes qu'Hydro-Québec Distribution quant à l'inexistence d'un risque de retard dans les travaux qui amènerait la perte totale de la subvention. Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir un plus long délai pour permettre aux clients de compléter leurs travaux sans risque de perte de leur subvention.

RECOMMANDATION NO. 1-6 :

Nous recommandons à la Régie de requérir un plus long délai que l'échéance du 1^{er} décembre 2019 pour permettre aux clients de compléter leurs travaux sans risque de perte de leur subvention.

²⁵ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0028, HQD 2, Document 7, réponse numéro 1.4a à la demande de renseignements numéro 1 de SÉ-AQLPA, page 6. Souligné en caractère gras par nous.

2.6 L'ENGAGEMENT DE CONSOMMATION MINIMALE

Compte tenu du déficit de puissance prévu d'Hydro-Québec Distribution, il nous semble qu'Hydro-Québec Distribution devrait, à tout le moins, éviter d'encourager et d'inciter à un accroissement de ce déficit de puissance

Or le Programme proposé prévoit une obligation minimale annuelle de consommation d'électricité (OMA) pour une période de cinq ans suivant la conversion, afin d'assurer sa rentabilité pour le Distributeur :

4.4. Obligation minimale annuelle

Le Programme prévoit une obligation minimale annuelle de consommation d'électricité (OMA) pour une période de cinq ans suivant la conversion, afin d'assurer la rentabilité de la mesure pour le Distributeur. Si la consommation réelle était inférieure à l'obligation, le Distributeur pourrait récupérer auprès du client, en partie ou en totalité, l'appui financier versé.²⁶

Nous recommandons que la consommation en période de pointe soit exclue du calcul de l'obligation minimale annuelle de consommation d'électricité (OMA). Ainsi la consommation en pointe serait sans effet sur l'accomplissement ou non par le client de son obligation minimale annuelle de consommation d'électricité (OMA) aux fins du programme.

RECOMMANDATION NO. 1-7 :

Nous recommandons à la Régie de requérir que la consommation en période de pointe soit exclue du calcul de l'obligation minimale annuelle de consommation d'électricité (OMA). Ainsi la consommation en pointe serait sans effet sur l'accomplissement ou non par le client de son obligation minimale annuelle de consommation d'électricité (OMA) aux fins du programme.

²⁶ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD-1, Doc. 1, page 11, lignes 9-13

3

LA RENTABILITÉ DU PROGRAMME POUR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**3.1 LES PRINCIPALES SENSIBILITÉS DU TEST DE NEUTRALITÉ TARIFAIRE (TNT)**

Deux variables fondamentales sont susceptibles d'affecter la rentabilité du programme pour Hydro-Québec Distribution selon le test de la neutralité tarifaire.

En premier lieu, il y a lieu de s'assurer que le montant d'aide financière sera suffisant pour intéresser la clientèle, qui y verrait alors sa propre rentabilité selon le Test du participant. Comme Hydro-Québec Distribution envisage de suivre et revoir les modalités de son programme au besoin, il y a lieu de se demander si celle-ci risquerait d'être contrainte d'accroître son aide à l'avenir afin de corriger une éventuelle perception par la clientèle d'une insuffisance de rentabilité du programme selon ses modalités actuelles, ce qui à son tour réduirait la rentabilité du programme pour le Distributeur. Cette question est examinée en section 3.2.

En second lieu, le test de la neutralité tarifaire repose sur deux paramètres : la rentabilité en énergie et la rentabilité en puissance. Alors que la rentabilité en énergie est assurée, la rentabilité en puissance, quant à elle, peut être problématique et même neutraliser la rentabilité en énergie selon les hypothèses que l'on poserait quant au déficit en puissance à la pointe (que le Distributeur évalue actuellement) à 110 MW. Pour évaluer correctement ce risque et porter un jugement éclairé sur cette sensibilité de la rentabilité du programme, l'on doit d'abord procéder à une analyse de sensibilité de ce besoin de puissance additionnelle à la pointe (qui risquerait de requérir des achats dispendieux). La question qui nous préoccupe est celle de savoir si le Distributeur aurait ou non sous-évalué ce déficit de puissance créée par le programme. Cette question est importante puisque le Distributeur affirme, avec des exemples à l'appui, que la conversion totale à l'électricité serait la formule qui lui fournirait le plus de bénéfices et qui serait la plus rentable mais c'est aussi celle qui accroît le risque de déficit en puissance à la pointe. Cette question est examinée en section 3.3.

