

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-4043-2018

TEQ - Demande relative au Plan
directeur en transition, innovation
et efficacité énergétiques du
Québec 2018-2023

RAPPORT I DU GRAME
AVIS SUR LA CAPACITÉ DU PLAN DIRECTEUR DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE QUÉBEC À
ATTEINDRE LES CIBLES DÉFINIES PAR LE GOUVERNEMENT EN MATIÈRE ÉNERGÉTIQUE :

CIBLES DE RÉDUCTION DES PRODUITS PÉTROLIERS

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Et

Mélanie Le Berre
Analyste environnement et énergie pour le GRAME

Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 14 janvier 2019

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. Par ailleurs, elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les demandes d'approbation des tarifs d'électricité.

Le GRAME a aussi retenu les services de son analyste interne madame Mélanie Le Berre qui détient une maîtrise en Environnement et Développement durable de l'Université de Montréal, ainsi qu'un diplôme d'ingénieur en Technologies de l'information de l'Ecole française d'électronique et d'informatique.

Table des matières

Mandat	2
Avis sur la capacité du Plan directeur à atteindre les cibles définies par le gouvernement en matière énergétique : Cibles de réduction des produits pétroliers	4
I. Méthodologie de calcul de la cible de réduction de produits pétroliers	4
2. Impacts sur la cible de réduction des produits pétroliers de la prévision de la demande énergétique	16
2.1 Secteur de l'électricité	16
Objectif 5 : Secteur des bâtiments résidentiels	17
2.2 Secteurs commercial et institutionnel	23
Programmes de Gestion de la demande en puissance et réglementation	23
2.3 Prévision de la demande énergétique en réseaux autonomes	25
2.4 Conclusion et recommandations relatives aux réseaux autonomes	30
3. Conclusions et recommandations relatives au Scénario du Plan portant sur la cible de réduction des produits pétroliers	31
4. Éléments de précisions ou d'améliorations de la présentation des données	33
4.1 Analyse	33
4.2 Pistes de solution pour une analyse plus précise	36
5. Recommandations d'amélioration pour le prochain plan:	37
Annexe 1 : Extrait R-3864-2013, C-GRAME-0012, pages 48 et 49	39
Tableau I : Calcul des économies pour un projet d'effacement de la demande réalisé par l'installation de panneaux solaires selon un scénario de 10% de la demande.	39
Tableau II : Illustration des superficies et du nombre d'installations nécessaires pour un projet d'effacement de la demande réalisé par l'installation de panneaux solaires selon un scénario de 10% d'effacement, et illustration du nombre de litres de diesel économisés annuellement et de la réduction des émissions de CO2 sur une base annuelle	40

AVIS SUR LA CAPACITÉ DU PLAN DIRECTEUR À ATTEINDRE LES CIBLES DÉFINIES PAR LE GOUVERNEMENT EN MATIÈRE ÉNERGÉTIQUE : CIBLES DE RÉDUCTION DES PRODUITS PÉTROLIERS

En application de l'article 85.41 de la Loi sur la Régie de l'énergie, cette dernière doit donner son avis sur la capacité du plan directeur à atteindre les cibles définies par le gouvernement en matière énergétique. Dans le présent rapport, le GRAME analyse la capacité du Plan directeur à atteindre la cible en matière de réduction de produits pétroliers, définie par le gouvernement dans le décret n°537-2017. Le GRAME y formule également des observations sur la méthodologie employée par TEQ dans le calcul de l'atteinte de cette cible.

I. MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DE LA CIBLE DE RÉDUCTION DE PRODUITS PÉTROLIERS

Les hypothèses de cadrage macroéconomique utilisées par le modèle MÉDÉE supposent que les prix de l'énergie sont exogènes :

Il est important de préciser que les prix de l'énergie sont exogènes dans le modèle MÉDÉE.

Référence : R-4043-2018, [B-0077](#), Réponses complémentaires TEQ, RDDR no 7.2, p. 2

Ces hypothèses de prix sont les suivantes :

Tableau 10 : Prix du pétrole et du gaz naturel

	2011	2016	2020	2030
Pétrole (\$ US courants/baril)	95	43	62	123
Gaz naturel (\$/millier de pi3)	6,39	5,48	7,07	9,39

Sources : MFG, DOE

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Tableau 10, page 200

TEQ confirme qu'aucun autre scénario n'a été réalisé avec des hypothèses de prix du pétrole et du gaz naturel différents :

1.3 TEQ n'a pas simulé d'autres scénarios avec des hypothèses de prix différents. Il n'a pas été possible de réaliser des analyses de sensibilité. (Notre souligné)

Référence : R-4043-2018, [B-0087](#), Réponses de TEQ à la demande de renseignements no 1 de l'ACEFO, RDDR 1.3, page 2

Puisque le tableau 10¹ indique les hypothèses de prix de l'énergie utilisées par TEQ pour les années 2020 et 2030, la réponse de TEQ invite une autre question, à savoir quel scénario de prix (faible, modéré ou élevé) a été utilisé entre 2020 et 2030.

Prix du pétrole : Les prévisions faites sur le prix du pétrole utilisé dans MÉDÉE (le WTI) proviennent principalement du MFQ et se fondent sur les données du Conference Board du Canada.

Prix du gaz naturel : Comme pour le pétrole, le prix du gaz naturel provient principalement du MFQ. Jusqu'en 2015, ce prix vient du département de l'Énergie américain. Les prévisions du MFQ couvrent la période allant de 2016 à 2037

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Prix du pétrole et du gaz naturel, page 200

De plus, TEQ explicite les plus grands facteurs de risques, lesquels seraient associés à l'atteinte de la cible de réduction de consommation des produits pétroliers. Le GRAME est d'avis que les facteurs de risques identifiés par TEQ démontrent la nécessité de soumettre des scénarios impliquant des variations des prix, lesquels peuvent impacter la réponse à l'offre en efficacité énergétique, ou encore impliquer par exemple une résistance des marchés à la substitution.

13.1 Plusieurs facteurs peuvent influencer l'atteinte de la cible de réduction des produits pétroliers; il s'agit, entre autres, des facteurs suivants :

- la conjoncture économique qui peut affecter la croissance économique de divers secteurs industriels et influencer sur la demande de produits pétroliers;
- une variation des prix qui peut favoriser ou décourager la consommation de certaines formes d'énergie;
- la variation des prix relatifs qui peut engendrer une substitution entre les différentes formes d'énergie;
- la contrainte budgétaire au niveau gouvernemental en cas de conjoncture économique difficile pourrait réduire les budgets dédiés aux programmes.

Référence : R-4043-2018, [B-0084](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR 13.1, page 42

Selon notre compréhension, le type de modèle « bottom-up » ne tient pas compte, notamment, des rétroactions et interactions entre l'évolution du système énergétique et les dynamiques macroéconomiques (par exemple, impact des mesures politiques sur les prix des différents biens et services, sur l'emploi, sur les niveaux de croissance économique, etc.). Les hypothèses de cadrage macroéconomique semblent donc exogènes. Pourtant, d'après Mathy, Fink et Bibas :

Les hypothèses de cadrage macroéconomique [de ce type de modèles] servant à l'évaluation de la demande renvoient aux seules hypothèses sur la démographie et sur la croissance économique. (...) Les hypothèses de croissance économique et démographique

¹ R-4043-2018, [B-0005](#), Tableau 10, page 200

permettent la projection de la demande de biens et services. En cas de prise en compte des rétroactions sur l'économie, elles servent également à l'évaluation des politiques menées sur les niveaux d'activités au sein d'un secteur ou à la mise en exergue de possibles effets d'évictions des investissements nécessaires sur d'autres secteurs. Alors que le cheminement vers une division par 4 des émissions de GES ne pourra se faire qu'avec une profonde refonte du contenu de la croissance et des consommations du fait des rétroactions sur l'économie des politiques correspondantes, celles-ci ne sont pas prises en compte. (Notre souligné)

Référence : Sandrine Mathy, Meike Fink et Ruben Bibas, [« Quel rôle pour les scénarios Facteur 4 dans la construction de la décision publique ? »](#), *Développement durable et territoires* [En ligne], Vol. 2, n° 1 | Mars 2011, mis en ligne le 28 février 2011, consulté le 17 août 2018.

Par conséquent, le GRAME demandait à TEQ comment l'analyse factorielle permettait de tenir compte de la capacité du modèle à prendre en considération les bifurcations au niveau de la demande de produits pétroliers. TEQ confirmait également que « Les analyses de sensibilité n'ont pas été réalisées », bien qu'elle envisage d'améliorer le Plan à cet effet « si un besoin à court terme devenait criant » :

7.2.² (Réf. i et iv) Dans la même optique, dans quelle mesure le modèle employé est-il capable de représenter des bifurcations au niveau de la demande de produits pétroliers, compte tenu du fait que la consommation d'énergie et les choix technologiques sont « indissociables des perspectives d'évolution du prix de l'énergie carbonée au sens large (prix de la ressource + prix du carbone), lui-même indissociable des tensions sur les ressources en énergies fossiles au niveau mondial et donc *in fine* des hypothèses à la fois sur les réserves fossiles et sur les politiques climatiques et énergétiques au niveau mondial » ? Veuillez préciser quel impact cela aurait sur le déroulement du Plan directeur et l'atteinte de la cible sur la diminution de la consommation de produits pétroliers.

Réponse

7.2 L'impact des différents facteurs de risque (interprétation de TEQ) cités dans la demande 7.2 aurait pu être estimé par des analyses de sensibilité (voir les réponses aux questions 1.2 et 1.3 de la demande de renseignements no. 1 de l'ACEFO). Tel que mentionné dans le Plan directeur à la page 180, « (...) TEQ n'écarte pas la possibilité d'améliorer le premier Plan si un besoin à court terme devenait criant. » (Notre souligné)

Référence : R-4043-2018, [B-0077](#), Réponses complémentaires de TEQ, RDDR no 7.2, page 2

13.2 Les analyses de sensibilité n'ont pas été réalisées. Toutefois, il doit être précisé que même avec le scénario de référence, une baisse de 6,7 % de la consommation de produits pétroliers est constatée entre 2013 et 2023. Avec le scénario « Plan directeur », cette même baisse atteint 12,2 %. Par ailleurs, dans le cadre du Plan directeur, plusieurs ministères et organismes n'ont pas été en mesure de chiffrer les résultats espérés en gain d'efficacité

² Sandrine Mathy, Meike Fink et Ruben Bibas, [« Quel rôle pour les scénarios Facteur 4 dans la construction de la décision publique ? »](#), *Développement durable et territoires* [En ligne], Vol. 2, n° 1 | Mars 2011, mis en ligne le 28 février 2011, consulté le 17 août 2018.

énergétique, en réduction de consommation de produits pétroliers et en réduction d'émissions de GES. Cette réalité mène à prévoir que l'ampleur de la réduction pourrait être plus élevée quand ces résultats seront disponibles. (Notre souligné)

Référence : R-4043-2018, [B-0084](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR 13.2, page 42

Le GRAME reconnaît la complexité que représente l'ensemble des données macroéconomiques qui doivent être utilisées dans un modèle tel que le modèle MÉDÉE afin d'assurer la pertinence et la cohérence de ses prévisions. Pour cette raison, nous apprécions que TEQ ait pris soin d'identifier les plus grands facteurs de risque quant à l'atteinte de la cible de réduction de consommation des produits pétroliers.

Néanmoins, le GRAME invite TEQ à prendre en considération les dernières conclusions de l'Office national de l'énergie (ci-après, ONE) et la méthodologie qui l'y a mené, dans son rapport *Avenir énergétique du Canada en 2018*. Ce dernier expose les projections à long terme du prix de l'énergie au Canada en fonction de l'offre et de la demande énergétiques prévisionnelles à l'échelle mondiale. Or, avant de communiquer ses résultats, l'ONE insiste sur le fait que nombre de facteurs pourraient rendre « caducs les résultats entrevus » et que « nombreuses pourraient être les raisons à l'origine de bifurcations inattendues en matière d'offre et de demande énergétiques » :

Bien des facteurs joueront sur le rythme et la nature de cette évolution. Il suffit de penser aux futures orientations des prix et du marché, à l'émergence possible de nouvelles technologies, à la politique énergétique et climatique quel que soit l'ordre de gouvernement, aux politiques ainsi qu'aux règlements internationaux ou aux liens qui existent entre une production croissante et la capacité de transport vers les marchés, que ce soit pour le pétrole ou le gaz naturel. Beaucoup de nouveaux développements sont survenus alors que l'analyse était en cours en 2018. À titre d'exemples, notons l'Accord États-Unis-Mexique-Canada, le retour d'écart importants entre les prix de référence mondiaux pour le pétrole brut par rapport à ceux pratiqués au Canada, la décision d'investissement finale de LNG Canada de construire un terminal méthanier sur la côte Ouest du pays et un grand nombre de décisions stratégiques importantes prises par les provinces dans le contexte du cadre pancanadien sur les changements climatiques.

