

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE LA RÉGIE**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À HYDRO-QUÉBEC
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION
D'UN PROGRAMME POUR LA CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ DES ÉQUIPEMENTS FONCTIONNANT AU
MAZOUT OU AU PROPANE DANS LES MARCHÉS COMMERCIAL, INSTITUTIONNEL ET INDUSTRIEL (LE
PROGRAMME)

Participants admissibles

1. **Références :** (i) Pièce [B-0013](#), p. 7;
(ii) Pièce [B-0013](#), p. 14;
(iii) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0009](#), p. 7-8.

Préambule :

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

(ii) « **Propane**

Le Distributeur souligne qu'il n'a pas procédé à une évaluation spécifique concernant le propane, notamment parce que l'atteinte des objectifs de conversion repose essentiellement sur les équipements au mazout. De plus, le type de combustible utilisé avant la conversion n'a pas d'influence sur la rentabilité du programme pour le Distributeur. Enfin, en ce qui a trait aux participants, le coût plus élevé du propane par rapport au mazout a pour effet de rendre ce type de conversion généralement encore plus rentable pour les participants qui utilisent ce combustible. » [nous soulignons]

(iii) « En se basant sur les résultats de leur analyse du TP, les intervenants s'interrogent sur la nécessité d'un appui financier à la hauteur de celui proposé au Programme.

Il apparaît en effet que dans plusieurs cas le remplacement du système est plus économique que la réhabilitation, même sans appui financier. De plus, comme le mentionne le Distributeur, **plusieurs commissions scolaires et municipalités désirent procéder à la conversion de leurs équipements, compte tenu notamment de leurs intentions et engagements en matière de réduction de leur empreinte environnementale.** Pour ces clients, il s'agit d'une motivation supplémentaire.

Il est utile de rappeler que dans le cadre de ses programmes d'efficacité énergétique, le Distributeur était préoccupé par des cas semblables qu'il qualifiait d'opportunistes.

Dans les circonstances, l'AQCIE et le CIFQ considèrent que le Distributeur n'a pas démontré que l'appui proposé permet de minimiser le nombre d'opportunistes. »

Demandes :

- 1.1 Veuillez élaborer sur les contraintes du marché qui expliquent que certains projets sont « moins susceptibles d'être réalisés » sans l'appui financier prévu au Programme (référence (i)).

Réponse :

1 Les projets d'investissement reliés aux équipements mécaniques ou
2 d'électricité de bâtiments ou de procédés sont souvent en compétition avec
3 d'autres projets d'investissement reliés aux activités de base (« *core*
4 *business* ») de l'entreprise. Les budgets d'investissement des entreprises
5 étant limités, les projets reliés aux activités de base sont très souvent
6 priorisés par rapport aux autres. Conséquemment, des projets tels que ceux
7 visant la conversion à l'électricité sont souvent retardés, voire même
8 abandonnés, et ce, même s'ils sont rentables à long terme. La période de
9 retour sur l'investissement (PRI) de ces projets est en effet souvent trop
10 longue pour les rendre intéressants pour les entreprises.

11 Comme on peut le constater depuis de nombreuses années dans le cadre des
12 programmes commerciaux d'efficacité énergétique du Distributeur, l'octroi
13 d'un appui financier permet aux clients d'accroître la rentabilité de leurs
14 projets (réduction de la PRI), ce qui les incite à les réaliser. Ce principe vaut
15 également pour les projets visés dans le cadre du Programme.

- 1.2 Veuillez élaborer sur les moyens prévus par le Distributeur pour minimiser le niveau d'opportunisme.

Réponse :

16 Pour les raisons invoquées à la réponse à la question 1.1, sans appui
17 financier, la probabilité que des projets de conversion se réalisent est faible.
18 Conséquemment, le Distributeur estime que le niveau d'opportunisme du
19 Programme devrait être négligeable.

- 1.3 Considérant la référence (ii), veuillez justifier qu'un appui financier soit nécessaire pour les clients utilisant le propane.

Réponse :

20 Bien que, comme l'indique le Distributeur, le prix du propane soit
21 généralement supérieur au prix du mazout (à énergie équivalente), ce prix est
22 non réglementé et peut varier selon les régions et les distributeurs. En
23 d'autres termes, l'écart entre les prix du mazout et du propane peut varier
24 entre les clients. Il ne serait donc pas équitable d'exclure les clients utilisant
25 le propane.

1 Par ailleurs, les arguments militant en faveur d'un appui financier pour les
2 projets de conversion, invoqués à la réponse à la question 1.1, par exemple le
3 besoin de réduire la PRI des projets, s'appliquent tout autant dans le cas des
4 projets de conversion à partir du propane.

1.4 Considérant la référence (ii), veuillez justifier un appui financier pour les clients utilisant le propane au même niveau que celui offert au client utilisant le mazout.

Réponse :

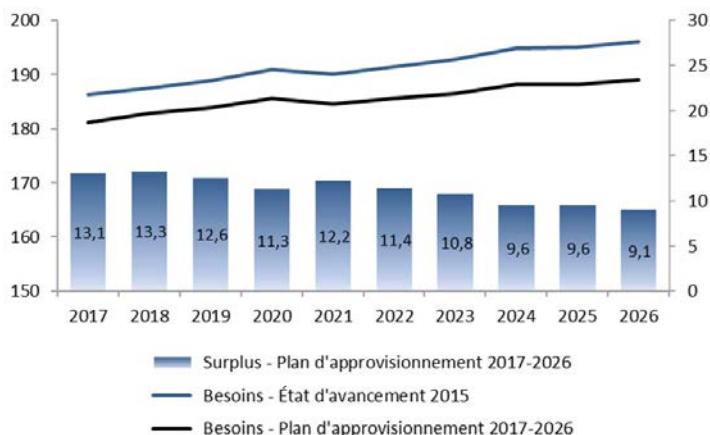
5 Considérant les fluctuations du prix du propane, comme indiqué à la réponse
6 à la question 1.3, et considérant le peu d'historique et de données précises
7 concernant des projets de conversion du propane à l'électricité dans le cadre
8 du Programme à ce jour, le Distributeur considère qu'il ne serait pour le
9 moment pas équitable d'offrir un appui financier inférieur aux clients utilisant
10 le propane.

11 Le Distributeur rappelle que, dans le cadre de ses programmes commerciaux
12 actuels, l'appui financier moyen est aussi calibré à partir de cas types et que
13 cet appui financier est offert uniformément aux clients visés par ces
14 programmes. Le succès d'un programme est d'ailleurs tributaire de la
15 simplicité de ses modalités. Selon le Distributeur, ce concept d'uniformité doit
16 également s'appliquer dans le cadre du Programme.

2. Références : (i) Pièce [B-0013](#), p. 6;
(ii) Pièce [B-0028](#), p. 17.

Préambule :

- (i) La figure 2 de la référence (i) présente les besoins et surplus d'énergie (TWh) du réseau intégré:



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

Réponse :

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

Demandes :

- 2.1 Les clients visés à la référence (ii) étant en réseau autonome, veuillez expliquer dans quelle mesure la consommation de ces clients est ciblée par les objectifs du Programme, notamment celui d'atténuer les surplus d'énergie indiqués en référence (i).

Réponse :

1 **Ces clients étant situés en réseaux autonomes, ils ne contribueraient pas à**
2 **réduire les surplus mentionnés à la référence (i).**

3 **Toutefois, leur participation permettrait de soutenir la transition vers une**
4 **économie à faible empreinte de carbone, une des grandes orientations de la**
5 **Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec, déjà invoquée par le**
6 **Distributeur.**

- 2.2 Veuillez confirmer si les données économiques et les paramètres financiers présentés pour le Programme, notamment les coûts évités en énergie et en puissance, s'appliquent également aux clients des réseaux du Lac-Robertson et de Schefferville. Si non, veuillez indiquer comment leur participation au Programme contribuera à la rentabilité de celui-ci.

Réponse :

7 **Les coûts évités des clients des réseaux du Lac-Robertson et de Schefferville**
8 **sont plus faibles que ceux des clients en réseau intégré. En conséquence, la**
9 **participation de ces clients n'aurait aucun impact négatif sur la rentabilité du**
10 **Programme.**

- 2.3 Veuillez préciser le potentiel de conversion des clients des réseaux du Lac-Robertson et de Schefferville qui se chauffent au propane ou au mazout ainsi que l'impact en énergie et en puissance (avec et sans participation au programme GDP Affaires) de ce potentiel de conversion au tout à l'électricité (TAÉ) d'une part, et à la fois en mode

d'écèlement de la pointe-client et d'effacement à la pointe critique du réseau d'autre part.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier précisément le potentiel de**
2 **conversion pour les réseaux du Lac-Robertson et de Schefferville. Il estime**
3 **néanmoins ce potentiel marginal puisque l'analyse des profils de**
4 **consommation des clients des marchés commercial, institutionnel et**
5 **industriel indique qu'il existe très peu d'abonnements dont le profil diverge de**
6 **ceux de clients chauffés à l'électricité.**

2.4 Veuillez préciser si le Distributeur devra installer des équipements additionnels pour garantir la demande additionnelle en énergie et en puissance générée par le Programme, dans chacun des deux réseaux et fournir les coûts estimés de ces équipements.

Réponse :

7 **Conformément au critère de fiabilité en puissance du Distributeur, la réserve**
8 **en puissance pour la prochaine pointe est de 2 500 kW à Schefferville et de**
9 **2 000 kW pour le Lac-Robertson.**

10 **Le bilan en puissance de ces deux réseaux n'indique aucun besoin**
11 **d'augmentation de puissance à moyen terme.**

- 3. Références :** (i) Pièce [B-0022](#), p. 6;
(ii) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-11](#), p.25.