3.2 LA QUESTION DE LA SUFFISANCE DE L'AIDE SELON LES PARAMÈTRES ACTUELLEMENT PROPOSÉS PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (LE TEST DU PARTICIPANT)

Essentiellement le test du participant (TP) demeure positif si le prix du mazout croît selon un rythme d'au moins 1 % par année sur l'horizon 2018-2027, comme le montre le tableau suivant :

Tableau 3.1

Impact sur le TP du taux de croissance du prix du mazout.²⁷

Taux de croissance moyen du prix du mazout 2018-2027	0,85%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8,05%
Test du participant (TP)	0	2,1	16,4	31,6	47,6	64,5	82,5	101,5	159,7

Nous avons vérifié que dès que cette condition est remplie, le fait d'utiliser un taux d'actualisation plus élevé ne change pas le portrait : avec une croissance moyenne de 1 % du prix du pétrole, il faut un taux d'actualisation de l'ordre de 10% par an pour ramener le TP à zéro et si le taux de croissance moyen du prix du pétrole est de 2 % alors le taux d'actualisation requis pour annuler le TP est de 28,25 %.

Mais comme ce taux de croissance des prix du mazout n'est pas assuré, nous devons conclure que le participant est celui qui risque du point de vue financier. C'est le participant qui risque une perte si les hausses du prix du mazout ne se matérialisent pas. On sait par exemple qu'entre 2006-2007 et 2016-2017, selon Gaz Métro, le mazout numéro 6 a diminué de 25 % et le mazout numéro 2 de 10 %.²⁸

Si les clients visés évaluaient que ce risque est trop grand pour eux quant à la croissance du prix du mazout, alors la participation de la clientèle pourrait s'en trouver négativement affectée, ce qui pourrait amener Hydro-Québec Distribution à se présenter auprès de la Régie de l'énergie pour demander un accroissement de l'aide offerte.

²⁷ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD 1, Document 1, Tableau 9, page 18.

²⁸ **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3596-2006, Pièce B-0022, SCGM 5, Document 1, Tableau 7, page 13; Dossier R-3970-2016, Pièce B-0016, Gaz Métro 2, document 1, Tableau 8, page 49.

RECOMMANDATION NO. 1-8 :

Nous recommandons à la Régie de suivre de façon toute particulière la suffisance de l'aide financière prévue au programme, compte tenu du risque que le client doit assumer quant à la justesse de l'hypothèse d'une croissance le prix du mazout selon un rythme d'au moins 1 % par année sur l'horizon 2018-2027, hypothèse sur laquelle le programme est fondé.

3.3 LA QUESTION DE LA VALIDITÉ DE LA PRÉVISION DE L'IMPACT EN PUISSANCE DU PROGRAMME

3.3.1 L'enjeu de l'impact en puissance

La rentabilité du programme repose essentiellement sur le fait que le Distributeur dispose de surplus d'énergie importants qu'il peut livrer à sa clientèle à faible coût pendant plusieurs années. Cependant le Distributeur est parallèlement également en déficit de puissance à la pointe et cette situation est préoccupante puisqu'elle peut amener des coûts d'approvisionnements en puissance qui neutraliseraient les bénéfices escomptés. Plusieurs intervenants et la Régie s'en sont inquiétés. Parmi les intervenants, SE-AQLPA, dès sa demande d'intervention, a soulevé des doutes sur l'objectif proposé d'une conversion totale à l'énergie électrique et souhaitait plutôt une conversion à la bi-énergie :

*SE-AQLPA envisagent toutefois, à ce stade, de recommander que ce programme ne vise pas la conversion au tout-électrique mais plutôt la conversion à la bi-énergie. Nous espérons pouvoir obtenir au présent dossier des informations additionnelles de HQD permettant de comparer la faisabilité, le marché, les coûts et la rentabilité des deux options.*²⁹

SE_AQLPA a également repris cette interrogation dans les termes suivants :