(...) Nombreuses pourraient être les raisons à l'origine de bifurcations inattendues en matière d'offre et de demande énergétiques. Les réseaux en place sont complexes et les facteurs d'incertitude pouvant interagir avec eux de façon imprévue sont variés. Par ailleurs, des mesures bien précises pourraient être prises par les gouvernements, les entreprises et les citoyens qui feraient dévier les tendances actuelles, rendant caducs les résultats entrevus dans le présent rapport. (Notre souligné)

Référence : Office national de l'énergie (Octobre 2018). [Avenir énergétique du Canada en 2018 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#), page 111.

L'ONE s'inquiète particulièrement de la grande variabilité des prix du pétrole :

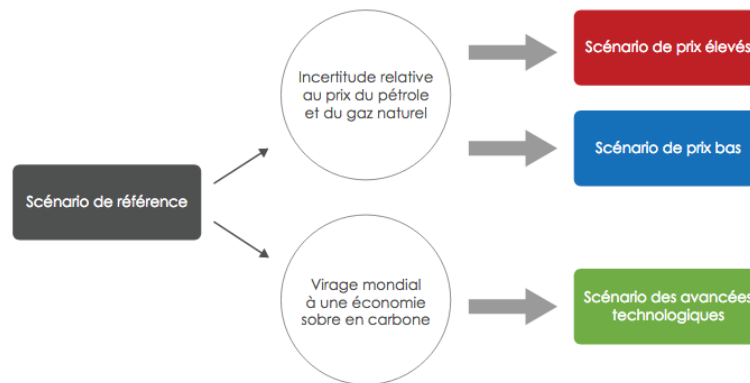
Les prix du pétrole brut représentent un facteur de première importance de la filière énergétique canadienne. Ils sont dictés par le jeu de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale

Référence : Office national de l'énergie (Octobre 2018). [Avenir énergétique du Canada en 2018 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#), page 19.

Considérant ce contexte et afin de pallier le fait de ne pouvoir effectuer une analyse de valeur prédictive, l'ONE a pris la décision de fonder son analyse sur quatre scénarios distincts :

- Le scénario de référence, qui s'appuie sur les perspectives économiques actuelles, une vision modérée de l'évolution des prix de l'énergie et des améliorations technologiques, et les politiques énergétiques et climatiques déjà annoncées au moment de l'analyse.
- Le scénario de prix élevés et le scénario de prix bas, qui rendent compte de l'incidence que l'incertitude des prix des produits de base peut avoir sur la filière énergétique canadienne.
- Le scénario des avancées technologiques va au-delà des limites en la matière ou politiques définies dans celui de référence, tenant compte de mesures plus généralisées sur la scène mondiale qui touchent le climat et mettant davantage en valeur les faibles émissions de carbone. Il présente l'avenir énergétique sur lequel le Canada pourrait s'ouvrir en présence d'une transition plus rapide découlant de politiques à long terme sur le carbone qui seraient plus robustes, d'une dissémination plus rapide de technologies comme les véhicules électriques et de coûts moindres associés aux énergies renouvelables.

Figure R.1 : Aperçu des scénarios d'Avenir énergétique 2018



Référence : Office national de l'énergie (Octobre 2018). [Avenir énergétique du Canada en 2018 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#), page 3.

Dans le rapport en question, la figure 2.3, ci-dessous, montre les hypothèses de prix du Brent – dont la cotation sert de prix de référence du pétrole au niveau mondial – selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas présentés précédemment. Le scénario de prix utilisé dans le Plan s'apparente au scénario de prix élevés utilisé par

l'ONE, dont les prix montent à 120 \$ US courants/baril en 2030³ ; le Plan présente en effet une hypothèse de prix à 123 \$ US courants/baril en 2030. Cependant, le scénario de prix du Plan présente également des similarités avec le scénario de prix de référence utilisé par l'ONE, qui prévoit 65 \$ US courants/baril environ pour 2020, ce qui correspond à peu près à l'année 2020 dans les prévisions du Plan.

Tableau 10 : Prix du pétrole et du gaz naturel

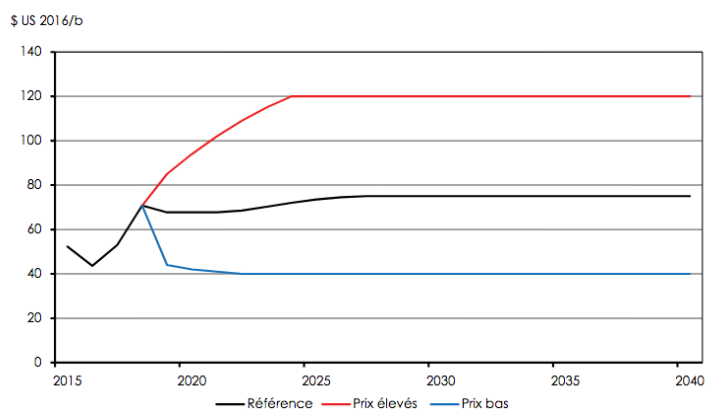
	2011	2016	2020	2030
Pétrole (\$ US courants/baril)	95	43	62	123
Gaz naturel (\$/millier de pi3)	6,39	5,48	7,07	9,39

Sources : MFG, DOE

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Tableau 10, page 200

À l'inverse, le scénario de prix bas de l'ONE prévoit des prix de l'ordre de 40 \$ US courants/baril à partir de 2020 en raison d'une offre plus vigoureuse qui commence à dépasser la demande. Le scénario de référence, lui, présente des prix de l'ordre de 75 \$ US courants/baril sur le long terme. **Par conséquent, le GRAME fait l'hypothèse que le Plan utilise le scénario de prix élevés, puisque TEQ utilise la donnée du prix élevé pour 2030.**

Figure 2.3 : Hypothèses de prix du Brent, scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas

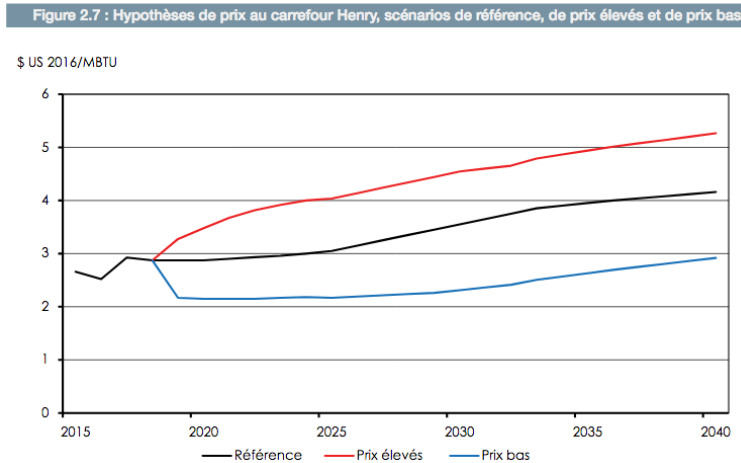


La figure 2.3 montre les hypothèses de prix du Brent selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas. Dans le scénario de prix élevés, l'offre n'est pas aussi robuste dans l'avenir, et les prix doivent monter à 120 \$ US/b environ pour équilibrer les marchés du pétrole brut à long terme. Au contraire, dans le scénario de prix bas, l'offre est plus vigoureuse et commence à dépasser la demande, faisant baisser les prix à 40 \$ US/b à long terme. (Notre souligné)

³ Office national de l'énergie (Octobre 2018). [Avenir énergétique du Canada en 2018 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#), Figure 2.3, page 24

Référence : Office national de l'énergie (Octobre 2018). [Avenir énergétique du Canada en 2018 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#), Figure 2.3, pages 23 et 24.

La figure 2.7, ci-dessous, présente quant à elle les hypothèses de prix du gaz naturel selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas.



Référence : Office national de l'énergie (Octobre 2018). [Avenir énergétique du Canada en 2018 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#), Figure 2.7, page 28.

Le scénario de prix utilisé dans le Plan est de 7,07 \$ US courants/millier de pi³ en 2020 et de 9,39 \$ US courants/millier de pi³ en 2030 :

Tableau 10 : Prix du pétrole et du gaz naturel

	2011	2016	2020	2030
Pétrole (\$ US courants/baril)	95	43	62	123
Gaz naturel (\$/millier de pi ³)	6.39	5.48	7.07	9.39

Sources : MFG, DOE

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Tableau 10, page 200

Le scénario du Plan ne s'assimile à aucun des scénarios de l'ONE et présente des prix plus élevés : dans le scénario de prix élevés de l'ONE, les prix du gaz montent à 4,5 \$ US/MTBU d'ici 2030 ; dans celui de prix bas, ils chutent à 2,25 \$ US/MTBU d'ici 2030 puis remontent graduellement pour atteindre 2,92 \$ US/MTBU en 2040 ; dans le scénario de référence, les prix montent à environ 3,5 US/MTBU d'ici 2030, puis à un peu plus de 4 \$ US/MTBU d'ici 2040.

Le rapport de l'ONE ne se prononce pas sur les chances de réalisation de chacun des scénarios de prix présentés ; il présente plutôt un chapitre complet de réflexions et

d'analyses sur les hypothèses utilisées et les résultats obtenus, tout en mettant en lumière les principales incertitudes relatives aux déterminants macroéconomiques, à la demande en énergie, à la production canadienne de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, qui ont tous un impact sur le prix de l'énergie. Par exemple, les principales incertitudes relatives à la demande en énergie sont identifiées telles quelles :

- **Influence de la technologie** - La technologie peut avoir une influence considérable et souvent difficile à prédire sur la filière énergétique. Dans *Avenir énergétique 2018*, le scénario de référence table sur une modeste percée des technologies émergentes. Le scénario des avancées technologiques, dont traite le chapitre 4, explore les incertitudes liées à la technologie et analyse l'incidence possible, sur la filière énergétique, d'une plus grande utilisation de certaines technologies émergentes.
- **Transformation du secteur pétrolier et gazier** - Ces dernières années, l'industrie du pétrole et du gaz naturel a subi des transformations rapides, tant dans les types de ressources exploitées que dans les technologies utilisées pour l'exploitation. Selon l'évolution des ressources et des technologies dans les années à venir, la consommation d'énergie dans ce secteur pourrait être supérieure ou inférieure aux projections. Par exemple, la tendance du ratio vapeur-pétrole (« RVP »), qui est utilisé dans le contexte de la mise en valeur in situ des sables bitumineux, aura une incidence importante sur la demande future de gaz naturel en Alberta.
- **Secteur minier** - Le secteur minier provoque une grande incertitude des projections de la demande d'énergie, l'évolution du marché pouvant en effet rendre incertain l'avenir de divers projets de mise en valeur. Parce que les besoins en énergie du secteur varient en fonction du projet, l'incertitude s'en trouve accentuée, particulièrement en ce qui concerne la demande d'électricité dans les régions où l'activité économique dépend surtout de l'exploitation minière.
- **Politiques climatiques** - Plusieurs des mesures annoncées n'en sont encore qu'aux premières étapes d'élaboration, comme la Norme sur les combustibles propres proposée par le gouvernement du Canada. Ces mesures pourraient avoir, au fil de leur mise en œuvre, une incidence sur les tendances dans le secteur de l'énergie, tout comme les changements mineurs ou majeurs apportés aux politiques en vigueur ou aux orientations stratégiques pourraient avoir une incidence sur les tendances projetées dans le scénario de référence. Il est par exemple possible que des changements soient apportés aux normes canadiennes sur les émissions de gaz d'échappement, parallèlement aux modifications émanant de l'examen des normes applicables aux véhicules légers et de l'examen des normes proposées à l'égard des véhicules lourds, ce qui aurait des répercussions sur les projections liées à la demande de transport. (Nos soulignés)

Référence : Office national de l'énergie (Octobre 2018). [Avenir énergétique du Canada en 2018 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#), pages 43-44.