Préambule :

(i) « 2.3 Veuillez décrire les conditions entourant l'analyse individualisée des projets des clients aux contrats spéciaux qui apparaîtront au guide du participant. »

Réponse :

L'offre du Distributeur pour les clients avec contrats spéciaux sera faite après analyse du projet au moyen du test de neutralité tarifaire, réalisé sur la base du tarif réglementé auquel seraient assujetties les ventes additionnelles pour ce client. Si le projet est rentable pour le Distributeur, l'ensemble des modalités du Programme s'appliqueront.

Le calcul de la consommation d'électricité admissible pour les projets soumis par ces clients sera fait selon l'approche détaillée (section 3.2 du Guide du participant). »

(ii) « Selon les intervenants, il reste une ambiguïté dans les propos du Distributeur concernant le « tarif réglementé ». Est-ce que le Distributeur réfère au tarif spécial ou au

tarif L qui est celui utilisé aux fins réglementaires de calcul du revenu requis lors de la fixation des tarifs ? »

Demandes :

3.1 Considérant la référence (ii), veuillez préciser la notion de « tarif réglementé » dont il est question à la référence (i).

Réponse :

1 **Pour les clients assujettis à un contrat spécial, la consommation additionnelle**
2 **résultant d'une conversion d'équipements utilisant un combustible fossile par**
3 **des équipements électriques sera mesurée de façon distincte et assujettie au**
4 **tarif L.**

3.2 Veuillez commenter la possibilité de déposer à la Régie, en suivi administratif du présent dossier, sous pli confidentiel si nécessaire, le calcul de tout test de neutralité tarifaire en lien avec une analyse individualisée menant à un appui financier destiné à un client de contrats spéciaux.

Réponse :

5 **Le cas échéant, le Distributeur pourra déposer à la Régie un tel suivi.**

Appui financier

4. **Références :** (i) Pièce [D-0004](#);
(ii) Pièce [B-0027](#), p. 5;
(iii) Pièce [B-0013](#), Guide du participant, p. 12 (note de bas de page
5).

Préambule :

(i) « En effet, le programme cible spécifiquement les sources d'énergie utilisées par les petites entreprises serricoles, et leur permettra d'acquérir des équipements de combustion électrique et de gestion de la puissance performants. Les entreprises seront ainsi outillées pour moduler leur consommation électrique, de sorte à gérer les pointes et à s'effacer en période de grande consommation. L'appui financier générera ainsi de nouvelles opportunités d'affaires pour les entreprises et permettra de devancer certains investissements qui n'auraient pas été faits à court terme, la période de retour sur l'investissement étant trop longue. Enfin, la complémentarité du « Programme de conversion à l'électricité » avec les programmes de Transition énergétique Québec et le programme de rabais d'électricité annoncé par le Ministère des finances, motivera la transition des entreprises vers l'utilisation de l'électricité pour le chauffage [...] ». [nous soulignons]

- (ii) « Par ailleurs, si un projet était admissible aux deux programmes, le cumul des appuis financiers (jusqu'à concurrence de 75 % des dépenses admissibles) permettrait aux clients de rentabiliser des projets qui ne le seraient pas en participant à un seul programme. »

Le Distributeur discute avec TEQ du positionnement des deux programmes en considérant les objectifs environnementaux et commerciaux propres aux deux organisations et avec l'objectif de maximiser les projets de conversion des équipements à l'électricité des clients. »

- (iii) « (5) Si le Participant a reçu ou prévoit recevoir des Appuis financiers d'autres organismes pour les équipements électriques visés par le projet, il doit en informer Hydro-Québec. Ces sommes sont prises en compte dans le calcul de l'Appui financier du programme d'Hydro-Québec à titre de dépenses admissibles du projet. Ainsi, le montant de l'Appui financier maximal (75 % des dépenses admissibles) correspond au montant de l'Appui financier d'autres organismes additionné au montant de l'Appui financier du programme Conversion à l'électricité d'Hydro-Québec. »

Demande :

- 4.1 Outre la déclaration du client, veuillez indiquer si le Distributeur sera informé par un organisme offrant des aides financières qu'un projet fait l'objet d'une autre demande de contribution ou bénéficie déjà d'une aide externe afin de limiter l'appui financier à 75 % des dépenses admissibles.

Réponse :

- 1 **À l'heure actuelle, TEQ est le principal organisme susceptible de verser un**
2 **appui financier pour des projets visés par le Programme. Le Distributeur et**
3 **TEQ collaborent présentement pour coordonner leurs interventions à cet**
4 **égard. Conséquemment, le Distributeur sera informé des projets soumis à**
5 **TEQ et des appuis financier reliés à ces projets.**
- 6 **Cet échange d'information pourra avoir lieu avec tout autre organisme**
7 **susceptible de verser un appui financier pour des projets visés par le**
8 **Programme.**

Objectifs et budget

5. **Références :** (i) Pièce [B-0013](#), tableau 1, p. 10;
(ii) Pièce [B-0013](#), p. 14;
(iii) Pièce [C-AQUIP-0010](#), p. 9.

Préambule :

- (i) Le Distributeur montre, notamment, l'appui financier effectif de chacun des cas type.

TABLEAU 1 :
CAS TYPES UTILISÉS POUR CALIBRER L'APPUI FINANCIER

Vocation	Cons. de mazout (litres/an)	kWh éq./an	Économies annuelles ¹	Invest. moyen ²	Appui financier ³	PRI (ans)	Appui effectif ¢/kWh
École primaire	34 378	259 660	3 890 \$	65 000 \$	38 949 \$	6,7	15
Édifice à bureaux (4 000 m ²)	41 477	313 278	4 930 \$	65 000 \$	46 992 \$	3,7	15
Édifice à bureaux (9 400 m ²)	82 956	626 563	11 055 \$	97 500 \$	73 125 \$	2,2	12
Bâtiment industriel	105 066	793 560	12 230 \$	97 500 \$	73 125 \$	2,0	9

¹ Basé sur un prix du mazout de 75 ¢/litre et sur les tarifs d'électricité applicables.

² Coût d'investissement moyen (dépenses admissibles), basé sur la puissance des équipements. Ce coût peut varier d'un projet à l'autre.

³ Établi selon le moindre entre 15 ¢/kWh de consommation électrique admissible et 75 % des dépenses admissibles.

(ii) « Le Distributeur prévoit des coûts de 10,4 M\$ en 2017 et 41,3 M\$ en 2018. Le tableau 3 présente le détail des sommes demandées.

TABLEAU 3 :
BUDGET 2017-2018

(M\$)	2017	2018
Appui financier	10,2	40,8
Autres coûts	0,2	0,5
Budget total	10,4	41,3

Le budget pour l'appui financier est le produit du volume des ventes additionnelles prévues (GWh) et de 15 ¢/kWh. Il s'agit d'une hypothèse prudente du point de vue du Distributeur, dans la mesure où il est probable qu'une part importante des projets verront leur appui financier plafonné au maximum autorisé de 75 % des dépenses admissibles, comme il appert du tableau 1. »

(iii) « Au total, HQD demande un budget de 51,156 M\$ pour couvrir les appuis financiers de 2017 et 2018 alors que, compte tenu des modalités de financement du programme, des volumes de conversion visés et de la répartition des ventes additionnelles entre les clientèles participantes, le Distributeur n'aurait besoin que de 33 917 M\$ pour atteindre l'objectif de 340 GWh sur deux ans.

Je constate donc que les sommes inscrites à ce titre dans les tests de rentabilité de HQD sont surestimées. »

Remarques préliminaires du Distributeur :

1 Le Distributeur souhaite mettre en perspective ses réponses aux questions
2 visant les différents cas possibles qui pourraient affecter la rentabilité du
3 Programme.

4 Tout d'abord, le Distributeur rappelle que l'offre commerciale est élaborée de
5 façon à générer des ventes additionnelles et propose des modalités favorisant
6 l'adhésion de la clientèle, tout en assurant la rentabilité du Programme pour le
7 Distributeur. Cette offre commerciale s'appuie sur des hypothèses reconnues,
8 soumises à des analyses de sensibilité pour les paramètres les plus
9 contraignants.

10 L'expérience des dernières années tend à démontrer que le succès d'un
11 programme est tributaire de la simplicité de ses modalités, d'un nombre limité
12 d'étapes pour l'examen des projets et d'un accès large et ouvert aux
13 participants éligibles.

14 Dans le cas particulier du Programme, l'analyse des cas types au tarif M
15 permet de couvrir un très grand nombre de cas et d'en vérifier la rentabilité
16 pour le Distributeur. Les projets visant les clients de plus petite taille
17 présenteront une rentabilité accrue. Par ailleurs, les analyses spécifiques
18 pour des clients de grande taille et celles liées au prix des combustibles ont
19 permis d'ouvrir l'offre à un maximum de types de clients (rentabilité du point
20 de vue client), tels les clients industriels.

21 Il importe de rappeler la très grande diversité de la clientèle du Distributeur,
22 tant en ce qui touche les secteurs d'activités (commercial, industriel,
23 institutionnel) que les vocations (par exemple, santé, éducation, agro-
24 alimentaire ou production de biens et services). La décision de procéder à une
25 conversion des équipements peut émaner de processus plus ou moins longs
26 selon les organisations. Ces projets sont souvent en compétition avec
27 d'autres projets envisagés (voir la réponse à la question 1.1). Plusieurs
28 aspects peuvent être pris en compte lors de la prise de décision, tels les
29 besoins de financement ou encore les impacts sur les opérations ou sur les
30 projets futurs.