*SE-AQLPA rappellent qu'au dossier R-3972-2016, en section 4.4.4 et recommandation SE-AQLPA-4.4.4 (pages 181 et 183) de leur mémoire révisé C-SE-AQLPA-0004, elles préconisaient déjà le rétablissement d'un tarif bi-énergie pour le secteur CII.*³⁰

Tous les demandeurs en intervention expriment en effet leurs réserves quant à l'impact en puissance du programme de conversion au « tout-électrique » tel que proposé et plusieurs estiment qu'un tarif bi-énergie CII serait préférable.³¹

²⁹ **SE-AQLPA**, Dossier R-4000-2017, Pièce SE-AQLPA C-0002, Demande d'intervention, page 3, 1^{er} paragraphe.

³⁰ **SE-AQLPA**, Dossier R-4000-2017, Pièce C-SE-AQLPA-0003, Réponse aux commentaires du Distributeur sur les demandes d'intervention page 2, 3^e paragraphe.

³¹ **SE-AQLPA**, Dossier R-4000-2017, Pièce C-SE-AQLPA-0003, Réponse aux commentaires du Distributeur sur les demandes d'intervention page 2, 5^e paragraphe.

3.3.2 La validité de la prévision de l'impact en puissance du programme

La rentabilité du programme pour Hydro-Québec Distribution dépend directement des coûts associés à la nouvelle puissance requise puisque la composante en énergie du programme est toujours profitable. Il est donc primordial d'évaluer correctement le nouveau besoin en puissance à la pointe qui sera requis par le programme.

Pour établir une corrélation entre la demande en énergie et la demande en puissance il faut tenter de trouver le *Facteur d'utilisation (FU)* représentatif du programme proposé. On sait que plus le FU est bas, plus la pointe sera élevée et sera donc susceptible d'entraîner des coûts significatifs. Une approche consiste à rechercher des FU comparables qui pourront nous indiquer si la proposition du Distributeur de considérer une augmentation de 110 MW à la pointe pour le programme proposé constitue ou non une estimation valable, en considérant l'effacement possible. (Lorsqu'on ne dispose pas de la valeur en puissance, l'on peut tout de même comparer le mois de plus forte charge avec le mois de plus faible charge ce qui donnera une indication sur l'importance du chauffage).

3.3.2.1 Des FU comparables

Ainsi, pour obtenir le FU moyen du réseau intégré nous avons pris les données du dernier dossier tarifaire (dossier R-3980-2016). Les FU en réseaux autonomes sont par ailleurs donnés dans le plan d'approvisionnement du Distributeur.

Tableau 3.2

Calcul du FU du réseau intégré du distributeur année 2015

	Prévision en énergie normalisée	Prévision en puissance normalisée			
	a	b	c	d = b x c	a/d
	GWh	MW	h/an	GWh/an	F.U.
FU moyen réseau intégré	168 462 ³²	37 687 ³³	8760	330138,12	51,0%
FU moyen réseaux autonomes ³⁴	397	94	8760	823,44	48,2%
Fu Puvirnituuq Nunavik ³⁵					64,0%
FU La Romaine ³⁶					48,0%
FU Lac Robertson ³⁷					45,0%

Le FU moyen pour l'ensemble du réseau basé sur les ventes normalisées du dossier 3980-2016 Cause tarifaire est donc de 51 %.

Le FU moyen des réseaux autonomes présente un comparable intéressant parce qu'on y trouve des villages avec beaucoup de chauffage et d'autres avec pratiquement aucun

³² **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0018, HQD 4, Document 2, page 15, tableau 7, année historique 2015 normalisée.

³³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0018, HQD 4, Document 2, page 15, tableau 7, année historique 2015 normalisée.

³⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION** Dossier R-3986-2016, Pièce B-0011, HQD-2, document-2, Tableau 2 B, page 25 de 124

³⁵ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION** Dossier R-3986-2016, Pièce B-0011, HQD-2, document-2, Tableau 3C-1, page 77 de 124

³⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION** Dossier R-3986-2016, Pièce B-0011, HQD-2, document-2, Tableau 3C-1, page 77 de 124

³⁷ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION** Dossier R-3986-2016, Pièce B-0011, HQD-2, document-2, Tableau 3C-1, page 77 de 124

chauffage. On peut calculer de la même manière le FU moyen dans le dossier du dernier plan d'approvisionnement au tableau 2B page 25. Ce FU de 48,5 % est donc comparable au FU du réseau intégré qui est de 51 %.