De plus, toujours dans le but de fournir des prévisions sur les prix de l'énergie les plus réalistes possibles, l'ONE, à travers le scénario des avancées technologiques présenté précédemment, explore l'incidence qu'un virage mondial vers des technologies à faibles émissions de carbone pourrait avoir sur l'offre et la demande d'énergie au Canada. Un tel virage produirait des effets sur

les marchés de l'énergie, comme ceux du pétrole brut et du gaz naturel, et fait donc planer une grande incertitude sur les projections énergétiques canadiennes.

Le scénario des avancées technologiques d'Avenir énergétique 2018 explore l'incidence qu'un virage mondial vers des technologies à faibles émissions de carbone pourrait avoir sur l'offre et la demande d'énergie au pays. Le Canada a une économie relativement énergivore et est un important producteur de plusieurs formes d'énergie. L'éventualité d'un tel virage fait donc planer une grande incertitude sur les projections énergétiques canadiennes.

Le scénario des avancées technologiques suppose que différents pays partout dans le monde adoptent de plus en plus de technologies nouvelles et multiplient les actions pour lutter contre les changements climatiques, comme il est décrit dans le scénario de développement durable des perspectives énergétiques mondiales de l'AIE. Ce virage produit des effets sur les marchés de l'énergie, comme ceux du pétrole brut et du gaz naturel. Les tendances de l'offre et de la demande d'énergie au Canada sont donc influencées par ce contexte mondial, de même que par des hypothèses spécifiques concernant les réductions de coûts et l'adoption de nouvelles technologies au pays. (Nos soulignés)

Référence : Office national de l'énergie (Octobre 2018). [Avenir énergétique du Canada en 2018](#) - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040, page 71.

Ce scénario se base sur un ensemble d'hypothèses qui cadrent avec le scénario de développement durable de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

Les hypothèses mondiales d'Avenir énergétique 2018 cadrent avec le scénario de développement durable de l'AIE, selon lequel le monde est en voie d'atteindre les engagements pris au titre de l'Accord de Paris sur le climat. Les hypothèses et les résultats du scénario des avancées technologiques sont largement conformes aux résultats attendus à l'issue d'une telle transition : recul des combustibles fossiles, utilisation accrue de combustibles à zéro émission, meilleure efficacité énergétique et émergence de nouvelles technologies. (Notre souligné)

Référence : Office national de l'énergie (Octobre 2018). [Avenir énergétique du Canada en 2018](#) - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040, page 75.

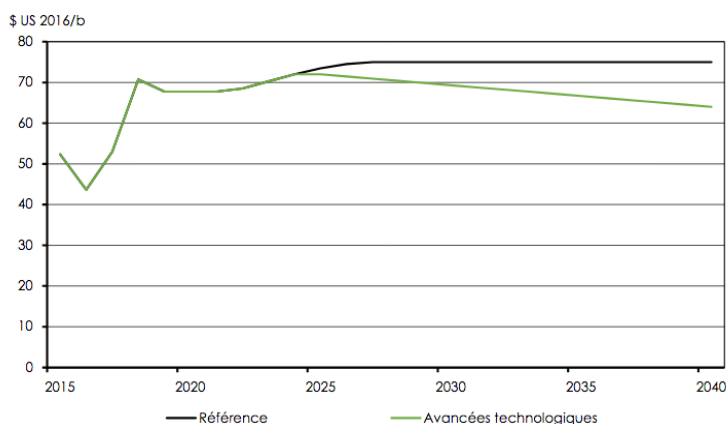
Elles prennent en considération, par exemple, la question de la tarification du carbone :

Le scénario de développement durable de l'AIE montre les effets d'un virage vers une économie sobre en carbone d'après diverses hypothèses en matière de politiques, mais aussi grâce à l'intégration d'une part croissante de ressources et de technologies à faibles émissions dans le bouquet énergétique mondial. La tarification du carbone est un important moteur de changement à la grandeur de l'économie. On suppose une hausse des prix du carbone, tant dans les économies de l'OCDE que dans les autres.

Ainsi, l'ONE suggère que le prix du pétrole, dans un tel scénario, pourrait chuter progressivement à partir de 2025 (son prix serait alors aligné sur le scénario de référence de l'ONE, à environ 72

\$ US courants/baril), pour atteindre 69 \$ US courants/baril en 2030 puis 64 \$ US courants/baril en 2040. Ceci serait dû à un affaiblissement de la demande mondiale :

Figure 4.5 : Hypothèses de prix du Brent, scénarios de référence et des avancées technologiques



Dans le scénario des avancées technologiques, les hypothèses de prix du Brent suivent les hypothèses des prix mondiaux du pétrole brut émises dans le scénario de développement durable de l'AIE. Les prix amorcent une descente après 2025, en raison d'un affaiblissement de la demande mondiale. Ils tombent à 69 \$ US/b en 2030, soit 6 \$ de moins que dans le scénario de référence, et à 64 \$ US/b en 2040, 11 \$/b de moins que dans le scénario de référence (figure 4.5). (Notre souligné)

Référence : Office national de l'énergie (Octobre 2018). Avenir énergétique du Canada en 2018 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040, Figure 4.5, pages 76-77.

Les prévisions du Plan s'éloignent donc drastiquement du scénario des avancées technologiques de l'ONE puisqu'elles suggèrent une progression constante du prix du pétrole pour atteindre 123 \$ US courants/baril en 2030 :

Tableau 10: Prix du pétrole et du gaz naturel

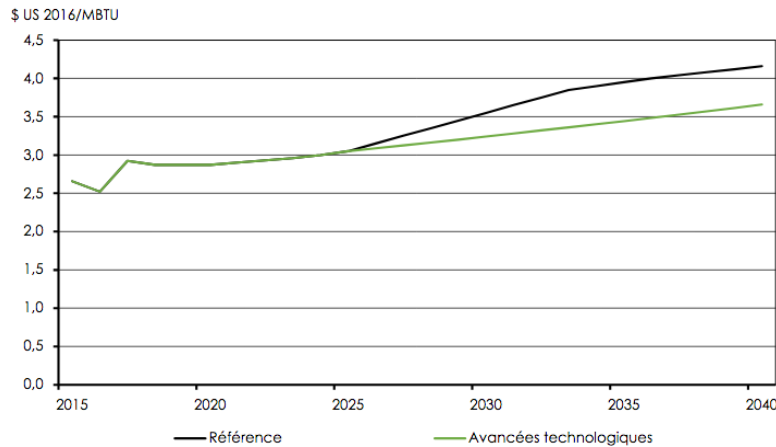
	2011	2016	2020	2030
Pétrole (\$ US courants/baril)	95	43	62	123
Gaz naturel (\$/millier de pi3)	6,39	5,48	7,07	9,39

Sources: MFG, DOE

Référence : R-4043-2018, B-0005, Tableau 10, page 200

Quant aux hypothèses de prix du gaz naturel, le scénario des avancées technologiques employé par l'ONE suggère qu'ils passent de 3,25 \$/MBTU en 2030 à 3,66 \$/MBTU en 2040, le gaz naturel étant de plus en plus en demande pour remplacer le charbon dans la production d'électricité :

Figure 4.6 : Hypothèses de prix au carrefour Henry, scénarios de référence et des avancées technologiques



Dans le scénario des avancées technologiques, les prix du gaz naturel sont semblables à ceux prévus aux États-Unis selon le scénario de développement durable de l’AIE. Ils passent de 3,25 \$/MBTU en 2030 à 3,66 \$/MBTU en 2040, le gaz naturel étant de plus en plus en demande pour remplacer le charbon dans la production d’électricité. Cependant, l’AIE prévoit que la demande de gaz à l’échelle mondiale progressera moins vite dans ce scénario que dans les autres, une dynamique dont rend compte le scénario des avancées technologiques. Ainsi, les prix y sont inférieurs de 0,30 \$/MBTU à ceux du scénario de référence en 2030, et de 0,50 \$/MBTU en 2040 (figure 4.6). (Notre souligné)

Référence : Office national de l’énergie (Octobre 2018). [Avenir énergétique du Canada en 2018 - Offre et demande énergétiques à l’horizon 2040](#), Figure 4.6, pages 77-78.

Ainsi, le scénario des avancées technologiques de l’ONE présente lui aussi des prévisions du prix du gaz naturel bien plus faibles que celles du Plan, qui annonce une progression atteignant 9,39 \$ US courants/millier de pi3 en 2030.

En somme, il semble que les prévisions de prix du pétrole et du gaz naturel d’ici 2030 utilisées dans le Plan ne prennent en considération que des scénarios de prix élevés, au lieu d’un scénario de référence médian, alors que l’ONE démontre que la réalisation de plusieurs scénarios (élevés, bas, avancées technologiques) est plausible.

Par ailleurs, une récente méta-analyse sur l’élasticité-prix de la demande en énergie⁴ démontre que le pétrole présente la plus haute élasticité-prix parmi toutes les énergies analysées (pétrole, électricité, gaz naturel, diesel, mazout de chauffage), sur le court terme comme sur le long terme. Le gaz naturel présente quant à lui la seconde plus haute élasticité-prix. Pour ces deux types d’énergie, les consommateurs sont donc

⁴ Si l’élasticité est comprise entre -1 et 0 , le bien a un prix peu élastique, la réaction de la demande est moins que proportionnelle à la variation du prix. Si l’élasticité est de -1 , le bien a un prix élastique, la réaction de la demande est proportionnelle à la variation du prix. Si l’élasticité est inférieure à -1 , le bien a un prix très élastique, la demande sur-réagit par rapport à la variation du prix. Plus la valeur absolue du nombre est élevée, plus les consommateurs sont sensibles aux variations de prix du bien en question.

particulièrement sensibles aux variations de prix, ce qui en fait les énergies ayant le potentiel d'impact environnemental et socio-économique le plus important. Ceci veut dire que si le prix du pétrole est à la baisse, tel que le suggèrent les scénarios de prix bas et d'avancées technologiques de l'ONE, la réponse comportementale des consommateurs vis-à-vis de la réduction de la consommation de PP serait moindre et pourrait donc impacter à la baisse les résultats de la cible de réduction de PP. **De l'avis du GRAME, il est donc nécessaire que TEQ produise des scénarios d'analyse de sensibilité en utilisant des prix différenciés comme le présente l'ONÉ.**

The results of this paper allow us to identify energy goods in which consumption is more vulnerable to price changes, i.e. the goods on which price shocks may have the greatest socio-economic and environmental impact, or where corrective pricing policies are potentially more effective. In this sense, price fluctuations affect gasoline consumption the most both in the short and long term. (Notre souligné)

Table 6

Average energy products elasticities in the empirical literature.

	Short term	Long term
Electricity	-0.126 [*]	-0.365 [*]
Natural Gas	-0.180 ^{***}	-0.684 [*]
Gasoline	-0.293 ^{***}	-0.773 ^{***}
Diesel	-0.153 ^{**}	-0.443 ^{***}
Heating oil	-0.017	-0.185

Référence : Labandeira, X., J. M. Labeaga et X. López-Otero (2017). "A meta-analysis on the price elasticity of energy demand." *Energy Policy* **102**: 549-568.

Par conséquent, le GRAME est d'avis que TEQ devrait soumettre les différentes mesures et programmes du Plan à différents scénarios de prix du pétrole et du gaz naturel d'ici 2023 et d'ici 2030. Des scénarios similaires à ceux utilisés par l'ONE pourraient être élaborés. Cette démarche est importante afin de permettre, d'une part, l'évaluation de la rentabilité des programmes et mesures du Plan selon la variation des coûts évités de l'énergie, et d'autre part de déterminer si les prévisions de réduction de PP sont réalistes.

Le GRAME est d'avis que le contexte de la présente demande de TEQ ne permet pas de conclure que le cadrage macroéconomique utilisé par le modèle MÉDÉE tient compte de l'impact de la variation du prix de l'énergie sur la durée du premier Plan directeur.

Étant donnée la nature tout à fait conjecturale des risques mentionnés et l'ampleur de l'impact qu'ils pourraient représenter sur les résultats des programmes et mesures du Plan, et donc sur l'atteinte de la cible, le GRAME recommande qu'une analyse de sensibilité, utilisant des variations dans les hypothèses de prix de l'énergie, soit produite par TEQ dès maintenant et soumise à la Régie pour lui permettre de

rendre son avis sur l'atteinte de la cible de réduction du nombre de litres de produits pétroliers .