31 Le programme proposé par le Distributeur est appuyé sur ses grandes
32 connaissances du marché et les hypothèses utilisées dans le cadre du
33 présent dossier sont le meilleur reflet de la réalité du contexte actuel et
34 prévisible. Ce n'est qu'au fil de la réalisation de projets que les hypothèses
35 pourront, au besoin, être ajustées. C'est pourquoi le Distributeur prévoit
36 revoir, si requis et au moment opportun, les composantes du Programme
37 pour les adapter à la clientèle et à l'évolution du contexte.

Demandes :

5.1 Veuillez fournir une prévision du total des appuis financiers qui tiennent compte de la probabilité « qu'une part importante des projets verront leur appui financier plafonné au maximum autorisé de 75 % des dépenses admissibles » (référence (ii)). Veuillez détailler les hypothèses utilisées dans votre calcul.

Réponse :

D'emblée, le Distributeur souligne qu'à la référence (iii), le calcul de l'intervenant est basé sur une répartition en cinq cas types, alors que le Distributeur n'en a que quatre. Le cinquième cas type représente un client assujéti au tarif L, alors que le Distributeur a clairement indiqué que l'essentiel de la clientèle visée était au tarif M. Ce faisant, l'intervenant sous-estime donc le budget d'appui financier requis.

Le tableau R-5.1 présente le total des appuis financiers, considérant un appui financier de 12 ¢/kWh pour le cas type « Édifice à bureaux 9 400 m² » et de 9 ¢/kWh pour le cas type « Bâtiment industriel ». Ce total est calibré en tenant compte de la pondération des GWh prévue pour les cas types (voir le tableau R-3.1.1-C en réponse à la question 3.1.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1 [B-0022]). L'appui financier moyen est alors de 13,7 ¢/kWh (et non de 9,98 ¢/kWh, ainsi que l'avance l'intervenant).

TABLEAU R-5.1 :
BUDGET D'APPUI FINANCIER EN CONSIDÉRANT LE PLAFONNEMENT
DE L'APPUI FINANCIER POUR LES CAS TYPES 3 ET 4

(M\$)	2017	2018	Total
Appui financier	9,3	37,2	46,5

Le Distributeur considère le budget demandé nécessaire et raisonnable, compte tenu des volumes d'énergie visés et des éléments invoqués dans les remarques préliminaires du Distributeur (diversité de la clientèle et volonté d'ouvrir le programme à un maximum de clients, notamment).

De plus, le Distributeur rappelle qu'il a fait le choix de calculer un budget basé sur un appui financier de 15 ¢/kWh, notamment, afin de s'assurer de la robustesse de la rentabilité du Programme en procédant à une analyse économique intégrant les dépenses les plus élevées pour la quantité de GWh attendue.

5.2 Veuillez fournir l'analyse financière et le TNT qui intègrent le total d'appuis financiers calculé à la question précédente et les ventes additionnelles de 340 GWh.

Réponse :

1 **Le résultat du TNT en fonction du total des appuis financiers calculé**
2 **précédemment est de 20,1 M\$ actualisés de 2017, plutôt que de 15,7 M\$ en**
3 **utilisant un appui financier uniforme de 15 ¢/kWh. En toute logique, le**
4 **plafonnement des appuis financiers augmente donc la rentabilité du**
5 **Programme. Cet avantage se reflète également sur les revenus requis, en**
6 **réduisant proportionnellement l'amortissement relatif à l'appui financier.**

5.3 Veuillez estimer les ventes additionnelles associées au budget prévu à la référence (ii), en tenant compte de la probabilité qu'une part importante des projets verront leur appui financier plafonné au maximum de 75 %.

Réponse :

7 **L'écart entre le budget demandé de 51,2 M\$ et le budget estimé en réponse à**
8 **la question 5.1 est de 4,7 M\$. En posant l'hypothèse que l'appui financier**
9 **moyen atteindrait 13,7 ¢/kWh, comme calculé en réponse à cette même**
10 **question, ce budget de 4,7 M\$ permettrait d'appuyer des projets additionnels**
11 **jusqu'à concurrence d'environ 34 GWh.**

5.4 Veuillez fournir l'analyse financière et le TNT selon le budget de la référence (ii), mais considérant les ventes additionnelles estimées en réponse à la question précédente.

Réponse :

12 **En ajoutant les ventes additionnelles de 34 GWh, le résultat du TNT atteindrait**
13 **22,3 M\$ actualisés de 2017. Ceci permettrait donc d'accroître la rentabilité du**
14 **Programme. Cet avantage se reflète également sur les revenus requis, en**
15 **augmentant proportionnellement l'impact à la baisse du Programme sur ces**
16 **derniers.**

5.5 Veuillez indiquer si l'objectif premier du Distributeur est d'atteindre des ventes additionnelles de 340 GWh ou d'atteindre le seuil de participants nécessaires pour allouer des aides financières selon le budget prévu à la référence (ii).

Réponse :

17 **Comme indiqué dans les remarques préliminaires du Distributeur, son objectif**
18 **est de permettre l'adhésion d'un maximum de clients tout en assurant la**
19 **rentabilité du Programme.**

1 Les résultats présentés en réponse aux questions précédentes permettent de
2 démontrer que le scénario proposé par le Distributeur est centré. Les écarts
3 calculés sont de l'ordre de 10 %, tant pour l'appui financier que pour les GWh.

4 Le Distributeur réitère donc que le budget demandé est raisonnable compte
5 tenu des volumes d'énergie visés. En outre, il n'y a aucun risque pour le
6 Distributeur et ses clients puisque, si les appuis financiers moyens réellement
7 versés devaient être inférieurs à ceux prévus, le Distributeur pourrait accepter
8 des projets jusqu'à concurrence du budget prévu, et ce, afin de maximiser ses
9 revenus et conséquemment, la rentabilité du Programme.

Analyse économique et financière

6. Références :
- (i) Pièce [B-0022](#), pages 15;
 - (ii) Pièce [B-0022](#), pages 16 et 17;
 - (iii) Pièce [C-SÉ-AQLPA-0011](#), p. 28;
 - (iv) Pièce [C-UC-0009](#), p.10;
 - (v) Pièce [C-FCEI-0010](#), p.10.

Préambule :

- (i) À la Régie qui l'interroge sur les hypothèses sous-jacentes à l'impact en puissance du Programme de 110 MW, notamment celle voulant que « *le tiers de ces clients n'auront pas recours à leurs équipements de chauffage durant la pointe en participant au programme GDP Affaires* », le Distributeur explique qu'il considère

« [...] *que les clients participant au programme GDP Affaires utiliseront leurs chaudières au combustible ou d'autres moyens de gestion lors des pointes et qu'une demande équivalente à la puissance des nouveaux équipements s'effacera complètement durant cette période.* »

- (ii) Aux questions 5.2 et 5.3 de la Régie qui cherche à savoir si les analyses financière et économique du Programme tiennent compte des investissements et aides financières des programmes de gestion de la puissance à la pointe, le Distributeur répond :

« L'ensemble des analyses n'a porté que sur le Programme, en vue de son approbation, et elles ne tiennent pas compte d'une éventuelle participation des clients au programme GDP Affaires. Cette approche a permis de démontrer la rentabilité du Programme et sa robustesse puisque la totalité des coûts d'approvisionnement additionnels ont été considérés. Voir également la réponse à la question 4.1 ». [nous soulignons]

- (iii) « Nous recommandons à la Régie de comme valables les estimations des nouveaux besoins en puissance générés par le programme de 147 MW sans effacement et de 110 MW avec effacement ». [nous soulignons]

- (iv) « Le Distributeur présente globalement l'impact du Programme sans toutefois expliquer en détail comment il est arrivé à un impact de 110 MW. Pourtant, les données en amont de cette évaluation sont importantes. En effet, les incitatifs financiers qui seront remis aux 33% des participants au Programme qui adhéreront au programme de GDP doivent faire partie de l'analyse de rentabilité du Programme. Cette « disparition » des besoins en puissance, qui contribue à rendre le Programme très rentable selon le Distributeur, comporte un coût significatif dont il faut tenir compte. UC rappelle que le programme actuel de GDP du Distributeur offre un incitatif de 70 \$/kW effacé.

La Figure 4 présente est un cas de figure, défini arbitrairement par UC mais tout de même réaliste, de ce que pourraient être les volumes en puissance en amont de l'impact de 110 MW.

Dans ce cas de figure, les équipements installés en vertu du Programme totaliseraient 180 MW de puissance ». [nous soulignons]

- (v) « Le Distributeur pose l'hypothèse que le tiers des participants au Programme n'auront pas recours à leurs équipements de chauffage durant la pointe en participant au programme GDP Affaires et, ainsi, le Distributeur évalue un impact en puissance de 110 MW. On peut déduire que sans une participation au programme GDP Affaires, l'impact en puissance serait de 165 MW (110 / deux tiers).

Le Distributeur indique que les analyses financière et économique ne tiennent pas compte d'une éventuelle participation des clients au programme GDP Affaires. Pour la FCEI, il n'est pas clair avec les réponses données à date à ses demandes de renseignements si les analyses du Distributeur tiennent compte d'une puissance à la pointe de 165 MW ou de 110 MW. Dans ce dernier cas, la FCEI soumet qu'une quantité de 55 MW de GDP devrait être imputée au Programme (165 – 110). Avec un coût unitaire de 70 \$/kW-an35, cette quantité représenterait un coût annuel de 3,9 M\$.