Cependant il y a une grande variété dans les FU des différents villages, due essentiellement à la présence ou à l'absence de chauffage. Dans le tableau précédent, on peut ainsi voir que, dans les villages du Nunavik où il n'y a pratiquement pas de chauffage, le FU dépasse souvent 60 % tandis que le FU des villages avec beaucoup de chauffage comme La Romaine est de 48 % et celui du Lac Robertson est de 45%.

3.3.2.2 Ratio de la consommation mensuelle maximale et minimale

L'autre facteur qui peut présenter un intérêt pour l'évaluation des besoins en puissance dus principalement au chauffage est le ratio en énergie du mois de pointe par rapport à celui de la plus faible charge. Toujours avec les données de la dernière cause tarifaire et du plan d'approvisionnement on peut constituer le tableau suivant :

Tableau 3.3

Ratio creux mensuel vs pointe mensuelle de la consommation³⁸

		Janvier 2015	Juin 2015	Ratio
		GWh	GWh	%
Réseaux autonomes				
	Tous les clients	49	30	61,2%
Réseaux intégrés				
	Tous les clients	19 494	11 367	58,3%
	Clients D-DM	9 218	3 075	33,4%
	Clients M	2 929	2 395	81,8%
	Clients L	2 586	2 469	95,5%

En comparant ces ratios avec les FU de réseaux du tableau 3.2, on peut y constater des similitudes et des différences importantes mais on y retrouve tout de même un indice de la présence du chauffage et de son effet sur ce ratio qui nous permet de essayer d'interpréter le besoin de puissance à la pointe.

Une très grande partie des clients du programme proposé par le Distributeur seront les clients du tarif M. Comme le FU de ces clients n'est pas disponible directement, on peut en avoir une certaine approximation en considérant le ratio de la consommation entre les mois de très faible consommation (comme le mois de juin) et les mois de consommation maximale (comme le mois de janvier).

³⁸ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0018, HQD 4, Document 2, page 15, Tableau D-3, année historique 2015 normalisée, page 36 de 39

On voit immédiatement que les écarts dans le ratio des mois de faible de charge vs la pointe de consommation selon les divers types de clients sont très significatifs et que les clients au tarif M (avec un ratio de 81,8 %) utilisent très peu le chauffage électrique, de sorte qu'il y a beaucoup de place pour un accroissement de la consommation. Le potentiel commercial dans cette catégorie de clients est considérable. Selon ce tableau les clients au tarif L soulèvent des caractéristiques du même ordre.

3.3.2.3 Le FU du programme proposé et son impact en puissance

Le Distributeur fait une prévision du succès du programme en évaluant que la consommation supplémentaire en énergie apporté par le programme aurait un potentiel commercial qui est estimé à 900 GWh et que le résultat pour les deux années du programme serait de 340 GWh de pénétration et il estime que cette consommation en énergie apportera un surplus de besoins en puissance à la pointe de 110 MW.

Cette valeur de 110 MW tient cependant compte d'un effacement à la pointe par les clients qui voudront abaisser leur facture. À partir de ces données on peut calculer facilement le FU équivalent du FU du programme que le Distributeur pose comme hypothèse.

Tableau 3.4

Le FU du programme proposé

CALCUL DU FU DU PROGRAMME PROPOSÉ					
	Prévision en énergie	Prévision en puissance			
	GWh	MW	h/an	GWh/an	F.U.
Avec effacement	340	110	8760	963,6	35,3%
Sans effacement	340	,110/0,75 = 147	8760	1284,8	26,5%

Ce calcul simple nous montre que les 340 GWh pour une puissance anticipé de 110 MW à la fin de 2018 donne un F.U. de 35,3 % ce qui est très faible et appel un certain nombre des constatations. Ce calcul tient compte de l'effacement de 25 % présumé par le Distributeur puisque le 110 MW de puissance additionnelle est la valeur espérée par le Distributeur pour l'ajout de puissance requis.