2. IMPACTS SUR LA CIBLE DE RÉDUCTION DES PRODUITS PÉTROLIERS DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE ÉNERGÉTIQUE

2.1 Secteur de l'électricité

Le GRAME est d'avis que les orientations du Plan influenceront à la hausse les besoins en puissance et en énergie dans le secteur de l'électricité. Bien que la hausse des besoins en énergie soit identifiée dans le scénario du Plan⁵, celle des besoins en puissance ne l'est pas, alors que le Plan retient de nombreux programmes de conversion vers les énergies renouvelables, soit :

- (1) les *Bâtiments commerciaux et institutionnels CI*⁶ (2020-2021)⁷,
- (2) la clientèle des petits bâtiments CI dès 2019-2020⁸,
- (3) le secteur résidentiel avec l'entrée en vigueur de la législation pour interdire de nouveaux systèmes au mazout ou leur remplacement⁹ et le remplacement des combustibles fossiles par des énergies renouvelables pour 2023, puis
- (4) le Programme ÉcoPerformance¹⁰ et la mise en œuvre de grands projets industriels d'économie d'énergie et de conversion énergétique¹¹, lesquels sont prévus dès 2021-2022¹².

Au soutien de ses propos, le GRAME soumet que le bilan préliminaire en puissance du Distributeur d'électricité indique une tendance à la hausse des besoins en puissance. Conséquemment, nous pouvons affirmer que la conversion massive vers l'électricité, tant au niveau des marchés résidentiels, que commercial et institutionnel, auquel s'ajouteront de grands projets de conversion dans le secteur industriel, augmentera certainement les besoins en puissance du secteur de l'électricité, qui démontre déjà des besoins de puissance additionnelle grandissants entre 2018-2019 et 2022-2023, soit sur la durée du Plan directeur :

⁵ R-4043-2018, [B-0005](#), Tableau 7, page 173

⁶ R-4043-2018, [B-0005](#), page 102

⁷ R-4043-2018, [B-0005](#), page 162

⁸ R-4043-2018, [B-0005](#), page 100

⁹ R-4043-2018, [B-0005](#), page 91

¹⁰ R-4043-2018, [B-0005](#), page 168

¹¹ R-4043-2018, [B-0005](#), Annexe VI, mesure 39, page 218

¹² R-4043-2018, [B-0005](#), page 83

**TABLEAU 1 :
BILAN DE PUISSANCE PRÉLIMINAIRE DU DISTRIBUTEUR**

	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe	38 387	38 714	38 920	39 290	39 600	39 879	40 151	40 424
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 701	3 882	3 945	4 075	4 112	4 143	4 174	4 204
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 089	42 596	42 865	43 365	43 712	44 022	44 325	44 628
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 647	5 154	5 423	5 923	6 270	6 580	6 883	7 186
HQP - Base et cyclable dont puissance rappelée	600	600	600	850	1 000	1 000	1 000	1 000
Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 874	1 974	1 974	1 974	1 966	1 966	1 966
• Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
• Biomasse et petite hydraulique	360	398	489	489	489	481	481	481
Gestion de la demande en puissance	1 320	1 390	1 420	1 470	1 500	1 510	1 530	1 540
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	320	390	420	470	500	510	530	540
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise	150	550	700	900	1 050	1 350	1 650	1 950

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Référence : R-4041-2018, [B-0010](#), Tableau 1, Bilan de puissance préliminaire du Distributeur, page 6

Le GRAME est d'avis que cette problématique pose obstacle à l'atteinte de la cible de réduction des produits pétroliers de deux façons :

Premièrement, cela pourrait entraîner le lancement de nouveaux appels d'offres pour des besoins en énergie et en puissance dans le secteur de l'électricité. Bien qu'il soit impossible de savoir quels seront les résultats de ces appels d'offres, donc de connaître la ou les sources énergétiques qui seront mises de l'avant pour les combler, il n'est pas impossible que ces approvisionnements aient un impact sur la cible de produits pétroliers, ou encore sur le bilan des gaz à effet de serre (GES) au Québec.

Deuxièmement, les enjeux de gestion de la pointe énergétique peuvent ébranler la volonté de mettre en oeuvre certains programmes d'élimination des produits pétroliers, et par conséquent en compromettre ou en retarder les résultats. Cette problématique a déjà été identifiée par TEQ à l'égard de l'élimination du mazout dans le secteur résidentiel.

Bien que l'électricité soit la principale énergie renouvelable du Québec, certains obstacles devront être éliminés pour qu'elle joue un plus grand rôle. L'un d'eux concerne la gestion de la pointe énergétique qui ébranle la volonté d'éliminer le mazout du secteur résidentiel.

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Mise en oeuvre du plan directeur, page 181

Objectif 5 : Secteur des bâtiments résidentiels

Ces préoccupations amènent le GRAME à souligner l'importance de l'objectif 5 du Tableau de synthèse pour les mesures du secteur des bâtiments résidentiels du Plan directeur, lequel vise à structurer la transition énergétique à long terme dans le secteur

résidentiel, à « comparer les impacts entre les filières d'énergie renouvelables afin de faire les meilleurs choix pour le secteur résidentiel », de même qu'à déterminer le rôle des filières de substitution (hydro-électricité, solaire, éolien, stockage de l'énergie, etc.) :

Objectif 5 : Structurer la transition énergétique à long terme dans le secteur résidentiel

Comparer les impacts entre les filières d'énergie renouvelable afin de faire les meilleurs choix pour le secteur résidentiel



Étudier et comparer les cycles de vie de l'extraction jusqu'au traitement en fin de vie des filières d'énergie pour le secteur résidentiel québécois afin de déterminer le rôle que pourraient occuper les filières énergétiques de substitution (hydroélectricité, solaire et éolien sur site/stockage de l'énergie, biomasse, gaz naturel renouvelable, réseau de chaleur).

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Objectif 5, page 94

Le Plan directeur démontre que l'état d'avancement de la réflexion sur l'importance de comparer les filières d'énergies renouvelables pour être en mesure de faire les meilleurs choix dans le secteur résidentiel est encore à l'état embryonnaire. Ceci nous fait craindre que les mesures de conversions soient mises en œuvre avant que des solutions n'aient été identifiées pour contrer les impacts sur la gestion de la pointe électrique du réseau de distribution. Par exemple, le programme Chauffez vert, qui va accroître la consommation électrique à la pointe du réseau dans le secteur résidentiel, a déjà été élargi à la clientèle CI (mesure 61) et prévoit d'ici 2023 une réduction de 26 M/L¹³ de produits pétroliers, alors que la question de la place de l'électricité dans le remplacement des combustibles fossiles n'a pas encore été abordée.

6/ Avis sur la transition énergétique

TEQ a le pouvoir d'émettre des avis et peut conseiller le gouvernement sur les normes et sur d'autres éléments pouvant influencer sur la consommation énergétique. Certaines questions soulevées durant la préparation du plan directeur pourraient faire l'objet d'avis de TEQ d'ici 2023. Un premier élément que TEQ souhaite aborder est celui de la place de l'énergie électrique dans le remplacement des combustibles fossiles. A la base de la transition énergétique se trouvent les énergies renouvelables qui sont la deuxième source d'énergie après l'efficacité énergétique.

Bien que l'électricité soit la principale énergie renouvelable du Québec, certains obstacles devront être éliminés pour qu'elle joue un plus grand rôle. L'un d'eux concerne la gestion de la pointe énergétique qui ébranle la volonté d'éliminer le mazout du secteur résidentiel. Un comité TEQ-Hydro-Québec sera mis sur pied pour discuter de la biénergie résidentielle, une question qui touche aussi à la réglementation de l'énergie dans un contexte de transition énergétique. (Notre souligné)

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Mise en œuvre du plan directeur, page 181

Le GRAME soumet que la mise en œuvre réussie du Plan directeur et l'atteinte des cibles de réduction des produits pétroliers est tributaire d'une transition harmonieuse entre les secteurs énergétiques. Par conséquent, il recommande que

¹³ R-4043-2018, [B-0005](#), Annexe VI, mesure 61, page 220

l'Avis à rendre par la Régie invite TEQ à prioriser la réflexion sur la place de l'énergie électrique dans le remplacement des combustibles fossiles.

Par ailleurs, le GRAME note que le calcul de la prévision de la demande d'énergie (Tableau 20) ne tient pas compte de la modélisation de la conversion du secteur résidentiel vers les filières de substitution (solaire, éolien, stockage de l'énergie, etc.) :

Tableau 20: Prévion de la demande d'énergie au Québec pour tous les secteurs – scénario Plan directeur (en pétajoules)

				Croissance (%)	
	2013	2023	2030	2013-2023	2013-2030
Total des secteurs					
Électricité	666,6	756,6	797,2	13,4%	19,6%
Gaz naturel	227,1	254,2	262,0	11,9%	15,3%
Produits pétroliers	614,7	539,9	495,1	-12,2%	-19,5%
> mazout léger kérosène et GPL*	47,8	35,8	27,1	-25,1%	-43,5%
> carburant diesel	177,8	163,6	163,8	-8,0%	-7,9%
> mazout lourd	34,3	31,9	33,1	-7,0%	-3,5%
> essence	307,0	263,6	226,1	-14,1%	-26,4%
> carburacteur et essence aviation	47,4	44,5	44,9	-6,1%	-5,4%
Charbon et coke	18,4	23,9	25,7	30,0%	39,6%
Biocarburants	8,1	18,0	17,0	121,3%	109,0%
Biomasse et énergies non conv. industriel	122,3	127,3	129,8	4,1%	6,1%
Total de la demande	1657,1	1719,6	1726,9	3,8%	4,2%

*GPL : Gas de pétrole liquéfié comprend le propane et le butane.

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Tableau 20, Prévion de la demande d'énergie au Québec pour tous les secteurs- scénario Plan directeur, page 209

De plus, TEQ confirme que le modèle ne modélise pas explicitement les filières de production d'énergie (hydroélectricité ou électricité provenant du solaire, de l'éolien, etc.), que cela soit pour la conversion du secteur résidentiel¹⁴, pour la conversion des bâtiments commerciaux et institutionnels du programme Chauffez vert¹⁵ ou encore le Programme Écoperformance¹⁶.

8.4.2. (Réf. i.) Dans le calcul de la prévision de la demande d'énergie (Tableau 20), veuillez préciser si le modèle a pris en compte une part de la conversion du secteur résidentiel vers l'électricité et une part vers les autres filières de substitution (solaire, éolien, stockage de l'énergie, etc.). Si oui, indiquez la part de la conversion, en %, qui est attribuée aux autres filières de substitution que l'électricité ? Est-ce possible qu'au final, l'ensemble de la conversion soit du côté de l'électricité ?

Réponse

8.4.2. Le modèle MÉDÉE est un modèle de prévion de la demande d'énergie qui permet de capturer la substitution d'une forme d'énergie de chauffage vers une autre. Les filières

¹⁴ R-4043-2018, [B-0088](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 8.4.2., p. 40

¹⁵ R-4043-2018, [B-0088](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 8.4.3., p. 40

¹⁶ R-4043-2018, [B-0088](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 8.4.4., p. 40

de production d'énergie (hydroélectricité ou électricité provenant du solaire, de l'éolien, etc.) ne sont pas explicitement modélisées. (Nos soulignés)

Référence : R-4043-2018, [B-0088](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 8.4.2., page 40

8.4.3. (Réf. i. et v.) Dans le calcul de la prévision de la demande d'énergie (Tableau 20), veuillez préciser si le modèle a pris en compte une part de la conversion des bâtiments commerciaux et institutionnels du programme Chauffez vert vers l'électricité et une part vers les autres filières de substitution (solaire, éolien, stockage de l'énergie, etc.). Si oui, indiquez la part de la conversion, en %, qui est attribuée aux autres filières de substitution que l'électricité ? Est-ce possible qu'au final, l'ensemble de la conversion soit du côté de l'électricité ?

Réponse : 8.4.3. Le modèle MÉDÉE est un modèle de prévision de la demande d'énergie qui permet de capturer la substitution d'une forme d'énergie de chauffage vers une autre. Les filières de production d'énergie (hydroélectricité ou électricité provenant du solaire, de l'éolien, etc.) ne sont pas explicitement modélisées.

Référence : R-4043-2018, [B-0088](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 8.4.3., page 40

8.4.4. (Réf. i. et vi.) Dans le calcul de la prévision de la demande d'énergie (Tableau 20), veuillez préciser si le modèle a pris en compte une part de la conversion du Programme Écoperformance vers l'électricité et une part vers les autres filières de substitution (solaire, éolien, stockage de l'énergie, etc.). Si oui, indiquez la part de la conversion, en %, qui est attribuée aux autres filières de substitution que l'électricité ? Est-ce possible qu'au final, l'ensemble de la conversion soit du côté de l'électricité ?