La FCEI recommande à la Régie de clarifier auprès du Distributeur si l'analyse économique du Programme prévoit un impact en puissance de 165 MW ou de 110 MW et d'inclure si requis les coûts du programme GDP Affaires engendrés par le Programme ». [nous soulignons]

Demandes :

La Régie comprend que l'impact en puissance du Programme est de 110 MW en raison de l'utilisation du programme GDP Affaires et que sans ce programme, l'impact brut en puissance du Programme serait supérieur.

- 6.1 Veuillez confirmer que la réponse citée en référence (i) signifie qu'aucun coût du programme GDP Affaires n'a été inclus dans l'analyse financière du Programme de conversion. Si non, veuillez clarifier et justifier.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur le confirme. Comme mentionné dans sa réponse 5.2 citée au**
2 **préambule (ii), les coûts, tout comme les bénéfiques, du programme GDP**
3 **Affaires n'ont pas été considérés dans les analyses économique et financière.**

1 Le Distributeur précise qu'il a bâti ses analyses en exprimant les coûts de la
2 puissance en ¢/kWh et en le répartissant sur chaque kWh d'hiver. Ainsi,
3 toutes les évaluations sont exprimées en ¢/kWh et les résultats ne sont pas
4 sensibles à la quantité de puissance, mais bien à la quantité d'énergie.

5 Le Distributeur tient à rappeler que les tests économiques du programme GDP
6 Affaires sont présentés lors des dossiers tarifaires (voir par exemple, dans le
7 dossier R-4011-2017, la pièce HQD-10, document 1 [B-0041], tableau 7). On y
8 constate que ce programme est rentable pour le Distributeur (TNT de 36 M\$).

9 C'est en ce sens que le Distributeur indique dans sa réponse 5.2 citée au
10 préambule (ii) que « cette approche [de ne pas considérer les coûts et les
11 bénéfiques de la GDP] a permis de démontrer la rentabilité du Programme et sa
12 robustesse puisque la totalité des coûts d'approvisionnement additionnels
13 ont été considérés ».

6.2 Le cas échéant, veuillez présenter une nouvelle analyse de rentabilité du Programme incluant les coûts du programme GDP Affaires, pour un impact en puissance de 110 MW.

Réponse :

14 Le Distributeur soumet respectueusement que de combiner les analyses
15 économiques de ces deux programmes constitue une erreur méthodologique.
16 En effet, l'autorisation d'aller de l'avant avec un programme est toujours
17 basée sur la démonstration de sa rentabilité en supposant tous les autres
18 paramètres constants. Ainsi, la rentabilité du Programme a été démontrée et
19 supportée par de nombreuses analyses de sensibilité. Il en est de même pour
20 la rentabilité du programme GDP Affaires.

21 La rentabilité de ces deux programmes étant démontrée, un client qui se
22 qualifierait pour le Programme pourrait également profiter de l'appui financier
23 du programme GDP Affaires. Dans les deux cas, ce client apporterait un
24 avantage économique au Distributeur et à l'ensemble de la clientèle.

6.3 Veuillez soumettre la valeur de l'impact brut en puissance du Programme (sans impact du programme GDP Affaires) et expliquer comment elle est obtenue.

Réponse :

25 L'impact en puissance sans considérer la participation au programme
26 GDP Affaires est estimé à 170 MW. Cet impact en puissance est obtenu en
27 divisant l'énergie additionnelle annuelle prévue (soit 340 GWh) par 2 000
28 heures, soit le nombre d'heures annuel moyen de fonctionnement des
29 équipements de chauffage des bâtiments, à pleine puissance.

1 **Cet impact en puissance est cependant un maximum, considérant que, si des**
2 **clients industriels convertissent des équipements reliés à leur procédé,**
3 **l'impact en puissance sera inférieur. En effet, dans ce cas, le facteur**
4 **d'utilisation de la puissance est supérieur à celui d'équipements reliés au**
5 **chauffage des espaces.**

6.4 Veuillez présenter une nouvelle analyse de rentabilité du Programme, basée sur
l'impact brut en puissance de celui-ci, et sans considérer les coûts des interventions
en GDP.

Réponse :

6 **Comme indiqué en réponse à la question 6.1, l'ensemble des analyses**
7 **présentées reposent sur l'hypothèse qu'aucun client ne participe au**
8 **programme GDP Affaires.**

7. **Références :** (i) Pièce [B-0022](#), p. 29;
(ii) Pièce [B-0022](#), p. 16 ;
(iii) Pièce [B-0022](#), pages. 26-27;
(iv) Pièce [B-0025](#), p.14;
(v) [Tarifs](#) et conditions au 1^{er} avril 2017, p.42, chapitre 4.4.

Préambule :

(i) « *La Régie constate des références (i) et (ii) qu'il y a deux modes d'utilisation des
équipements de chauffe au combustible après conversion à l'électricité :*
a) *D'une part, en écrêtement de la pointe, pour optimiser l'utilisation de la puissance
souscrite et éviter des pénalités pour de la puissance additionnelle lors de la pointe en
chauffage.*
b) *D'autre part, en effacement de la pointe, pour s'effacer totalement et fonctionner sur le
modèle de la bi-énergie avec le tarif interruptible.*

Demandes :

11.1 Veuillez confirmer que le Tableau 8 en référence (iii) et l'affirmation « *L'analyse
démontre que plus la proportion des clients avec une conversion complète de la charge à
l'électricité est importante, plus le Programme est profitable pour le Distributeur* » ne
s'appliquent qu'en écrêtement de la pointe et non en effacement de la pointe.

Réponse :

**Comme mentionné à la page 16 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0018) et comme
explicité en réponse à la question 3.1.1, le Distributeur a utilisé dans ses analyses un
coût évité sans puissance pour 25 % des GWh (écrêtement de la pointe), ce qui
suppose un effacement du client coïncidant avec la pointe du Distributeur. Comme
démontré au tableau R-3.3.1-B, les revenus additionnels de ces clients sont moindres,
compte tenu de la diminution de leur puissance à facturer.**

11.1.1. Veuillez fournir les résultats du Tableau 8 dans l'hypothèse de l'effacement de la pointe.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.2 ». [nous soulignons]

(ii) « L'impact du Programme sur les besoins en puissance du Distributeur tient compte des hypothèses mentionnées à la référence (i).

Le Distributeur pose l'hypothèse que les clients participant au programme GDP Affaires utiliseront leurs chaudières au combustible ou d'autres moyens de gestion lors des pointes et qu'une demande équivalente à la puissance des nouveaux équipements s'effacera complètement durant cette période ». [nous soulignons]

(iii) « Le facteur de gestion de la demande de la formule sert à ajuster, à la baisse, la consommation d'électricité additionnelle des projets considérant que les clients utiliseront un combustible pour une partie de leur consommation d'énergie aux fins de gestion de la pointe (optimisation de leur facture). Le facteur de gestion de la demande sera également appliqué pour les projets des clients qui utilisent des chaudières au combustible en période de pointe du Distributeur dans le cadre du programme GDP Affaires ou pour l'optimisation de leurs factures d'électricité moyens de gestion mis en place.

[...]

Le calcul de l'obligation minimale annuelle de consommation (OMA) et celui de l'appui financier sont tous les deux directement liés à la CÉA.

Le Distributeur rappelle les formules de calcul de l'OMA et de l'appui financier :

$OMA = CÉA \times 0,75$ (section 4.2 du Guide du participant)

L'application du facteur de gestion de la demande sur la CÉA a donc un impact direct sur l'OMA et l'appui financier.

Lorsque le client participant utilise un combustible fossile pour gérer sa demande de puissance d'électricité en pointe, l'ajustement à la baisse de la CÉA par le facteur de gestion de la demande aura un impact à la baisse sur l'OMA et l'appui financier. Inversement, si le client participant n'utilise aucun combustible, il n'y aura aucun impact sur la CÉA et, par conséquent, sur l'OMA et l'appui financier.

[...]

Le facteur de gestion de la demande peut varier d'un bâtiment à l'autre. Le Distributeur est cependant d'avis que la valeur retenue de 90 %, basée sur sa connaissance du marché, constitue une valeur raisonnable pour la gestion de la demande lorsque l'objectif du client est l'optimisation de sa facture d'électricité.

10.5 Veuillez préciser si l'application d'un facteur de gestion de la demande dans le calcul de la CÉA est fondée sur les critères de rentabilité.

Réponse :

L'application d'un facteur de gestion de la demande ne vise pas à accroître la rentabilité du Programme pour le Distributeur ou le client mais bien à établir une CÉA qui tienne compte de la présence ou non d'équipements au combustible qui permettront au client de réduire sa consommation en pointe.

[...]

L'analyse de sensibilité présentée au tableau 8 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0018) montre que, toutes choses étant égales par ailleurs, le TNT du Programme s'accroît lorsque la part de clients qui procèdent à l'écrêtement de leurs pointes diminue ». [nous soulignons]

- (iv) « Il y a une distinction à faire entre l'effacement de la puissance additionnelle obtenu lorsque les clients participent au programme GDP Affaires pour la gestion de la pointe du Distributeur et l'écrêtement d'une partie de la puissance additionnelle que les clients effectuent pour l'optimisation de leur facture d'électricité ».
- (v) « La puissance à facturer minimale de chaque période de consommation correspond à 65 % de la puissance maximale appelée au cours d'une période de consommation qui se situe en totalité dans la période d'hiver comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visé ».

De la compréhension de la Régie, selon le tarif en référence (v), le client a donc le droit de soutirer 133 % de sa puissance minimale facturée avant de voir celle-ci augmenter.

Demandes :

La Régie veut s'assurer qu'elle a une compréhension commune avec l'ensemble des participants au dossier, des expressions utilisées dans le cadre du dossier.