En faisant la comparaison avec les FU analysés on est en droit de penser qu'un FU de 26,5 % sans effacement est une valeur raisonnable pour des nouvelles charges qui seront essentiellement du chauffage avec les auxiliaires de ventilation associés. L'effacement proposé par le Distributeur devient très important pour justifier la rentabilité du programme parce que cet effacement fait passer le FU de 35,3 % à une valeur de 26,5 % et en corollaire la nouvelle puissance requise de 147 MW à 110 MW.

Cette valeur de 35,3 % du FU nous conforte à l'idée que le Distributeur n'a pas sous-estimé l'appel de puissance additionnel requis pour servir cette nouvelle charge en supposant que l'effacement de cette pointe prévu soit réel. Subsidièrement on peut conclure que les coûts additionnels de cette nouvelle puissance qui utilisent les barèmes des coûts évités reconnus dans les causes tarifaires sont bien évalués par le Distributeur.

RECOMMANDATION NO. 1-9 :

Nous recommandons à la Régie de comme valables les estimations des nouveaux besoins en puissance générés par le programme de 147 MW sans effacement et de 110 MW avec effacement.

3.3.2.4 La rentabilité du programme à la lumière de l'estimation de l'impact en puissance du programme proposé et l'analyse de sa sensibilité

En acceptant les estimations du Distributeur quant à la nouvelle demande en puissance avec effacement du programme proposé la rentabilité de celui-ci semble assuré.

Cependant certains paramètres sont incertains. Le premier paramètre incertain est évidemment le degré d'effacement anticipé par le Distributeur; une erreur significative dans cette estimation pourrait entraîner des conséquences désastreuses pour le programme. Dans son analyse de sensibilité financière le Distributeur a fait varier l'application du signal de prix à long terme comme le montre la citation suivante :

Le tableau 8 présente quel serait l'impact sur le TNT d'un resserrement du bilan en puissance, lequel aurait pour conséquence un devancement de l'application du signal de prix de long terme de la puissance (106 \$/kW). L'analyse présentée au tableau 8 montre que le point mort du TNT est atteint lorsque le signal de prix de long terme est appliqué à partir de 2021. En d'autres termes, même avec un accroissement des besoins en puissance, le Programme reste rentable pour le Distributeur.³⁹

Dans cette analyse de sensibilité, le Distributeur ne précise pas toutefois la variation de la puissance requise qu'il a pris en compte pour obtenir ce tableau 8 et dans les coûts d'approvisionnement. Il ne tient pas compte du coût additionnel au tarif de transport qui est basé sur la puissance transportée.

À notre point de vue, il s'agit d'une faiblesse du dossier importante. Selon nous c'est une analyse de sensibilité tronquée qu'Hydro-Québec Distribution nous présente.

Le Distributeur doit faire mieux à ce sujet parce que les risques d'échec sont majeurs.

RECOMMANDATION NO. 1-10 :

Nous recommandons à la Régie de requérir au Distributeur de refaire son analyse de sensibilité de la rentabilité du programme proposé, en y incluant d'une part des variations plus importantes des besoins en puissance à la pointe (comme par exemple des besoins sans effacement de 147 MW), en y incluant d'autre part le coût additionnel d'approvisionnement de transport occasionné par l'addition des variables de puissance (de 110 MW et de 147 MW et autres).

³⁹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD 1, Document 1, Révision : 2017-05-11, page 17, lignes 13-18.

RECOMMANDATION NO. 1-11 :

Nous recommandons à la Régie de requérir du Distributeur un suivi précis et constant du degré d'effacement des adhérents au programme en exigeant du Distributeur un rapport trimestriel et cumulatif de la nouvelle puissance engagée et de la puissance effacée.

3.3.3 Le potentiel commercial à long terme du programme et son impact en puissance

L'objectif du programme est de disposer des surplus en énergie du Distributeur, lesquels vont se prolonger bien au-delà de 2018 de sorte qu'une prolongation du programme présentera probablement un intérêt certain.

Le Distributeur a annoncé à ce sujet un potentiel commercial à long terme du programme de l'ordre de 900 GWh mais est ce que cette estimation est raisonnable ?