Réponse : 8.4.4. Le modèle MÉDÉE est un modèle de prévision de la demande d'énergie qui permet de capturer la substitution d'une forme d'énergie de chauffage vers une autre. Les filières de production d'énergie (hydroélectricité ou électricité provenant du solaire, de l'éolien, etc.) ne sont pas explicitement modélisées.

Référence : R-4043-2018, [B-0088](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 8.4.4., page 40

Les réponses de TEQ au GRAME portent à confusion à l'effet que le modèle « permet de capturer la substitution d'une forme d'énergie de chauffage vers une autre », mais ne modélise pas explicitement les filières de production d'énergie. Le Plan considère donc que le secteur de l'électricité comprend l'ensemble des filières renouvelables, y compris l'hydro-électricité et l'électricité provenant du solaire, de l'éolien, etc. Il est donc difficile de prévoir l'impact sur la demande en puissance et en énergie pour le distributeur d'électricité et l'impact sur la croissance de la demande du côté du gaz naturel, bien que le GRAME considère marginale d'ici 2023 la contribution de la demande en énergie attribuable à d'autres ressources énergétiques (électrique renouvelable) pour les secteurs résidentiels et tertiaires.

Pour ce qui est des autres filières renouvelables, le GRAME comprend que ces dernières n'ont pas été introduites dans la modélisation au Tableau 20 de manière spécifique¹⁷. Bien que le GRAME fasse l'hypothèse que la majorité de la conversion soit du côté de l'hydro-électricité pour le secteur résidentiel, une partie pourrait être attribuée au secteur du gaz naturel et dans une très faible mesure à des filières renouvelables autres que l'hydro-électricité (électricité provenant du solaire, de l'éolien, etc.) sur la durée du premier Plan.

Tableau 13 : Prévion de la demande d'énergie au Québec pour le secteur résidentiel — scénario Plan directeur (en pétajoules)

	Croissance (%)				
	2013	2023	2030	2013-2023	2013-2030
Résidentiel					
Électricité	239,6	271,6	277,0	13,3%	15,6%
Gaz naturel	24,9	27,9	25,0	12,1%	0,4%
Produits pétroliers	22,3	14,3	7,0	-36,1%	-68,7%
> huiles légères*	22,3	14,3	7,0	-36,1%	-68,7%
> carburant diesel	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
> mazout lourd	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
> essence	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Biomasse	43,4	42,2	43,4	-2,7%	0,0%
Total résidentiel	330,3	356,6	352,5	8,0%	6,7%

*Les huiles légères comprennent le mazout léger, le propane et le mazout pour poêles.

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Tableau 13, page 203

Pour le secteur tertiaire, c'est l'inverse; une part importante de la conversion du mazout doit être attribuée au secteur du gaz naturel, dans une moindre mesure à l'électricité et dans une très faible mesure aux autres filières renouvelables (électricité provenant du solaire, de l'éolien, etc.).

¹⁷ R-4043-2018, [B-0005](#), Tableau 20, Prévion de la demande d'énergie au Québec pour tous les secteurs-scénario Plan directeur, page 209

Tableau 14 : Prévission de la demande d'énergie au Québec pour le secteur tertiaire — scénario Plan directeur (en pétajoules)

	Croissance (%)				
	2013	2023	2030	2013-2023	2013-2030
Tertiaire					
Électricité	134.7	142.4	150.4	5.8%	11.7%
Gaz naturel	65.7	92.2	91.7	40.4%	39.6%
Produits pétroliers	14.9	11.7	9.8	-21.3%	-34.3%
> huiles légères*	14.4	11.4	9.5	-20.6%	-33.9%
> carburant diesel	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.0%
> mazout lourd	0.5	0.3	0.3	-38.3%	-44.3%
Biomasse	1.2	2.5	2.5	114.0%	116.6%
Total tertiaire	216.4	248.9	254.4	15.0%	17.6%

* Les huiles légères comprennent le mazout léger, le propane et le mazout pour poêles.

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Tableau 14, page 203

Le GRAME note, à l'instar de la Table¹⁸, l'absence de lien entre le Plan et la cible de réduction des GES, alors que la Politique énergétique 2030 privilégie une économie faible en carbone et que le Plan d'action sur les changements climatiques 2013-2020¹⁹ réitère la cible de réduction des émissions de GES de 20 % par rapport à 1990 à l'horizon 2020, fixée par le gouvernement du Québec dans le décret 1187-2009²⁰. Cette absence de lien ressort des moyens qui sont retenus pour atteindre la cible de réduction des produits pétroliers, compte tenu des vases communicants entre les ressources énergétiques disponibles et de l'accent mis dans le Plan sur la conversion vers notamment l'électricité ou le gaz naturel.

Par conséquent, le GRAME est d'avis que d'autres mesures doivent être mises en place pour contrer la croissance de la demande électrique, en tenant compte des émissions de GES.

Le GRAME a évalué que la géothermie pourrait, si elle est bien encadrée par un contexte législatif porteur, être une solution permettant de réduire les problématiques liées à la gestion de la pointe énergétique, qui selon TEQ, ébranlent la volonté d'éliminer le mazout du secteur résidentiel²¹, favorisant ainsi le report de nouveaux équipements de production électrique, tout en contribuant à l'atteinte de la cible en EÉ. (Voir Rapport III)

8.4.5. (Réf. i.) Veuillez fournir la liste des mesures qui ont été modélisées spécifiquement dans le modèle MÉDÉE pour l'estimation de l'atteinte de la cible de réduction en produits pétroliers.

¹⁸ R-4043-2018, [B-0010](#), page 6

¹⁹ [Plan d'action sur les changements climatiques 2013-2020](#) Phase 1, page 44

²⁰ [Décret 1187-2009](#), Gazette officielle du Québec, 9 décembre 2009, 141e année, no 49, p. 5 872.

²¹ R-4043-2018, [B-0005](#), Mise en œuvre du plan directeur, page 181

8.4.5. En regard de la demande 8.4.5 de la demande de renseignements no. 1 du GRAME, TEQ soumet les précisions additionnelles suivante en complément à sa réponse initiale. Les mesures modélisées dans le modèle MÉDÉE sont listées à l'Annexe IV du Plan directeur.

Ces mesures ont été pour la plupart prises en compte en vue d'évaluer l'atteinte de la cible de produits pétroliers. Toutefois, les deux mesures de réglementation de l'efficacité énergétique des bâtiments et le programme Rénoclimat (TEQ) sont des exceptions (voir p.202 du Plan directeur) parce qu'ils visent, en premier lieu, l'amélioration de l'efficacité énergétique et non pas spécifiquement la réduction de produits pétroliers. Cependant, lorsque la mise en oeuvre de ces trois programmes et mesures susmentionnés a un impact sur les produits pétroliers, ces impacts sont pris en compte dans la prévision de réduction de produits pétroliers.

Pour de plus amples explications, voir la réponse de TEQ à la demande 14.3 de la demande de renseignements no. 1 de la Régie de l'énergie.

Référence : R-4043-2018, [B-0077](#), RDDR 8.4.5, page 3

14.3 Considérant la référence (iii), veuillez décrire d'où proviendrait les effets notables des mesures qui n'ont pas été modélisées et si elles sont incluses dans les résultats présentés en référence (i).

14.3 Le modèle MÉDÉE a servi de support à la méthodologie d'évaluation de l'atteinte de la cible de produits pétroliers. En raison des délais impartis, TEQ a fait le choix d'inclure dans la modélisation les mesures les plus porteuses en termes de réduction de produits pétroliers afin de couvrir de façon quasi exhaustive leur impact. En effet, parmi les mesures présentées à l'annexe VI, celles qui ont été modélisées représentent plus de 85 % de l'impact total du Plan directeur en termes de réduction de produits pétroliers.

Plusieurs mesures ayant un impact sur l'efficacité énergétique ont également été prises en compte dans le modèle MÉDÉE, mais pas l'entièreté des mesures en efficacité énergétique de l'annexe VI du Plan directeur présentant une prévision de réduction de la consommation énergétique. Il n'a pas été possible, dans l'échéance fixée, d'atteindre un taux de couverture comparable à celui des produits pétroliers. Cela s'explique par le fait que le nombre de mesures qui ont un impact significatif sur l'efficacité énergétique est plus élevé que le nombre de mesures qui ont un impact significatif sur la réduction des produits pétroliers.

Référence : R-4043-2018, [B-0084](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR 14.3, page 45

2.2 Secteurs commercial et institutionnel

Programmes de Gestion de la demande en puissance et réglementation

Dans cette section, le GRAME aborde l'impact des programmes de gestion de la demande en puissance sur la cible de réduction des produits pétroliers, soit à savoir si le Plan a pris

en compte l'utilisation de sources thermiques dans le cadre des programmes de gestion de la demande en puissance. En effet, à ce jour,²² les génératrices de secours peuvent être utilisées pour le programme GDP Affaires.

PROJET PILOTE GDP 2015-2016 SOMMAIRE DU BILAN

ALIMENTER
L'AVENIR

Mesures mises en œuvre

- Pourcentage des projets comportant les mesures suivantes :
 - Réduction ou arrêt d'équipements électriques : 60 %
 - Séquence de contrôle des équipements CVCA : 40 %
 - Utilisation de chaudières à combustible : 50 %
 - Utilisation de groupes électrogènes : 20 %
 - Autres mesures marginales
 - Utilisation d'accumulateur thermique
 - Abaissement de point de consigne du contrôleur de charge
 - Arrêt de production (secteur industriel)

Référence : R-4041-2018, [B-0007](#), En liasse, page 47 (Projet-Pilote GDP 2015-2016)

TEQ confirme au GRAME que le modèle MÉDÉE ne tient pas compte de l'utilisation de sources thermiques de substitution dans le cadre des programmes de gestion de la demande en puissance, comme la (1) GDP Affaires ou (2) les options tarifaires d'électricité interruptible d'Hydro-Québec Distribution. Pour ce qui est de l'impact en termes de litres de produits pétroliers, TEQ **indique qu'il pourrait être pris en compte dans un scénario ultérieur de modélisation, dans la mesure où le recours à des sources thermiques prend de l'ampleur** :

9.1 Le modèle MÉDÉE ne tient pas compte explicitement de l'utilisation de sources thermiques de substitution via les programmes de gestion de la demande en puissance (GDP). Mais comme le modèle doit projeter la demande d'énergie par secteur et source d'énergie à partir d'un historique où des sources thermiques sont déjà utilisées, la prévision va aussi refléter ce besoin des sources thermiques. L'impact de ces programmes de GDP pourrait être pris en compte dans un scénario ultérieur de modélisation si le recours aux sources thermiques prend de l'ampleur. (Nos soulignés)

Référence : R-4043-2018, [B-0061](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 9.1, page 42

TEQ précise au GRAME, que le Plan directeur ne prévoit pas de renforcement de la réglementation de l'efficacité des génératrices pour cet usage, renforcement qui permettrait de réduire la consommation de produits pétroliers :

9.2. (Réf. ii.) Concernant les groupes électrogènes de secours pouvant être utilisés pour les programmes GDP Affaires, le Plan directeur prévoit-il un renforcement de la réglementation

²² À noter que cette situation pourrait toutefois évoluer suite à la décision finale dans le dossier R-4041-2018, la substitution vers des énergies fossiles y ayant été remise en question par certains intervenants.

au niveau de l'efficacité des génératrices pour cet usage, permettant de réduire la consommation de produits pétroliers par l'amélioration de l'efficacité de celles-ci ?

(...)

9.2 Non

Référence : R-4043-2018, [B-0061](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 9.2, page 42

Le GRAME recommande que le prochain scénario de modélisation tienne compte de l'utilisation de sources thermiques de substitution dans le cadre des programmes de gestion de la demande en puissance, comme la (1) GDP Affaires ou (2) les options tarifaires d'électricité interruptible d'Hydro-Québec Distribution afin notamment d'en comptabiliser l'impact sur la consommation de produits pétroliers.

Le GRAME recommande à la Régie, dans son avis, de proposer un renforcement de la législation relative à l'efficacité des génératrices pour cet usage, renforcement qui permettrait de réduire la consommation de produits pétroliers.