- 7.1 Veuillez indiquer si le Distributeur est en accord avec les définitions et assertions suivantes de la Régie, et si non, veuillez justifier, corriger ou en proposer d'autres :
- a) « *L'écrêtement pour optimisation de la facture d'électricité* » (l'écrêtement) s'applique uniquement à la partie de la demande de puissance du client qui, si elle était fournie par le réseau électrique, causerait une augmentation de sa puissance minimale à facturer (la puissance souscrite).

Cette mesure pratiquée par le client est destinée à optimiser sa facture, donc à lui permettre de soutirer le maximum d'énergie électrique du réseau pour un minimum de puissance à payer. L'intérêt du client est de continuer à soutirer la quantité d'électricité à laquelle il a droit (133 % de la puissance minimale facturée), même pendant les heures de pointe critique du réseau du Distributeur. Les participants au Programme qui auront conservé leurs équipements au combustible ont un intérêt naturel à les opérer de cette façon. Cet écrêtement en mode « hybride » peut provoquer un effacement partiel à condition que la pointe du client et celle du réseau soient coïncidentes.

Réponse :

1 **Le Distributeur est en accord avec cette affirmation.**

- b) « *L'effacement de la puissance additionnelle due à la conversion* » (l'effacement) décrit un effacement total et complet de la charge de chauffage ou de procédé qui a été converti à l'électricité.

Considérant ce qui a été énoncé pour l'écrêtement, pour qu'un participant au Programme qui a conservé les équipements au combustible accepte de s'effacer totalement à la pointe critique du réseau (effacement en mode « bi-énergie »), il doit renoncer à utiliser la

puissance souscrite à laquelle il a droit en tout temps : il faut donc qu'il y ait des mesures dissuasives (par exemple tarif différencié en fonction de la pointe critique) ou incitatives (par exemple tarif interruptible ou programme GDP Affaires).

Réponse :

1 **Le Distributeur est en accord avec cette affirmation avec la nuance suivante :**
2 **« [...] il doit renoncer, pendant les période de pointe critique du réseau, à**
3 **utiliser la puissance souscrite à laquelle il a droit [...] ».**

- c) Un participant peut à la fois faire de l'*écrêtement* et participer à un programme de GDP pour faire de l'*effacement*. Ainsi, en plus d'éviter une hausse de la puissance facturée en procédant à l'*écrêtement* des pointes, le participant s'*efface complètement* en période de pointe critique du réseau.

Réponse :

4 **Le Distributeur est en accord avec cette affirmation.**

7.2 Considérant votre réponse à la question précédente, veuillez confirmer que le Tableau 8 mentionné en référence (i) et l'affirmation « *L'analyse démontre que plus la proportion des clients avec une conversion complète de la charge à l'électricité est importante, plus le Programme est profitable pour le Distributeur* » ne s'appliquent qu'aux clients qui font de l'*écrêtement* de la pointe, sans faire de l'*effacement* à la pointe. Si non, veuillez expliquer et justifier.

Réponse :

5 **Le Distributeur le confirme. Voir également la réponse à la question 6.1.**

6 **Dans son analyse économique, le Distributeur a considéré, pour les clients**
7 **qui font de l'*écrêtement*, un coût évité sans puissance. Cette hypothèse tient**
8 **compte du fait que, puisque la consommation additionnelle à la suite de la**
9 **conversion survient durant les quatre mois d'hiver, il existe une probabilité**
10 **que l'*écrêtement* coïncide avec la pointe du réseau. Le Distributeur s'est**
11 **assuré que cette hypothèse était robuste et ne remettait pas en cause la**
12 **rentabilité du Programme au moyen d'une analyse de sensibilité, dont les**
13 **résultats sont présentés au tableau 8 cité au préambule (i).**

7.3 Le cas échéant, veuillez refaire l'analyse mentionnée en référence (i) pour les clients qui font à la fois de l'*écrêtement* et de l'*effacement*.

Réponse :

14 **Comme le mentionne la Régie dans sa question 7.1 c), un incitatif doit**
15 **généralement être versé à un client afin que celui-ci s'*efface complètement*, en**
16 **l'occurrence à travers le programme GDP Affaires. Le Distributeur a rappelé à**

1 **ses réponses aux questions 6.1 et 6.2 que tant le Programme que le**
2 **programme GDP Affaires sont rentables. Le Distributeur indiquait également**
3 **respectueusement en réponse à la question 6.2 qu'une analyse combinée de**
4 **ces deux programmes constitue une erreur méthodologique.**

7.4 Veuillez présenter la même analyse pour le cas où des clients feraient de l'effacement sans écrêtement.

Réponse :

5 **Le tableau 8 cité au préambule (i) présente l'analyse de sensibilité dans**
6 **l'éventualité où aucun client participant au Programme ne ferait d'écrêtement.**
7 **Voir également la réponse à la question 6.2.**

7.5 Veuillez justifier l'hypothèse en référence (ii) à l'effet que les clients ayant conservé leurs équipements au combustible participeront au programme GDP Affaires et effaceront totalement une puissance équivalente à la puissance des nouveaux équipements électriques. Dans votre réponse, veuillez tenir compte des modalités de puissance minimale à facturer.

Réponse :

8 **Les excellents résultats obtenus et la très grande satisfaction des clients**
9 **envers le programme GDP Affaires permettent d'être optimiste quant à la**
10 **participation à ce programme des clients adhérant au Programme.**

11 **Les avantages économiques reliés à la participation au programme GDP**
12 **Affaires sont appréciables par rapport aux investissements requis et aux**
13 **contraintes opérationnelles.**

14 **De plus, des efforts de commercialisation importants sont mis en place afin**
15 **de maximiser la participation des clients à ce programme, considérant les**
16 **bénéfices, à la fois pour les clients et le Distributeur.**

17 **Par ailleurs, il est exact que, dans le cas où les périodes de pointe du**
18 **Distributeur coïncident avec celles d'un client, la participation au programme**
19 **GDP Affaires peut avoir pour effet une baisse de sa puissance minimale à**
20 **facturer.**

21 **Le Distributeur rappelle que la participation au programme GDP Affaires est sur**
22 **une base volontaire et est guidée par le contexte financier et opérationnel de**
23 **chaque client.**

24 **Enfin, le Distributeur tient à rappeler qu'aucune analyse économique du**
25 **Programme ne prend en compte une quelconque participation de clients au**
26 **programme GDP Affaires. Les affirmations du Distributeur citées à la**
27 **référence (ii) ne visent que l'estimation de l'impact en puissance de 110 MW,**

1 lequel n'a aucune incidence directe sur l'analyse économique du Programme,
2 comme expliqué en réponse à la question 6.1.

8. Références : (i) Pièce [B-0022](#), p. 18;
(ii) Pièce [C-FCEI-0012](#), p. 5.

Préambule :

(i) « **Demandes :**

6.1 Veuillez fournir la durée de vie physique moyenne anticipée des équipements qui seront installés avec le Programme ou la durée après laquelle ils doivent subir un entretien majeur.

Réponse :

La durée de vie des équipements électriques de type résistif est pratiquement illimitée et ceux-ci nécessitent très peu d'entretien.

En ce qui concerne les thermopompes, ces équipements peuvent avoir une durée de vie de plus de 20 ans mais requièrent, passé cette période, un entretien majeur.

6.2 Veuillez décrire comment cette durée de vie et les considérations commerciales (référence (ii)) ont été prises en compte dans l'établissement de l'horizon de 10 ans.

Réponse :

Comme mentionné en réponse à la question 6.1, la durée de vie physique des équipements devrait atteindre au moins 20 ans. Toutefois, toutes sortes de considérations commerciales peuvent faire en sorte que l'usage que fera un client de ses équipements à long terme sera appelé à varier. Justifier un programme sur la base de l'hypothèse que la consommation des clients sera stable sur une très longue période serait donc peu prudent.

Par ailleurs, au regard du bilan en énergie présenté dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026, qui montre des surplus substantiels sur l'horizon de 10 ans, le Distributeur a identifié une opportunité d'affaires en développant un programme de conversion à l'électricité, lequel permettra de réduire tant les surplus énergétiques que l'empreinte environnementale des marchés visés. Or, l'équilibre énergétique du Distributeur est inévitablement appelé à évoluer et cette évolution peut être difficile à prévoir sur un horizon lointain.

Toutes ces raisons justifient le choix du Distributeur d'un horizon d'analyse de 10 ans pour le Programme.

Le Distributeur rappelle qu'il ajustera annuellement les modalités du Programme en fonction du contexte et de sa rentabilité. »

(ii) « **3. Horizon d'analyse de 20 ans**

Le Distributeur a choisi de justifier le Programme en présentant une analyse économique couvrant un horizon de 11 ans sur la période 2017-2027.

Pour les raisons énoncées dans le Mémoire, la FCEI y recommandait de revoir l'analyse économique du Programme et les analyses de sensibilité en les prolongeant sur un horizon de 20 ans. Avec le modèle développé par la FCEI, cette prolongation a été rendue possible tel qu'il apparaît au tableau A-1 de l'annexe A.

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour l'analyse sur 20 ans (cas de base) :

- Le taux d'inflation de 2 % proposé par le Distributeur est appliqué sur les revenus additionnels prévus;
- Le signal de coût évité de long terme en énergie est haussé à 8,5 ¢/kWh (\$ 2016) indexé à l'inflation, à compter de 20286;
- Le signal de coût évité de long terme en puissance est haussé à 108 \$/kW-hiver (\$ 2016) à compter de 20247.
- Ces signaux de coûts évités ont été utilisés pour évaluer les coûts d'approvisionnement additionnels de 2028 pour des quantités de 340 GWh en énergie et 110 MW en puissance.
- Le taux d'inflation de 2 % proposé par le Distributeur a été appliqué sur les coûts d'approvisionnement additionnels à compter de 2029 ».