En nous basant sur les tableaux 3.2 et 3.3, on peut voir que le ratio du creux mensuel versus la pointe mensuelle de la puissance des clients du Distributeur au tarif M se situe à 81,8 % ce qui nous indique que le FU est relativement élevé. Ce ratio et un FU élevé nous indique aussi qu'il y aurait peu de chauffage dans la clientèle du Distributeur au tarif M, ce qui donne à penser que le potentiel du programme est peut-être plus considérable que celui avancé par le Distributeur. Ce raisonnement est encore plus vrai lorsqu'on considère le ratio des clients au tarif L.

On peut donc penser que le potentiel commercial est plus important (en gardant à l'esprit toujours que sa rentabilité reste à prouver et comporte les risques déjà énoncés plus haut). En effet en faisant les mêmes calculs de la section précédente, on trouve que la croissance à la pointe des besoins de puissance si la totalité du potentiel commercial présumé par le Distributeur est convertie et si le programme est poursuivi et que tout est converti dans quelques années, alors le besoin en puissance avec effacement serait de 291 MW.

Comme il a été souligné ci-dessus, le potentiel commercial est cependant possiblement beaucoup plus élevé (de sorte que les 291 MW de besoins en puissance pourraient être beaucoup plus élevé si le programme se poursuivait jusqu'à la pleine atteinte de son marché potentiel). Ce nouveau besoin possible de puissance additionnelle pourrait ainsi constituer un frein important à une prolongation à long terme de ce programme de conversion si le coût des derniers MW requis est élevé.

Dans ce contexte, la recherche d'outils de gestion de la pointe devient très importante si l'on veut être en mesure de poursuivre le programme et la biénergie doit se situer en tête de liste des priorités.

Il faudra que le Distributeur trouve d'autres moyens pour s'approvisionner en puissance et gérer son déficit prévu en puissance s'il veut pouvoir bénéficier du plein potentiel du marché admissible au programme ici proposé.

RECOMMANDATION NO. 1-12 :

Nous recommandons à la Régie d'inciter fortement le Distributeur à trouver de nouveaux outils de gestion de la pointe qui pourrait permettre la prolongation du programme proposé et la réalisation de son plein potentiel auprès de la clientèle. Ceci accroît encore davantage la pertinence de nos recommandations ci-dessus visant à, au moins, éviter de subventionner le démantèlement des équipements au mazout ou propane qui pourraient un jour servir à la bi-énergie et éviter de requérir une consommation en période de pointe, par une OMA ne distinguant pas cette pointe.

4

L'IMPACT DU PROGRAMME SUR LES RÉSEAUX

L'ajout de charges peut avoir un impact sur le réseau de distribution et sur le réseau de transport et cet impact doit être pris en compte.

4.1 L'IMPACT DU PROGRAMME SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Le Distributeur est très confiant que son réseau soit en mesure d'absorber les nouvelles charges sans difficultés :

*Les projets de conversion devraient toucher en bonne partie des clients des marchés commercial et institutionnel de petite et moyenne tailles. Or, le réseau du Distributeur a généralement une marge suffisante pour accueillir des charges additionnelles de cette envergure. Dans le cours normal des activités du Distributeur, les demandes d'intégration au réseau ou d'augmentation de puissance pour des charges comparables sont habituellement traitées sans étude de réseau préalable. Toutefois, le Distributeur procéderait à une telle étude, comme il est d'usage, si plusieurs demandes devaient se situer sur une même ligne ou dans une localisation géographique particulière.*⁴⁰

Le Distributeur s'est gardé cependant le droit de refuser toute proposition qui pourrait nécessiter des ajouts significatifs à ce réseau et que le client ne voudrait pas assumer. Selon nous, ces cas ne peuvent être que des cas d'exception, puisque les charges typiques de ces clients seraient de moins de 500 kW. L'addition d'une telle puissance ne devrait donc pas causer de difficultés sur une artère standard à 25 kV qui est capable de transporter 500 ampères donc plus de 20 MW.

⁴⁰ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD-1, Doc. 1, page 20, lignes 17-24.