2.3 Prévision de la demande énergétique en réseaux autonomes

Le GRAME salue l'initiative de TEQ à l'égard du remplacement des appareils électroménagers par un équipement dont le rendement est plus efficace, favorisant la réduction de la demande en électricité, donc la réduction des besoins d'approvisionnement en produits pétroliers :

3/ Intensifier les activités en efficacité énergétique

TEQ examine la performance énergétique des logements au Nunavik, ce qui lui permettra de déterminer les mesures de réduction de consommation d'énergie applicables au parc immobilier. Ces informations serviront à repérer les interventions les plus efficaces.

La rénovation de logements ainsi que le remplacement des appareils électroménagers par un équipement dont le rendement est plus efficace font partie des mesures envisagées pour améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments nordiques.

Depuis plusieurs années, Hydro-Québec gère des programmes destinés à sensibiliser la population sur les questions d'utilisation efficace de l'énergie et implante des mesures pour changer les comportements. TEQ ajoutera à l'offre existante d'autres mesures favorisant l'efficacité énergétique qui s'adresseront à ses partenaires au Nunavik. Ces activités visent également à limiter la croissance de la demande en électricité et en puissance. (Notre souligné)

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Réseaux autonomes, page 106

La feuille de route pour les réseaux autonomes (ci-après, RA) indique le lancement du programme de modernisation des centrales thermique pour 2018-2019 :

Lancer le programme
de modernisation des
centrales thermiques

Référence : R-4043-2018, B-0005, Objectif 2018-2019, page 107

Simultanément, elle indique comme objectif de caractériser le potentiel de production des énergies renouvelables :

Caractériser
le potentiel
de production
des énergies
renouvelables dans
les réseaux autonomes

Référence : R-4043-2018, B-0005, Objectif 2018-2019, page 107

Le GRAME est d'avis que ces deux objectifs ne sont pas cohérents **entre eux** puisque la modernisation des centrales implique le renouvellement d'infrastructures, à des coûts importants **et conçues** en fonction de la demande électrique **historique**, alors que cette demande électrique pourrait être inférieure avec la mise en place de mesures d'efficacité énergétique plus ambitieuses et alors que d'autres sources d'énergie de type renouvelable **pourraient avoir le potentiel de remplacer les infrastructures désuètes**

À ces égards, en réponse à une demande du GRAME, TEQ précise les objectifs de modernisation des centrales thermiques :

10.3 L'objectif de modernisation des centrales thermiques concerne l'amélioration du rendement et la modification d'équipements de production ainsi que la mise à niveau des systèmes automatisés. Cela étant complété, il deviendra possible d'intégrer de nouvelles technologies vertes aux centrales thermiques, soit : (Notre souligné)

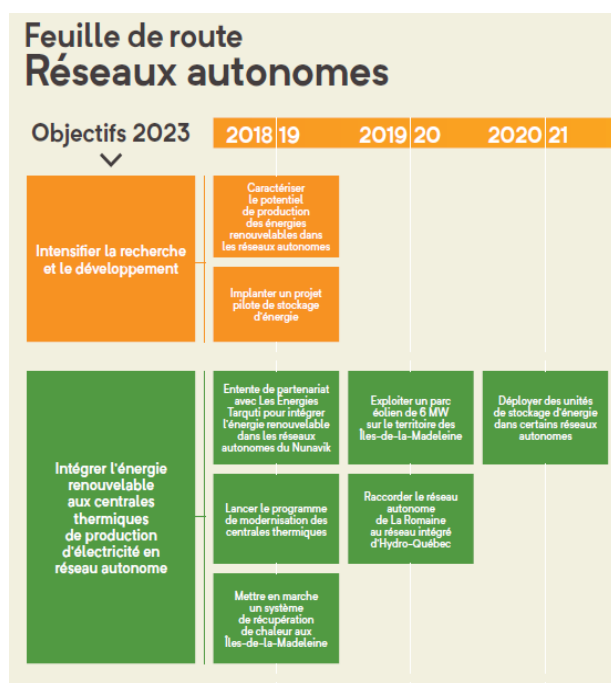
- Réduction de l'usage de produits pétroliers par une optimisation et un contrôle intelligent de l'énergie.
- Déploiement d'unités de stockage d'énergie dans certains réseaux autonomes connectés aux réseaux des centrales thermiques.

Intégration de source d'énergie renouvelable aux réseaux des centrales Thermiques

- Mettre en service une centrale thermique hybride à Tasiujaq.
- Raccorder certain réseaux autonomes au réseau intégré d'Hydro-Québec.

Référence : R-4043-2018, B-0061, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 10.3, pages 45 et 46

Nous pouvons constater que la feuille de route pour les réseaux autonome prévoit la caractérisation du potentiel de production des énergies renouvelables dans **les** réseaux autonomes en 2018-2019, alors que celle-ci n'a débuté que dans le réseau de village de Quaqtac²³ en 2018 et qu'Hydro-Québec ne prévoit aucun investissement additionnel en 2019²⁴. Il ne semble pas y avoir de volonté annoncée d'inclure ce potentiel à même la planification de modernisation des centrales thermiques, incluant la modification d'équipements de production, prévue également en 2018-2019.



Référence: R-4043-2018, B-0005, Feuille de route réseaux autonomes, page 107

Cependant, le GRAME est d'avis qu'une gestion efficace des besoins en approvisionnement doit miser sur l'évaluation de la part des ressources renouvelables techniquement réalisables pour chacun des réseaux autonomes individuellement, et cela préalablement au lancement du programme de modernisation des centrales et à la modification d'équipements. Une telle approche permettrait à la fois de minimiser les coûts de modernisation et d'ajout de nouveaux équipements de sources thermiques en tenant compte de la part des ressources renouvelables disponibles, et de réduire l'usage des produits pétroliers en réseaux autonomes. Le GRAME est d'avis que l'atteinte de résultats concrets de réduction de

²³ HuffPost, [Microréseaux au Québec](#): quelles en sont les perspectives?

²⁴ R-4057-2018, [B-0081](#), page 5: **Question 8.3** : En ce qui concerne la question 8.3, le Distributeur confirme qu'il n'a fait aucune demande de budget spécifique dans l'enveloppe des projets d'investissement inférieurs à 10 M\$

l'usage des produits pétroliers en réseaux autonomes est directement liée à l'ordonnancement des mesures du Plan.

En effet, l'un des objectifs de la détermination des tarifs par la Régie dans un contexte de mise en oeuvre du Plan sera de s'assurer que les coûts des mesures mises en place ne les impacte pas indûment, donc de rechercher des moyens pour réduire les déficits récurrents en réseaux autonomes. Dès lors, la mise en place d'autres solutions (ex.: solaire photovoltaïque, unité de stockage) doit être réalisée conjointement à la modernisation des centrales, de sorte à en minimiser les coûts totaux. Il serait étonnant que le Distributeur propose l'ajout d'équipements de production de sources énergétiques renouvelables une fois ses installations modernisées, lesquelles seront suffisantes pour couvrir les besoins de charges locales, à moins qu'elles permettent de réduire le coût évité de l'énergie. Cependant, en procédant simultanément, il serait possible de comparer l'ajout d'équipement de sources renouvelables, non seulement avec le coût de l'énergie, mais également avec celui d'un coût évité total (énergie et puissance), favorisant l'accroissement de la part des énergies renouvelables dans le portefeuille énergétique en réseaux autonomes et la réduction de celle des produits pétroliers.

Le GRAME est d'avis que l'absence d'ordonnancement de ces actions est un obstacle majeur à la réduction du nombre de litres de produits pétroliers dans les réseaux autonomes.

Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie d'indiquer dans son avis que la modernisation des centrales thermiques en réseaux autonomes doit inclure systématiquement une part de ressources renouvelables, et que l'évaluation du potentiel de production d'énergies renouvelables en réseaux autonomes doit être réalisée préalablement à la modernisation des centrales thermiques.

À titre d'exemple de procédures de gestion efficace des besoins en approvisionnement et d'ordonnancement des actions, le GRAME est d'avis que l'évaluation du potentiel photovoltaïque doit être réalisée préalablement à l'évaluation des besoins de modernisation, soit avant l'ajout de nouveaux équipements. (Voir Annexe 1)

Au dossier R-3964-2013²⁵, le GRAME avait produit une analyse du nombre de litres de diesel économisés et de la réduction annuelle des émissions de CO₂ sur la durée de vie des équipements pour un scénario de production énergétique pour le remplacement de 10% de la demande électrique, ainsi qu'un calcul des économies monétaires potentielles, dans le cas où le Distributeur administrerait lui-même l'opération de ces approvisionnements. (Voir Annexe 1, Tableaux I et II)

En résumé, le GRAME soumettait qu'il était possible de réaliser des économies de 51 M\$ (VA sur 25 ans, si opéré par HQ) ou de 14 M\$ (VAN sur 25 ans, si opéré par HQ). Concernant le nombre de litres de diesel économisés, le GRAME établissait un ordre de

²⁵ R-3864-2013, [C-GRAME-0012](#), pages 48 et 49

grandeur de 2 127 561 litres annuellement, ou de 53 189 027 litres sur la durée de la mesure (25 ans).

Concernant la mesure 79.1. « Convertir en tout ou en partie la production d'électricité vers des sources renouvelables ou à faible empreinte carbone (HQ) » le Plan indique des investissements de l'ordre de 155 M \$:

ANNEXE VI – Prévisions budgétaires et prévisions des résultats des mesures du Plan directeur 2018-2023

LISTE DES MESURES (Porteur)	Réduction de la consommation énergétique (GJ)	Réduction des produits pétroliers (L)	Réduction des émissions de GES (tCO ₂ e)	Prévisions budgétaires
79. Moderniser les centrales thermiques	-	7 188 000	18 500	155 000 000 \$
79.1. Convertir en tout ou en partie la production d'électricité vers des sources renouvelables ou à faible empreinte carbone (HQ)	-	7 188 000	18 500	155 000 000 \$

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Annexe VI - Prévisions budgétaires et prévisions des résultats des mesures du Plan directeur 2018-2023, page 223

En suivi du Plan directeur, le GRAME soumet que la part de réduction des produits pétroliers des RA devrait être indiquée en détails pour permettre à la Régie de vérifier si l'objectif est atteint au terme du premier Plan directeur en 2023. Le GRAME est d'avis qu'il serait très surprenant que les conversions annoncées soient opérationnelles dès 2023, donc que la réduction de produits pétroliers (L) annoncée à la hauteur de plus de 7 M/L soit effective.

De plus, TEQ devrait préciser dès maintenant le nombre de litres de réduction prévu pour chacun des réseaux autonomes, de manière à pouvoir vérifier si la cible prévue pour les RA est réaliste. En effet, compte tenu des critères de sélection des appels de propositions en cours dans ces réseaux, le GRAME soumet qu'il faut être prudent avec la qualification des résultats en réduction des produits pétroliers qui sont attendus de la conversion des RA.

Par exemple, le réseau Tasiujaq fait l'objet d'un appel de propositions ouvert à toutes les sources d'énergie, thermique et renouvelable²⁶. L'ajout d'équipements d'approvisionnement de type solaire photovoltaïque permettrait de réduire l'empreinte écologique d'une production de type thermique et possiblement de réduire l'ampleur des nouveaux équipements de production thermique par l'ajout d'accumulateurs de charge.

Par ailleurs, le GRAME soumet que certains réseaux faisant l'objet de la planification d'appels d'offres, visant notamment la conversion vers les énergies renouvelables, n'auront pas les ressources renouvelables disponibles, comme la biomasse, ou l'énergie

²⁶ Réseau Tasiujaq, site Web Hydro-Québec, consulté le 15 novembre 2016 : http://www.hydroquebec.com/soumissionnez/documents_consultation/doc_15335343.html?prix1=NaN&prix2=NaN&prix3=1&no_soumission=15335343, APPEL d'intérêt, # 15335343, Projet de construction d'une nouvelle centrale de production d'électricité, Objectif : Mise en service en 2021, Page

éolienne, à la hauteur des besoins identifiés dans le plan d’approvisionnement du Distributeur.

Le GRAME demandait à TEQ de préciser, en % de la consommation actuelle de mazout et en nombre de litres, la réduction de ce carburant résultant de la conversion, partielle ou non, vers des énergies renouvelables. En réponse au GRAME, TEQ nous indique avoir omis de prendre en compte la consommation d’énergie primaire pour la production électrique en RA, laquelle **aurait dû être ajoutée, surtout dans le contexte ou la réduction de cette consommation a été prise en compte à la hauteur de 7 M/L à l’horizon 2023**²⁷.