Demandes :

8.1 Veuillez commenter les hypothèses faites par la FCEI dans son analyse financière sur l'horizon de 20 ans.

Réponse :

1 **Les hypothèses énoncées dans le préambule (ii) sont celles utilisées par le**
 2 **Distributeur. La méthode de calcul appliquée semble la même que celle du**
 3 **Distributeur pour les années 2017 à 2027, les flux étant identiques. Au-delà de**
 4 **cette période, la méthode appliquée par la FCEI, soit une multiplication du**
 5 **coût évité de puissance par 110 MW, conduit à une surestimation des coûts**
 6 **évités.**

8.2 Veuillez présenter l'analyse financière et le TNT sur une période de 20 ans, en précisant et justifiant les hypothèses de la consommation au-delà de 2027.

Réponse :

7 **Le tableau R-8.2-A présente l'analyse économique sur une période de 20 ans,**
 8 **en fonction des coûts évités utilisés pour l'ensemble des analyses présentées**
 9 **au présent dossier, soit ceux du dossier R-3980-2016.**

TABLEAU R-8.2-A :

TNT EN CONSIDÉRANT UN HORIZON DE 20 ANS ET LES COÛTS ÉVITÉS DU DOSSIER R-3980-2016

(en milliers de \$)	Valeur actuelle nette (VAN)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2036
Consommation additionnelle totale (GWh/an)		68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Flux monétaire net	(24 175)	(8 533)	(31 611)	10 020	10 228	10 440	10 656	10 877	4 366	4 461	4 558	4 657	(8 795)	(10 283)

1 Le Distributeur réitère ce qu'il a invoqué dans son complément de preuve, à
2 savoir que la pratique générale en matière d'évaluation de programme
3 commercial vise à prendre en compte une période suffisamment longue afin
4 de capter l'impact des principaux paramètres. Dans le cas du Programme, une
5 période de dix ans est suffisamment longue pour couvrir les deux premières
6 années, où l'appui financier sera versé, ainsi que les cinq années
7 subséquentes, qui équivalent à la durée minimale de participation des clients,
8 comme prévu dans les modalités du Programme. Un horizon d'analyse
9 supérieur à dix ans présente peu de valeur compte tenu des incertitudes
10 quant aux différents paramètres d'analyse, notamment l'équilibre énergétique
11 du Distributeur.

12 D'ailleurs, à titre indicatif, le Distributeur a reconduit la même analyse sur une
13 période de 20 ans, mais en utilisant les coûts évités mis à jour, présentés au
14 dossier R-4011-2017. Le tableau R-8.2-B présente les résultats.

TABLEAU R-8.2-B :
TNT EN CONSIDÉRANT UN HORIZON DE 20 ANS ET LES COÛTS ÉVITÉS DU DOSSIER R-4011-2017

(en milliers de \$)	Valeur actuelle nette (VAN)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2036
Consommation additionnelle totale (GWh/an)		68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Flux monétaire net	6 939	(8 533)	(28 468)	13 887	14 174	14 468	14 767	15 072	8 627	8 809	8 995	9 185	(8 725)	(10 201)

15 Dans ce cas, le TNT atteint 6,9 M\$ actualisés de 2017, démontrant clairement
16 la rentabilité du Programme. Cependant, et à nouveau, le Distributeur insiste
17 sur le fait qu'il ne croit pas qu'il soit approprié de procéder à une analyse sur
18 un horizon aussi éloigné.

19 Le Distributeur rappelle également qu'à chaque mise à jour du Programme, il
20 procédera toujours à l'analyse sur une période de dix ans, ce qui permettra de
21 capter l'évolution du contexte.

8.3 Veuillez fournir une analyse de sensibilité des hypothèses utilisées par le Distributeur.

Réponse :

22 Le Distributeur a soumis l'ensemble des analyses de sensibilité sur les
23 paramètres pertinents sur une période 10 ans. Pour chacune de ces analyses,
24 l'impact à la hausse ou la baisse sur le TNT est sensiblement le même, que
25 ces analyses couvrent une période de 10 ou 20 ans.

9. Références : (i) Pièce [B-0022](#), p. 14-15;
(ii) Pièce [B-0013](#), p. 20;
(iii) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0011](#), p. 10.

Préambule :

(i) « 4.1 Veuillez élaborer sur la manière dont le Distributeur a pris en compte les coûts d'approvisionnement lié à l'impact de 110 MW dans son analyse économique et dans son analyse financière. Veuillez notamment préciser les coûts associés et les hypothèses de calculs.

Réponse :

La prise de décision de tout projet d'investissement ou programme commercial se fait en comparant à la marge une situation de statu quo (sans projet) avec une situation intégrant le projet.

Dans son analyse économique, le Distributeur utilise, comme habituellement, les coûts évités. Les coûts évités de transport de la charge locale et de distribution n'ont pas été considérés pour les raisons déjà invoquées par le Distributeur à la section 8.2 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0013).

Ainsi, dans le cas précis du Programme, l'analyse économique ne prend en compte que les coûts évités de puissance et d'énergie appropriés, exprimés ¢/kWh et appliqués aux volumes d'énergie concernés. C'est de cette manière que l'impact en puissance du programme est intégré dans l'analyse économique (voir le tableau R-3.1.1-B pour le cas type 3).

L'impact en énergie et en puissance du Programme sera intégré dans le prochain bilan énergétique du Distributeur lors du premier état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2017-2026, lequel sera déposé au plus tard le 1er novembre 2017. Son impact sur le cadre financier du Distributeur sera également intégré dans les prochains dossiers tarifaires.

4.2 Veuillez préciser si les coûts du service de transport (référence (iii)), liés à l'impact de 110 MW sont pris en compte dans les analyses économique et financière (sachant que 110 MW * tarif de transport 2017 = 8,4 M\$/an).

4.2.1. Dans l'affirmative, veuillez préciser comment ils ont été pris en compte.

4.2.2. Dans la négative, veuillez justifier cette exclusion.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1». [nous soulignons]

(ii) La section 8.2, citée à la référence (i), mentionne :

« 8.2. Bilan en puissance

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

Le Distributeur rappelle qu'une augmentation des besoins de puissance ne signifie pas nécessairement que le Programme aura un impact à la hausse sur les tarifs. Comme le montre l'analyse présentée à la section 6.4, la rentabilité du Programme se maintient, même

en avançant l'application du signal de coût évité de puissance de long terme de quelques années. Or, compte tenu du niveau de la charge additionnelle amenée par le Programme, ce dernier ne devrait pas avoir d'impact notable sur l'équilibre du bilan en puissance.

Impact sur les réseaux

L'impact de la charge additionnelle découlant du Programme sur les réseaux de transport et de distribution est négligeable.

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

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

Le Distributeur souligne que les projets soumis dans le cadre du Programme seront traités selon les mêmes conditions que toute autre demande d'ajout de charge. Le Distributeur se réserve le droit de refuser tout projet qui aurait un impact important sur les réseaux de transport et de distribution, comme le prévoit la section 6.4 du Guide du participant, déposé à l'annexe A. Dans ce cadre, les projets retenus n'exerceront pas de pression à la hausse sur les tarifs du Transporteur ou du Distributeur à cause d'investissements requis sur les réseaux ».

(iii) L'AQCIE-CIFQ évalue à 0,9 M\$ l'impact sur le tarif de transport de la charge locale de l'augmentation des besoins de 110 MW liée au Programme :

Évaluation du tarif de transport de la charge locale			
Données du dossier R-3981-2016 ¹		Augmentation de :	110 MW
Charge locale	37 555 MW		37 665 MW
Point à point	4 700 MW		4 700 MW
Revenus requis 2017	3 216 873 M\$		3 216 873 M\$
Tarif unitaire	76,13 \$/kW		75,93 \$/kW
Facture charge locale	2 859 062 M\$		2 859 991 M\$
1: R-3981-2016, B-0178, page 6		Augmentation :	0,929 M\$

La Régie comprend de la section 8.2 de pièce B-0013 (référence (iii)) que le Programme ne devrait pas entraîner d'investissements sur les réseaux de transport et de distribution. La Régie cherchait, par sa question 4.2 de la référence (i), à connaître l'impact d'une

augmentation des besoins en puissance sur le coût du service de transport de la charge locale.

Demandes :

- 9.1 Veuillez préciser si le fait de ne pas avoir considéré les coûts évités de transport de la charge locale et de distribution (référence (i)) signifie que, le cas échéant, l'augmentation du coût du service de transport de la charge locale n'a pas été pris en compte.

Réponse :

1 **Nonobstant le fait que les coûts évités de transport et de distribution soient**
2 **considérés ou non, il n'y a pas lieu, dans toute analyse économique,**
3 **d'introduire de notion de coûts moyens, comme le fait l'intervenant en**
4 **estimant l'impact sur la facture de la charge locale.**

5 **Le Distributeur souligne que les analyses économiques de ses programmes**
6 **commerciaux n'intègrent jamais d'impact sur la facture de transport de la**
7 **charge locale. Par exemple, dans le cas des interventions en efficacité**
8 **énergétique, et suivant la logique de l'intervenant, le Distributeur devrait**
9 **créditer à ces programmes une réduction de la facture de la charge locale. Or,**
10 **le Distributeur n'a jamais procédé ainsi et considère qu'il ne doit pas le faire.**
11 **La même logique prévaut dans le cadre de l'analyse du Programme.**

- 9.2 Dans l'affirmative, veuillez valider le calcul fait par l'AQCIE-CIFQ à la référence (ii) et intégrer ce montant, ou un montant que le Distributeur aurait calculé à cet effet, à l'analyse financière et au calcul du TNT.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question précédente.**

- 10. Références :** (i) Pièce [B-0013](#), p. 10;
(ii) Pièce [B-0037](#), p. 8 et 13;
(iii) Pièce [B-0037](#), p. 11.