4.2 L'IMPACT DU PROGRAMME SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL

L'impact du programme sur le réseau de transport principal est moins évident parce que plusieurs facteurs sont susceptibles d'influer sur le comportement dynamique du réseau principal en particulier la situation géographique des charges et leur nature. D'ailleurs le Distributeur est beaucoup moins affirmatif à ce sujet :

*Un bilan régulier des demandes reçues et de leurs caractéristiques énergétiques sera partagé avec les équipes de planification du Transporteur. Ces dernières seront en mesure d'identifier, le cas échéant, les impacts potentiels sur le réseau de transport.*⁴¹

En ce qui concerne la situation géographique, le Distributeur situe une grande partie des charges dans la section est du réseau :

*De surcroît, le Distributeur prévoit une concentration importante des cas de conversion dans les régions de l'est du Québec, là où l'on retrouve moins de 5 % du parc biénergie.*⁴²

Cette situation géographique est plus favorable qu'une concentration dans la région de Montréal et ne devrait donc pas créer de problème pour le réseau principal. Même si le déplacement de charge peut amener à l'occasion de difficultés et des besoins de compensation additionnels, cela ne devrait pas être le cas ici pour le réseau principal.

En ce qui concerne la nature des charges, encore là, la situation est favorable parce que les charges de chauffage sont des charges à impédance constante qui exigent le moins de compensation et qui ont le moins d'effet sur le comportement dynamique du réseau. Nos clientes avaient tenté de le faire confirmer en demande de renseignements :

QUESTION DE SÉ-AQLPA

Le Distributeur peut-il fournir la caractéristique des charges nouvelles anticipées décrites à la référence ii) en donnant sa meilleure estimation du pourcentage de charges à impédance constante, du pourcentage de charges à puissance constante et du pourcentage de charge à courant constant pour la pointe d'hiver et pour la faible charge d'été ?

⁴¹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0013, HQD-1, Doc. 1, page 20, lignes 17-24

⁴² HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce, B-0013, HQD-1, Doc. 1, page 20, lignes 3-5.

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À SÉ-AQLPA

*Le Distributeur ne dispose pas de cette information. Par ailleurs, le Distributeur ne voit pas la pertinence de ce type d'information aux fins de l'analyse du présent dossier.*⁴³

Nous soumettons que notre question était extrêmement pertinente. La nature des charges et leur volume peuvent en effet entraîner des conséquences sur le réseau principal de la même façon que l'ajout de production dans un réseau régional. À cet égard, il est pertinent de relire les paragraphes 31 et 32 de la décision D-2017-025 du dossier R-3978-2016 :

[31] Par ailleurs, l'intégration de 446,25 MW de production éolienne entraîne une augmentation des transits sur le réseau de transport principal, qui se traduit par une dégradation du niveau de fiabilité liée à une robustesse insuffisante du réseau. Or, le Transporteur doit assurer la stabilité du réseau face aux événements les plus sévères prévus aux critères de conception.

*[32] Le Transporteur explique que, lors d'évènements causant la perte de lignes à 735 kV au sud du réseau, la puissance produite par les trois nouveaux parcs éoliens accentue l'affaissement des tensions sous les plages normales d'exploitation. Par conséquent, des travaux de renforcement du réseau principal sont requis pour le maintien de la fiabilité et de la stabilité du réseau de transport principal.*⁴⁴

Mais heureusement, malgré l'absence de réponse d'Hydro-Québec à notre question ci-haut, comme nous l'avons souligné, le volume des nouvelles charges, leur localisation géographique et leur nature sont favorables et aucun effet négatif particulier n'est anticipé sur le réseau principal.

⁴³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0028, HQD-2, Document-7, page 15.

⁴⁴ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier 3978-2016 Pièce A-0014, Décision D-2017-025, paragraphes 31 et 32 page 10-11.