10.2 Pour la prévision de la demande d’énergie, TEQ n’a pas pris en compte la consommation d’énergie primaire, c’est-à-dire incluant l’énergie consommée pour produire de l’électricité. Comme le décret stipule que TEQ doit atteindre la cible de réduction d’au moins 5 % de la consommation totale de pétrole, la consommation de produits pétroliers utilisés pour les besoins des réseaux autonomes **aurait dû être ajoutée**. À noter que la part actuelle des réseaux autonomes dans la consommation de produits pétroliers est marginale puisqu’elle ne représente que 0,4 %. Toutefois, le Plan directeur tient compte de la consommation des produits pétroliers ainsi que de l’efficacité énergétique des réseaux autonomes. Une section y est consacrée (pages 104 à 109). Les mesures liées aux réseaux autonomes relèvent d’Hydro-Québec.

Elles sont réparties sur quatre territoires : les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik, la Basse-Côte-Nord et la Haute-Mauricie. Ces réseaux autonomes, qui sont la propriété d’Hydro-Québec, utilisent un peu plus de **76 millions de litres** de produits pétroliers par année. (page 104) (À l’horizon 2030)...Il est difficile de prévoir exactement de combien de litres la consommation de produits pétroliers sera réduite au terme de ces efforts. Toutefois, une réduction de l’ordre de **15 % ou plus** de la consommation actuelle dans les réseaux autonomes est envisagée. (page 105)

Référence : R-4043-2018, **B-0061**, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 10.2, page 45

2.4 Conclusion et recommandations relatives aux réseaux autonomes

Le GRAME est d’avis que l’objectif de 15 %²⁸ de réduction de produit pétrolier à l’horizon 2030 semble faible, soit environ 11,4 M/L, cependant la barre est très haute pour l’horizon 2023 avec 7 M/L, compte tenu du peu d’avancement des projets de conversion en RA.

Pourtant, le Plan directeur prévoit un branchement par câbles des Îles-de-la-Madeleine sur l’horizon du deuxième Plan directeur entre 2023 et 2028²⁹. L’objectif pour 2030 devrait

²⁷ R-4043-2018, **B-0005**, Annexe VI - Prévisions budgétaires et prévisions des résultats des mesures du Plan directeur 2018-2023, page 223

²⁸ R-4043-2018, **B-0061**, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 10.2, p. 45

²⁹ R-4043-2018, **B-0005**, page 209

donc être une réduction de 11,4 M/L sur le territoire du Nunavik et de 43 M/L aux Îles-de-la-Madeleine à l'horizon 2030 :

Environ vingt localités au Québec sont approvisionnées en électricité par des centrales thermiques alimentées par des produits pétroliers. Elles sont réparties sur quatre territoires : les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik, la Basse-Côte-Nord et la Haute-Mauricie. Ces réseaux autonomes, qui sont la propriété d'Hydro-Québec, utilisent un peu plus de 76 millions de litres de produits pétroliers par année. De ce nombre, environ 43 millions sont consommés sur le territoire des Îles-de-la-Madeleine et 25 millions au Nunavik.

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Page 105

En réponse au GRAME, TEQ nous indique avoir omis de prendre en compte la consommation d'énergie primaire pour la production électrique en RA, laquelle **aurait dû être ajoutée, surtout dans le contexte ou la réduction de cette consommation a été prise en compte à la hauteur de 7 M/L à l'horizon 2023³⁰.**

Il s'agit donc d'un oubli de l'ordre de 76 M/litres de produits pétroliers par année.

Enfin, le GRAME est préoccupé par l'ordonnancement de deux mesures annoncées par TEQ (Lancer le programme de modernisation des centrales thermiques et Caractériser le potentiel de production des énergies renouvelables dans les réseaux autonomes), qui peut être un frein à la réduction de la consommation de produits pétroliers en réseaux autonomes, tel que prévue à la mesure 79.1 (Convertir en tout ou en partie la production d'électricité vers des sources renouvelables ou à faible empreinte carbone).³¹

Le GRAME recommande que l'Avis de la Régie insiste sur l'importance que soit étudié attentivement l'ordonnancement des actions dans les réseaux autonomes, de sorte que soit mis à contribution l'ajout d'énergies renouvelables afin de réduire les besoins énergétiques et de favoriser des installations reflétant les besoins d'approvisionnement après application des mesures d'efficacité énergétique et également après avoir pris en compte les mesures relatives à la transition énergétique, dont l'énergie solaire Photovoltaïque.

3. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS RELATIVES AU SCÉNARIO DU PLAN PORTANT SUR LA CIBLE DE RÉDUCTION DES PRODUITS PÉTROLIERS

Recommandation 1

³⁰ R-4043-2018, [B-0005](#), Annexe VI - Prévisions budgétaires et prévisions des résultats des mesures du Plan directeur 2018-2023, page 223

³¹ R-4043-2018, [B-0005](#), page 223

En conclusion, bien que le scénario de la demande indique une réduction de 12 % de 2013-2023, soit bien largement au-dessus de la demande gouvernementale de 5 % de réduction, le GRAME est d'avis que le contexte de la présente demande de TEQ ne permet pas de conclure que le cadrage macroéconomique utilisé par le modèle MÉDÉE tient compte de l'impact de la variation du prix de l'énergie sur la durée du premier Plan directeur, laquelle peut faire varier significativement les résultats des programmes et mesures du Plan, et donc l'atteinte de la cible.

Par conséquent, le GRAME recommande qu'une analyse de sensibilité, utilisant des variations dans les hypothèses de prix de l'énergie, soit produite par TEQ dès maintenant et soumise à la Régie pour lui permettre de rendre son avis sur l'atteinte de la cible de réduction du nombre de litres de produits pétroliers.

Recommandation 2

Le GRAME est d'avis que le Plan doit tenir compte de l'impact des mesures portant sur les besoins en puissance dans le secteur de l'électricité et comparer la croissance des besoins électriques avec la disponibilité de la ressource électrique du Québec pour éviter la mise en place de nouvelles infrastructures de production électrique qui pourraient, le cas échéant, impliquer des énergies thermiques et avoir un impact sur le bilan des GES au Québec, de même que sur l'atteinte de la cible pour les produits pétroliers.

À ces égards, le GRAME recommande à la Régie d'énoncer ces préoccupations dans son avis, afin que le gouvernement souligne à TEQ l'importance d'une transition harmonieuse tenant compte de l'effet de cette transition sur le secteur électrique.

Recommandation 3

Le GRAME recommande à la Régie de considérer sa proposition d'ajout d'une mesure concernant le cadre financier associé à la géothermie, qui représente une solution permettant de réduire les problématiques liées à la gestion de la pointe énergétique, qui selon TEQ, ébranlent la volonté d'éliminer le mazout du secteur résidentiel³², tout en permettant d'éviter l'ajout de nouveaux équipements de production électrique, tout en garantissant l'atteinte de la cible en ÉÉ. (Voir Rapport III)

Recommandation 4

Considérant l'utilisation de sources thermiques de substitution via les programmes de gestion de la demande en puissance, comme la (1) GDP Affaires ou (2) les options

³² R-4043-2018, [B-0005](#), Mise en œuvre du plan directeur, page 181

tarifaires d'électricité interruptible d'Hydro-Québec Distribution, le GRAME recommande à la Régie de proposer au gouvernement un renforcement de la législation relative à l'efficacité des génératrices pour cet usage, renforcement qui permettrait de réduire la consommation de produits pétroliers.

Recommandation 5

Le GRAME recommande que l'Avis de la Régie insiste sur l'importance que soit étudié attentivement l'ordonnancement des actions dans les réseaux autonomes, de sorte que soit mis à contribution l'ajout d'énergie renouvelables afin de réduire les besoins énergétiques et de favoriser des installations reflétant les besoins d'approvisionnement après application des mesures d'efficacité énergétique et également après avoir pris en compte les mesures relatives à la transition énergétique, dont l'énergie solaire photovoltaïque.

Recommandation 6

Le GRAME note, à l'instar de la Table³³, l'absence de lien entre le Plan et la cible de réduction des GES, alors que la Politique énergétique 2030 privilégie une économie faible en carbone et que le Plan d'action sur les changements climatiques 2013-2020³⁴ prévoit une cible de réduction des émissions de GES de 20 % par rapport à 1990 à l'horizon 2020 au Québec. Cette absence de lien ressort des moyens qui sont retenus pour atteindre la cible de réduction des produits pétroliers, compte tenu des vases communicants entre les ressources énergétiques disponibles et l'accent mis dans le Plan pour la conversion vers notamment l'électricité ou le gaz naturel.

À l'instar de la Table, le GRAME recommande que soit précisée une cible de réduction pour les émissions de GES³⁵, favorisant la mise en œuvre par le Plan directeur de mesures pour prévenir les impacts sur les émissions de GES entre ces vases communicants.

4. ÉLÉMENTS DE PRÉCISIONS OU D'AMÉLIORATIONS DE LA PRÉSENTATION DES DONNÉES

4.1 Analyse

Le scénario « Plan directeur » de la prévision de la demande d'énergie au Québec démontre une réduction de 12,2 % de produits pétroliers à l'horizon 2023, soit largement

³³ R-4043-2018, B-0010, page 6

³⁴ Plan d'action sur les changements climatiques 2013-2020 Phase 1, page 44

³⁵ R-4043-2018, B-0010, page 6

supérieure à l'obligation de réduire de 5% la consommation de produits pétroliers par rapport à l'année 2013.

Tableau 20 : Prévion de la demande d'énergie au Québec pour tous les secteurs — scénario Plan directeur (en pétajoules)

				Croissance (%)	
	2013	2023	2030	2013-2023	2013-2030
Total des secteurs					
Électricité	666,5	755,6	797,2	13,4%	19,6%
Gaz naturel	227,1	254,2	262,0	11,9%	15,3%
Produits pétroliers	614,7	539,9	495,1	-12,2%	-19,5%
> mazout léger, kérosène et GPL*	47,8	35,8	27,1	-25,1%	-43,3%
> carburant diesel	177,8	163,6	163,8	-8,0%	-7,9%
> mazout lourd	34,3	31,9	33,1	-7,0%	-3,5%
> essence	307,0	263,6	226,1	-14,1%	-26,4%
> carburéacteur et essence aviation	47,4	44,5	44,9	-6,1%	-5,4%
Charbon et coke	18,4	23,9	25,7	30,0%	39,6%
Biocarburants	8,1	18,0	17,0	121,3%	109,0%
Biomasse et énergies non conv. industriel	122,3	127,3	129,8	4,1%	6,1%
Total de la demande	1657,1	1719,6	1726,9	3,8%	4,2%

* GPL : Gas de pétrole liquéfié (comprend la propane et occasionnellement le butane)

Référence : R-4043-2018, [B-0005](#), Tableau 20, Prévion de la demande d'énergie au Québec pour tous les secteurs- scénario Plan directeur, page 209

La principale difficulté pour procéder à une analyse des résultats des mesures prévues au Plan directeur de 2018-2023, ou du moins de leur réalisme, provient de la présentation des scénarios sur des périodes différentes, soit de 2013 à 2023 au Tableau 20, et de 2018 à 2023 pour les mesures identifiées à l'Annexe VI.

Le GRAME constate également que la réduction de la demande de produits pétroliers entre 2013 et 2023 selon le Tableau 20³⁶ est de 74,8 pétajoules, alors que les mesures de l'Annexe IV prévoient une réduction de la consommation énergétique de 49,68 pétajoules toutes mesures confondues, soit celles résultants notamment de l'efficacité énergétique des secteurs de l'électricité, du gaz naturel et celles résultants de la réduction des produits pétroliers.

Un autre constat a été fait par l'ACIG-AQCIE-CIFQ, soit que la réduction prévue à l'Annexe IV de 49,68 pétajoules est supérieure à la différence entre la consommation du scénario de référence et du scénario du Plan directeur, laquelle est de 27 pétajoules³⁷ :

La réponse de TEQ soulève un doute sérieux sur les résultats du modèle de prévision de la demande énergétique, puisque *parmi les mesures présentées à l'annexe VI, celles qui ont été modélisées représentent plus de 85 % de l'impact total du Plan directeur en termes de*

³⁶ R-4043-2018, [B-0005](#), Tableau 20, Prévion de la demande d'énergie au Québec pour tous les secteurs- scénario Plan directeur, page 209

³⁷ R-4043-2018, [B-0053](#), Demande de renseignements no.1 de l'ACIG, de l'AQCIE et du CIFQ, RDDR no 8.1, page 12

réduction de produits pétroliers, alors que la différence entre le scénario de référence et celui du plan directeur ne représente que 54 % de la réduction de l'Annexe VI.