Préambule :

- (i) Le Distributeur fournit les cas types utilisés pour calculer l'appui financier et calcule l'appui financier effectif de chacun.
- (ii) Le Distributeur fournit les coûts d'approvisionnements additionnels et les revenus additionnels selon les quatre cas types.
- (iii) « *Le tableau R-3.3.1-B compare, sur une base unitaire, le revenu additionnel avec le coût évité pour le cas type 3. La différence entre le revenu additionnel et le coût*

évitée permet de constater un écart positif pour le Distributeur. Sur la base de cette analyse, le projet d'un client avec une conversion complète de l'équipement à l'électricité est plus rentable pour le Distributeur que celui d'un client avec un écrêtement de la pointe.

TABLEAU R-3.3.1-B :

ÉCART ENTRE LES REVENUS ADDITIONNELS ET LES COÛTS ÉVITÉS DU CAS TYPE 3

Contribution nette au tarif M (¢/kWh)	TAÉ	Écrêtement de la pointe
Cas type 3		
Revenus additionnels	8,86	7,46
Coûts évités	6,16	5,63
Écart	2,70	1,83

»

Demandes :

10.1 Veuillez compléter le tableau de la référence (iii) en y intégrant l'amortissement annuel moyen de l'appui financier du cas type 3, en utilisant notamment les données de la référence (i).

Réponse :

1 **Respectueusement, le Distributeur soutient qu'il n'est pas approprié de**
2 **mélanger des concepts économiques et comptables.**

3 **Les coûts évités apparaissant au tableau de la référence (iii) sont des annuités**
4 **croissantes et les revenus additionnels sont exprimés en dollars courants.**
5 **Ces éléments sont présentés pour une année en particulier (2018). L'appui**
6 **financier quant à lui est versé au moment de l'adhésion d'un client, soit en**
7 **2017 ou 2018. Cet appui financier est versé une seule fois et induit des coûts**
8 **et des revenus pour 10 ans. En analyse économique, c'est l'ensemble des flux**
9 **qui sont actualisés.**

10 **En analyse financière, le 15 ¢/kWh est amorti de façon linéaire sur 10 ans et**
11 **induit des frais financiers et des rendements.**

12 **En raison de ces différences de traitement et de sens, on ne peut intégrer**
13 **l'amortissement de l'appui financier au tableau R-3.3.1-B de la référence (iii).**

14 **Le Distributeur rappelle que ce tableau était donné à titre d'illustration pour**
15 **montrer que pour un même client, l'écart entre le coût évité et le revenu**
16 **additionnel est supérieur lorsque celui-ci procède à une conversion complète**
17 **de ses équipements à l'électricité.**

10.2 Veuillez produire l'équivalent du tableau fourni en réponse à la question précédente pour les trois autres cas type.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 10.1.**

- 11. Références :**
- (i) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0009](#), p. 20 à 22;
 - (ii) Pièce [B-0013](#), p. 8;
 - (iii) Pièce [B-0018](#), p. 8;
 - (iv) Pièce [B-0022](#), p. 6.

Préambule :

(i) « Or, en réponse à une demande de renseignements de la FCEI, le Distributeur mentionne:

« De plus, environ 60 % des lettres d'intention émanent de clients au tarif G, environ 20 % de clients au tarif M et le reste de clients assujettis à d'autres tarifs ou pour lesquels le tarif n'est pas indiqué (voir la réponse à la question 3.3). Pour la majorité des clients au tarif G, la conversion à l'électricité de leurs procédés de chauffe devrait se traduire par un passage au tarif M, comme l'indiquait le Distributeur à la page 8 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0018). Pour ces clients, le Programme, en plus de leur permettre d'acquérir des équipements efficaces utilisant une énergie propre, permettra leur transfert vers un tarif généralement plus avantageux. (notre soulignement) »

Les intervenants reproduisent ci-dessous la structure du tarif G et celle du tarif M :

Structure du tarif G

La structure du tarif mensuel G pour un abonnement annuel est la suivante :

12,33 \$ de redevance d'abonnement, plus

17,43 \$ le kilowatt de puissance à facturer au-delà de 50 kilowatts, plus

9,78 ¢ le kilowattheure pour les 15 090 premiers kilowattheures, et

6,88 ¢ le kilowattheure pour le reste de l'énergie consommée.

Le montant mensuel minimal de la facture est de 36,99 \$ lorsque l'électricité livrée est triphasée.

S'il y a lieu, le crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension et le rajustement pour pertes de transformation décrits aux articles 10.2 et 10.4 s'appliquent

Structure du tarif M

La structure du tarif mensuel M pour un abonnement annuel est la suivante :

14,43 \$ le kilowatt de puissance à facturer, plus

4,97 ¢ le kilowattheure pour les 210 000 premiers kilowattheures, et

3,69 ¢ le kilowattheure pour le reste de l'énergie consommée.

Le montant mensuel minimal de la facture est de 12,33 \$ lorsque l'électricité livrée est monophasée ou de 36,99 \$ lorsqu'elle est triphasée.

S'il y a lieu, le crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension et le rajustement pour pertes de transformation décrits aux articles 10.2 et 10.4 s'appliquent »

Il apparaît en effet, que la structure du tarif M est beaucoup plus avantageuse pour les clients que celle du tarif G.

On peut donc envisager que le passage des clients du tarif G au tarif M peut leur permettre de réduire leur facture globale, même si leur consommation est plus élevée.

Dans les circonstances, étant donné qu'environ 60 % des lettres d'intention émanent de clients au tarif G et que, pour la majorité de ces clients, la conversion à l'électricité de leurs procédés de chauffe devrait se traduire par un passage au tarif M, il faut analyser l'impact de ces clients sur la rentabilité du Programme.

Selon notre compréhension cet impact n'a pas été considéré dans les analyses du Distributeur.

L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'exiger que le Distributeur dépose une analyse de l'impact du passage de clients au tarif G vers le tarif M sur la rentabilité du Programme.

De plus les intervenants recommandent à la Régie d'exiger que le Distributeur justifie de fournir un appui financier à ces clients. » [notes de bas de page omises]

(ii) « *Les clients possédant des immeubles résidentiels multilocatifs ou de condominiums assujettis aux tarifs DP ou DM avec puissance facturée sont également admissibles. Le Programme ne vise pas les autres clients du marché résidentiel, compte tenu de la tendance naturelle des conversions du mazout à l'électricité de ces clients .»*

(iii) « *Puisque la participation des clients assujettis à d'autres tarifs que le tarif M devrait être marginale, l'impact de ces clients sur la rentabilité globale du Programme ne serait pas significatif. »*

[...]

« Quant aux clients au tarif G, une analyse de leur situation est peu pertinente puisqu'après la conversion des équipements de chauffage, la majorité de ces clients seront assujettis au tarif M. Toutefois, même en étant assujettis au tarif G, considérant que le revenu unitaire de ces clients serait supérieur à celui du tarif M, leur participation au Programme serait également rentable pour le Distributeur. »

(iv) « [...] *La Régie comprend que le calibrage de l'appui financier et les analyses économique et financière se sont faites considérant uniquement des clients au tarif M.*

La Régie constate que des clients assujettis à un autre tarif que le tarif M seraient admissibles au Programme, mais que le Distributeur ne dépose pas d'analyses économique et financière pour ces derniers.

Demandes :

2.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie faite en conclusion du préambule. »

Réponse :

Le Distributeur le confirme. [...] ».

La Régie comprend que la conversion des clients du tarif G entraîne une augmentation de consommation de ces clients qui se matérialise selon les cas suivants :

- Une augmentation de la consommation à ce même tarif G, pour une minorité des cas;
- Leur transfert au tarif M, soit un tarif « généralement plus avantageux » (référence (i)), ce qui limite leur contribution aux revenus additionnels, leur consommation initiale se faisant désormais à un tarif plus avantageux.

Demandes :

- 11.1 Veuillez démontrer la rentabilité du Programme relative à une conversion d'un client au tarif G qui, suite à la conversion, passerait au tarif M. La rentabilité devrait être démontrée en comparant les coûts additionnels (approvisionnements et appuis financiers) et les revenus additionnels nets (incluant la diminution du tarif qui s'applique à la consommation initiale du client).

Réponse :

1 D'emblée, le Distributeur souligne qu'une des prémisses à la base du
2 raisonnement de l'intervenant est fausse, à savoir qu'« *On peut donc*
3 *envisager que le passage des clients du tarif G au tarif M peut leur permettre*
4 *de réduire leur facture globale, même si leur consommation est plus élevée.* »
5 En effet, même si on pouvait imaginer un cas théorique où une très légère
6 augmentation de la consommation permettrait à un client de passer du tarif G
7 au tarif M et voir sa facture globale réduite, la probabilité d'occurrence d'une
8 telle situation est en réalité très faible. Ceci est particulièrement vrai dans le
9 cas du Programme, où les volumes additionnels visés sont importants
10 puisqu'il s'agit en général de chauffage des espaces.

11 Les coûts évités et les revenus additionnels à la suite de la conversion d'un
12 client passant du tarif G au tarif M serait déterminés selon la même
13 méthodologie, soit à la marge, qu'un client déjà au tarif M. Le postulat que les
14 revenus additionnels de ce client seraient légèrement moindres ne pourrait
15 aucunement impliquer que la conversion ne serait pas rentable pour le
16 Distributeur, ni que la participation de ce type de client pourrait fragiliser la
17 rentabilité globale du Programme.