4.3 L'IMPACT DU PROGRAMME SUR LES RÉSEAUX DE TRANSPORT RÉGIONAUX DONT LA GASPÉSIE

En ce qui concerne les réseaux régionaux ceux-ci n'ont pas tous la même capacité. Nos clientes, SE-AQLPA, dans leur demande d'intervention s'étaient dites préoccupées entre autres par le réseau de la Gaspésie vu l'affirmation du Distributeur semblant cibler cette région notamment :

De surcroît, le Distributeur prévoit une concentration importante des cas de conversion dans les régions de l'est du Québec, là où l'on retrouve moins de 5 % du parc biénergie.⁴⁵

La réponse du Distributeur quant à ce réseau se veut rassurante :

DEMANDE 1.9-C DE SÉ-AQLPA

En ce qui concerne la référence (ii), veuillez élaborer sur la suffisance de chacun des réseaux de chacune des « régions de l'est du Québec » ci-dessus décrites d'accueillir des charges additionnelles visées par le présent programme, notamment « si plusieurs demandes devaient se situer sur une même ligne ou dans une localisation géographique particulière ».

RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Les vérifications effectuées par le Distributeur sur la capacité du réseau de ces régions n'ont démontré aucun enjeu pouvant compromettre le succès du Programme. Les lettres d'intention reçues à ce jour renforcent cette affirmation.⁴⁶

Au moins le Distributeur s'est posé la question concernant certains réseaux régionaux et en particulier le réseau de la Gaspésie dont certaines faiblesses avaient été identifiées lors de l'intégration des trois derniers parcs éoliens. Nos clientes SE-AQLPA avait d'ailleurs alors exprimé leurs inquiétudes :

Or le réseau de TransÉnergie dans cette région est déjà sur-utilisé ; un accroissement de la demande électrique en pointe dans cette région pourrait donc requérir des investissements importants en transport.

⁴⁵ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce, B-0013, HQD-1, Doc. 1, page 20, lignes 3-5 :

⁴⁶ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce B-0028, HQD-2, Document-7, page 13

Il semble donc à SÉ-AQLPA que le programme de conversion tout à l'électricité, proposé au présent dossier, serait particulièrement problématique.⁴⁷

Le réseau de la Gaspésie est effectivement un réseau relativement faible mais l'addition de nouvelles charges pourrait avoir un effet positif sur la situation qui avait été identifiée lors de l'intégration des 3 parcs éoliens. Le paragraphe 30 de la décision D-2017-025 fournit d'ailleurs quelques indications précieuses à ce sujet :

*[30] Cependant, le Transporteur fait valoir que les parcs éoliens Nicolas-Riou et Roncevaux (Le Plateau 4) **produiront de la puissance réactive capacitive sur le réseau de transport régional Matapédia, entraînant ainsi une hausse de la tension au-delà des plages normales pour certaines conditions du réseau**, notamment lors de la perte d'une inductance de 150 MVar au poste de Rimouski en période estivale. Ainsi, le Transporteur explique que l'ajout d'une inductance shunt de 150 MVar à 315 kV est requis au poste de Rivière-du-Loup afin de ramener ces variations de tension dans les plages normales. La MES de cet ajout est prévue en décembre 2017.⁴⁸*

Le problème de hausse de tension mentionnée est susceptible de se produire principalement en été parce que à ce moment-là la charge est faible et que potentiellement tous les parcs pourraient être en production maximale. Cette éventualité est peu probable mais possible et le Transporteur doit s'y préparer. Le fait d'augmenter les charges sur le réseau régional en été diminue les risques de surtensions dans les conditions mentionnés.

À la pointe d'hiver la situation ne devrait pas être différente et l'augmentation de charge qui sera évidemment beaucoup plus importante qu'en été ne devrait pas causer de difficultés à moins de supposer qu'il n'y a pas aucune production éolienne à l'est du poste Levis ce qui est très peu probable

⁴⁷ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4000-2017, Pièce SE_AQLPA C-0004, Budget et précision sur les sujets d'intervention de l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et de Stratégies Énergétiques (S.É.).

⁴⁸ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier 3978-2016 Pièce A-0014, Décision D-2017-025, paragraphes 30, page 10. Souligné en caractère gras par nous.

4.4 CONCLUSION QUANT À L'IMPACT DU PROGRAMME SUR LES RÉSEAUX

RECOMMANDATION NO. 1-13 :

Nous recommandons à la Régie de constater que l'impact du programme sur les réseaux de distribution, de transport principal et de transport régional est acceptable.

5

- CONCLUSION

Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir les recommandations qui sont exprimées au présent rapport, que l'on trouve également reproduites en son sommaire des recommandations.