Techniquement, la différence entre les deux scénarios devrait plutôt avoisiner 42 PJ et non 27 PJ.

8.1 Veuillez expliquer la différence entre la réduction de la consommation de 27 PJ présentée à la référence (i) et la réduction conservatrice de 49,68 PJ présentée à la référence (ii).

8.1 Tout d'abord, il est important de rappeler que les prévisions des programmes et mesures du Plan directeur ont permis d'appuyer les travaux de modélisation des mesures dans MÉDÉE.

Cependant, plusieurs raisons expliquent l'écart constaté entre la modélisation et la réduction présentée à l'annexe VI du Plan directeur.

1. Comme les mesures ne sont pas indépendantes entre elles, l'ordre dans lequel une mesure est modélisée a un impact sur son effet estimé qui peut différer de l'impact présenté à l'annexe VI du Plan directeur;

2. L'utilisation du modèle MÉDÉE avait principalement pour objectif d'évaluer l'atteinte de la cible de produits pétroliers. TEQ a donc fait le choix d'inclure dans la modélisation les mesures les plus porteuses en termes de réduction de produits pétroliers afin de couvrir de façon quasi exhaustive leur impact. En effet, parmi les mesures présentées à l'annexe VI, celles qui ont été modélisées représentent plus de 85 % de l'impact total du Plan directeur en termes de réduction de produits pétroliers;

3. Plusieurs mesures ayant un impact sur l'efficacité énergétique ont également été prises en compte dans le modèle MÉDÉE, mais pas l'entièreté des mesures en efficacité énergétique de l'annexe VI du Plan directeur présentant une prévision de réduction de la consommation énergétique. Il n'a pas été possible, dans l'échéance fixée, d'atteindre un taux de couverture comparable à celui des produits pétroliers. Cela s'explique par le fait que le nombre de mesures qui ont un impact significatif sur l'efficacité énergétique est plus élevé que le nombre de mesures qui ont un impact significatif sur la réduction des produits pétroliers.

Pour toutes ces raisons énumérées, il n'est pas surprenant que la réduction de consommation obtenue par l'écart entre le scénario de référence et le scénario Plan directeur (27 PJ) soit inférieure à la réduction présentée à l'annexe VI du Plan directeur (49,7 PJ).

R-4043-2018, [B-0053](#), Demande de renseignements no.1 de l'ACIG, de l'AQCIE et du CIFQ, RDDR no 8.1, page 12

La différence pourrait se situer au niveau de l'analyse factorielle et de l'utilisation des indicateurs, puisqu'elle ne peut refléter l'impact des mesures de réduction des produits pétroliers, lesquelles ont été prises en compte à 85 %, de même que l'impact de l'efficacité énergétique sur la réduction de produits pétroliers, selon la réponse de TEQ. Pour ce qui est des mesures qui ne sont pas inscrites à l'Annexe VI, elles ne peuvent pas avoir d'impact

sur la valeur relative de la réduction de la consommation de 49,7 PJ de l'annexe VI, n'expliquant donc pas la différence constatée.

Le GRAME est d'avis que la mise en œuvre du Plan influencera à la hausse les besoins en puissance et en énergie dans le secteur de l'électricité. Bien que la hausse des besoins en énergie soit identifiée dans le scénario du Plan³⁸, **celle des besoins en puissance ne l'est pas**, alors que le Plan retient de nombreux programmes de conversion vers les énergies renouvelables.

Le GRAME est d'avis que la mise en œuvre du Plan influencera à la hausse les besoins en puissance et en énergie dans le secteur de l'électricité. Le bilan préliminaire en puissance³⁹ du Distributeur d'électricité indique une tendance à la hausse des besoins en puissance⁴⁰ et ce, malgré le retrait du programme de conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout⁴¹. Le Plan n'estime pas la proportion des projets de conversion qui contribuent à la croissance du secteur de l'électricité, par rapport à d'autres énergies renouvelables, alors que la croissance des besoins en puissance à la pointe du réseau de distribution électrique est fortement influencée par le chauffage des locaux.

4.2 Pistes de solution pour une analyse plus précise

Comme piste de solution, le GRAME recommande à la Régie de demander à TEQ une évaluation de la demande énergétique du Québec pour les produits pétroliers en nombre de litres pour l'année 2017-2018, de sorte qu'il serait possible, avec les prévisions de 48,7 PJ annoncées à l'Annexe VI, de valider le modèle sur la base des mesures prévues. Suite à quoi la Régie pourrait se prononcer de manière plus précise sur l'atteinte de la cible pour les produits pétroliers.

Plus précisément, en ayant deux valeurs rapprochées, celles de 2017-2018 et celles prévisionnelles de 2022-2023, il serait possible de valider la prise en compte de 85 % des mesures de l'annexe VI dans le modèle, et de vérifier la tendance à la réduction des produits pétroliers entre la période 2017-2023 d'une part et d'autre part entre la période 2013-2017.

Le GRAME est d'avis qu'une telle vérification du modèle pourrait également apporter plus d'information sur la distinction entre l'impact des mesures du Plan et l'évolution tendanciel de la réduction de la consommation de produits pétroliers sur l'atteinte de la cible gouvernementale de 5 %.

³⁸ R-4043-2018, [B-0005](#), Tableau 7, page 173

³⁹ R-4041-2018, [B-0010](#), Tableau 1

⁴⁰ R-4041-2018, [B-0010](#), page 5 et 6

⁴¹ R-4041-2018, [B-0010](#), page 5 et 6

Le GRAME soumet ci-dessous une liste des éléments qui auraient permis une analyse plus directe et facilitante pour l'analyse de l'atteinte de la cible de réduction des produits pétroliers.

- Présentation du scénario Plan directeur et scénario de référence selon les années 2013-2018, 2018-2023 ;
- Identification des résultats des mesures séparément pour le cas de la réduction de la consommation énergétique, selon qu'ils visent la réduction de la demande du secteur de l'électricité, du gaz naturel ou des produits pétroliers ;
- Identification des éléments servant à déterminer la valeur initiale de la consommation de produits pétroliers en 2013 :
 - le modèle a omis de prendre en compte la consommation de produits pétroliers dans les réseaux autonomes⁴² ;
 - il n'est pas possible de savoir si le modèle a pris en compte la consommation équivalente pour la contribution des marchés de court terme pour la pointe du réseau électrique de 2013 de 650 MW⁴³ et sa croissance prévue à 1350 MW pour 2022-2023⁴⁴ ;
- Identification de la réduction des produits pétroliers des RA et du nombre de litres de réduction prévu pour chacun des réseaux autonomes, de manière à pouvoir vérifier si la cible prévue pour les RA est réaliste ;
- Ajout d'une estimation de la croissance de l'utilisation de produits pétroliers de substitution pour les programmes de gestion de la demande en puissance, comme la (1) GDP Affaires ou (2) les options tarifaires d'électricité interruptible d'Hydro-Québec Distribution ;
- Précision sur le prix utilisé pour les produits pétroliers sur une base annuelle sur la durée du premier plan directeur ;

5. RECOMMANDATIONS D'AMÉLIORATION POUR LE PROCHAIN PLAN:

Le GRAME soumet ci-dessous une liste sommaire de propositions d'améliorations de la présentation des données pour le prochain plan :

- Présentation du scénario Plan directeur et scénario de référence selon les années 2018-2023 et 2023-2028 ;
- Identification des résultats des mesures séparément pour le cas de la réduction de la consommation énergétique, selon qu'ils visent la réduction de la demande du secteur de l'électricité, du gaz naturel ou des produits pétroliers ;
- Identification des éléments servant à déterminer la valeur initiale de la consommation de produits pétroliers en 2023 ;

⁴² R-4043-2018, [B-0061](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 10.2, p. 45

⁴³ R-3864-2013, [B-0005](#), Tableau 4-3, Bilan en puissance, page 28

⁴⁴ R-4041-2018, [B-0010](#), Tableau 1, Bilan de puissance préliminaire du Distributeur, page 6

- Identification de la réduction des produits pétroliers des RA et du nombre de litres de réduction pour chacun des réseaux autonomes en 2023 et de la cible à l’horizon du deuxième plan directeur ;
- Précision sur le prix utilisé pour les produits pétroliers sur une base annuelle et sur la durée du deuxième plan directeur ;

Le GRAME recommande que le prochain scénario de modélisation tienne compte de l’utilisation de sources thermiques de substitution via les programmes de gestion de la demande en puissance, comme la (1) GDP Affaires ou (2) les options tarifaires d’électricité interruptible d’Hydro-Québec Distribution afin notamment d’inclure l’impact sur la consommation de produits pétroliers.

Tableau I : Calcul des économies pour un projet d'effacement de la demande réalisé par l'installation de panneaux solaires selon un scénario de 10% de la demande.

Village	Ventes d'énergie en 2013 (GWh)	Scénario d'effacement de la demande (KWh)	Capacité installée nécessaire pour effacer la demande (KWp)	Cout estimé d'investissement pour l'achat, installation et maintenance	VA des Économies libérés sur 25 ans, si opéré par HQ (\$)	VAN des Économies libérés sur 25 ans, si opéré par HQ (\$)
Akulivic	3	300000	279,07	1 395 348,84 \$	2 094 879,21 \$	699 530,37 \$
Aupaluk	1,6	160000	153,99	769 971,13 \$	1 181 503,13 \$	411 532,00 \$
Inukjuak	8,8	880000	814,81	4 074 074,07 \$	5 453 769,53 \$	1 379 695,46 \$
Ivujvik	2	200000	187,27	936 329,59 \$	1 601 652,15 \$	665 322,56 \$
Kangiqualujuaq	4,1	410000	398,45	1 992 225,46 \$	3 092 206,64 \$	1 099 981,17 \$
Kangiqualuaq	3,8	380000	361,90	1 809 523,81 \$	2 603 618,05 \$	794 094,24 \$
Kangirsuk	3,4	340000	325,36	1 626 794,26 \$	2 338 045,56 \$	711 251,30 \$
Kuujuaq	17,8	1780000	1724,81	8 624 031,01 \$	10 903 848,41 \$	2 279 817,40 \$
kuujuarapik	10,2	1020000	941,83	4 709 141,27 \$	6 382 598,25 \$	1 673 456,97 \$
Puvirnituaq	9,6	960000	897,20	4 485 981,31 \$	5 972 898,47 \$	1 486 917,16 \$
Quaqtaq	2,3	230000	218,42	1 092 117,76 \$	1 864 945,26 \$	772 827,51 \$
Salluit	6,9	690000	655,27	3 276 353,28 \$	4 272 959,09 \$	996 605,82 \$
Tasiujaq	2,1	210000	202,31	1 011 560,69 \$	1 529 583,14 \$	518 022,45 \$
Umiujaq	2,5	250000	233,43	1 167 133,52 \$	1 772 529,84 \$	605 396,32 \$
Totaux	78	7810000	7394	36 970585\$	51 065 036\$	14 094 450\$

Tableau II : Illustration des superficies et du nombre d'installations nécessaires pour un projet d'effacement de la demande réalisé par l'installation de panneaux solaires selon un scénario de 10% d'effacement, et illustration du nombre de litres de diesel économisés annuellement et de la réduction des émissions de CO2 sur une base annuelle

Village	Superficie nécessaire (m2)	Nombre d'installations de 10KWp nécessaires	Litres de diesel économisés annuellement	Litres de diesel économisés pour la durée de la mesure	Réduction annuelle des émissions de CO2 (tonnes de CO2)	Réduction totale des émissions de CO2 sur 25 ans (tonnes de CO2)
Akulivic	1859	28	83565	2089136	228	5693
Aupaluk	1026	15	42667	1066667	116	2907
Inukjuak	5427	81	229167	5729167	624	15612
Ivujivik	1247	19	59701	1492537	163	4067
Kangiqsualujuaq	2654	40	118156	2953890	322	8049
Kangiqsujuaq	2410	36	113772	2844311	310	7751
Kangirsuk	2167	33	97701	2442529	266	6656
Kuujuaq	11487	172	461140	11528497	1257	31415
kuujuarapik	6273	94	280992	7024793	766	19143
Puvirnituaq	5975	90	255319	6382979	696	17394
Quaqtuaq	1455	22	65341	1633523	178	4451
Salluit	4364	66	184000	4600000	501	12535
Tasiujaq	1347	20	64815	1620370	177	4416
Umiujaq	1555	23	71225	1780627	194	4852
	49245	739	2127561	53189027	5798	144940