- 11.2 Veuillez préciser si le Distributeur s'assure de la rentabilité de chacun des cas-type ou tarif admissibles au Programme ou s'il ne vise que la rentabilité globale du Programme.

Réponse :

18 Le Distributeur s'est assuré de la rentabilité de chacun des cas types
19 analysés. L'analyse économique et financière du Programme est cependant
20 effectuée de façon globale à partir de ces cas types et en intégrant les coûts
21 de commercialisation et d'exploitation du Programme.

11.3 Dans le cas où le Distributeur ne vise que la rentabilité globale du Programme, veuillez décrire comment il s'assurera qu'une augmentation des appuis financiers visant un cas-type ou un tarif admissible potentiellement non-rentable n'affecte pas la rentabilité de son Programme.

Réponse :

1 **Comme expliqué en réponse à la question 11.2, le Distributeur s'est assuré de**
2 **la rentabilité de chacun des cas types.**

3 **L'appui financier unitaire dans le cadre du Programme ne pourra jamais**
4 **dépasser 15 ¢/kWh, mais pourrait être inférieur dans les cas où l'appui**
5 **financier d'un projet spécifique serait limité à 75 % des dépenses admissibles.**
6 **Advenant une modification importante des conditions du marché ou des tarifs**
7 **du Distributeur qui le forcerait à majorer l'appui financier, une nouvelle**
8 **analyse sera effectuée afin de s'assurer de la rentabilité du Programme.**

9 **Le Distributeur tient à rappeler que pour les interventions en efficacité**
10 **énergétique existantes, la rentabilité pour le Distributeur a toujours été**
11 **analysée de façon globale pour chaque programme, sur la base de cas types,**
12 **mais pas pour chacun des projets.**

13 **Voir également la réponse à la question 11.1.**

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0013](#), p. 17 à 19;
 - (ii) Pièce [A-0011](#), p. 46 et 47;
 - (iii) Pièce [B-0018](#), p. 19 à.

Préambule :

- (i) Le Distributeur fournit différentes analyses de sensibilité du TNT du Programme portant sur : un devancement de l'application du signal de prix de long terme de la puissance, l'augmentation du plafond d'appui financier (supérieur à 75 %), réduction prématurée des ventes.
- (ii) « *Et par ailleurs, au niveau de la demande pour une analyse de sensibilité pour l'impact sur les revenus requis, la Régie souhaitait avoir un peu d'information dans l'analyse financière sur les facteurs qui peuvent... qui pourraient influencer, au niveau de l'analyse de sensibilité, là, les prévisions de l'impact sur les revenus requis.* »
- (iii) Le Distributeur fournit différentes analyses de sensibilité du TNT du Programme portant sur : un amortissement des appuis financiers sur cinq ans et variation de la proportion des participants qui font de l'écrêtement.

Tel qu'il peut être constaté des questions précédentes, la Régie considère que d'autres éléments peuvent affecter l'analyse de rentabilité du Programme.

Demands :

12.1 Veuillez fournir le TNT et l'analyse financière qui compile, en une seule analyse, les facteurs suivants :

- le montant d'aide financière qui tient compte de la probabilité que plusieurs projets auront un appui effectif inférieur à 15 cents/kWh, en raison du plafond de 75 % (question 5.2) ou, subsidiairement, qui tient compte du budget de 51,4 M\$ d'appui financier permettant un plus grand volume de conversion (question 5.4), selon le principal objectif visé par le Distributeur (question 5.5).
- les coûts associés à l'impact en puissance brut estimé en ne considérant pas les économies liées au Programme GDP (question 6.4).
- les coûts liés au service de transport de la charge locale (question 9.2).

Réponse :

1 **Compte tenu des réponses fournies aux questions 6.4 et 9.2, l'analyse**
2 **demandée correspond à ce qui a été présenté en réponse à la question 5.2.**

12.2 Veuillez présenter un scénario 1) conservateur, 2) moyen 3) favorable des hypothèses utilisées à la question précédente et fournir le TNT et l'analyse financière qui découlent de chacun de ces scénarios.

Réponse :

3 **Le Distributeur soutient respectueusement qu'il n'y a pas lieu de combiner**
4 **différents cas de figure et de qualifier des scénarios comme étant**
5 **conservateurs, moyens ou favorables. L'ensemble des analyses de sensibilité**
6 **sur les paramètres pertinents ont été présentées.**

7 **Le Distributeur a présenté un scénario centré et réaliste. Les analyses de**
8 **sensibilité réalisées dans la preuve reflétaient des situations défavorables ou**
9 **plus contraignantes (recherches de points morts), afin de mesurer la**
10 **robustesse du scénario proposé.**

11 **Comme présenté en réponse à la question 8.2, la mise à jour des coûts évités**
12 **permet de démontrer une meilleure rentabilité du programme, renforçant la**
13 **démonstration que le Programme ne constitue pas un risque pour le**
14 **Distributeur et ses clients, mais bien une opportunité.**

15 **S'appuyant sur sa longue expérience en matière de déploiement d'initiatives**
16 **en efficacité énergétique, le Distributeur rappelle qu'un programme**
17 **commercial est un outil flexible qui peut s'ajuster dans le temps, en fonction**
18 **de la réponse du marché et des paramètres de l'équilibre énergétique du**
19 **Distributeur, lesquels sont mis à jour régulièrement.**

Bilan en puissance

- 13. Références :** (i) Pièce B-0024, p. 8 et 9;
(ii) Pièce B-0025, p. 8.

Préambule :

- (i) « [...] même avec une conversion totale à l'électricité, le client est tout à fait loisible de participer au programme GDP Affaires. Comme mentionné à la section 4.3 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0018), l'absence d'équipements au combustible n'est pas un frein à la participation des clients à ce programme.

[...]

L'extrait de la page 9 indique que le client peut, s'il le souhaite, participer également au programme GDP Affaires, et ce, qu'il ait ou non conservé ses équipements au combustible. »

- (ii) « Toutefois, si la biénergie offre toujours un potentiel important de réduction de la demande en pointe pour le Distributeur, d'autres moyens de gestion de la pointe sont aujourd'hui mis de l'avant par le Distributeur ou sont en cours de développement. Le programme GDP Affaires, qui présente d'excellents résultats, en est un bon exemple. »

Demandes :

- 13.1 Veuillez indiquer de quel pourcentage typique la demande de puissance coïncidente à la pointe d'un client qui s'est converti à l'électricité en conservant ses équipements au combustible peut être réduite grâce au programme GDP Affaires.

Réponse :

1 **Le Distributeur rappelle à nouveau qu'il n'a pas considéré de réduction de**
2 **puissance reliée à une quelconque participation des clients au programme**
3 **GDP Affaires dans l'analyse économique du Programme.**

4 **Cependant, à titre d'information, un client qui dispose d'équipements de**
5 **chauffage au combustible et qui participe au programme GDP Affaires peut**
6 **réduire son appel de puissance, typiquement, entre 30 et 50 % dans le cas de**
7 **charges de chauffage de bâtiments. Ce même client pourrait cependant, dans**
8 **certains cas, mettre aussi en œuvre des mesures de contrôle d'équipements**
9 **de chauffage et ventilation ou même utiliser des groupes électrogènes. Dans**
10 **ce cas, la réduction de puissance peut atteindre jusqu'à 100 %, dans le cas de**
11 **l'utilisation d'un groupe électrogène qui a la capacité de répondre à la totalité**
12 **de la demande de puissance du bâtiment.**

- 13.2 Veuillez indiquer de quel pourcentage typique la demande de puissance coïncidente à la pointe d'un client qui s'est converti au tout-à-l'électricité (TAÉ) peut être réduite grâce au programme GDP Affaires.

Réponse :

1 **La réduction de puissance potentielle typique d'un client ne disposant pas**
2 **d'équipements de chauffage au combustible qui participe au programme**
3 **GDP Affaires en effectuant le contrôle de ses équipements de chauffage et**
4 **ventilation est de l'ordre de 15 à 30 %, mais peut potentiellement atteindre**
5 **100 %, comme décrit en réponse à la question 13.1.**

13.3 Veuillez élaborer sur l'impact et les coûts par kW effacé à la pointe du programme GDP Affaires selon qu'on l'applique à des clients convertis au TAÉ ou convertis en ayant conservé leur équipement au combustible pour y participer. Dans votre réponse, veuillez rappeler le coût du kW effacé à la pointe au moyen de la biénergie et le comparer au coût moyen typique du kW effacé par le programme GDP Affaires.

Réponse :

6 **Chaque kW effacé par un client à la pointe apporte sa contribution au bilan de**
7 **puissance du Distributeur. Qu'elle soit le résultat du programme GDP Affaires**
8 **ou de la biénergie résidentielle, toute diminution de la demande en puissance**
9 **est évaluée sur la base du coût évité et non du coût moyen.**

10 **C'est ce coût évité qui constitue pour le Distributeur la balise lui permettant**
11 **de comparer des options disponibles entre elles, lorsqu'elles rendent des**
12 **services équivalents, ou à classer des options entre elles afin de déterminer la**
13 **moins coûteuse.**

SPEDE

14. **Référence :** Pièce C-ROEE-0014, pages 17-18.

Préambule :

« Selon la compréhension du ROEE, pour le moment, Hydro-Québec ne prévoit pas s'attribuer la réduction des GES liée aux aides financières octroyées aux utilisateurs du programme. Cette situation permettra aux utilisateurs du programme de comptabiliser l'ensemble de la réduction des GES liée à la conversion de leurs équipements. Ceci pourrait permettre à certains utilisateurs du programme de vendre des crédits d'émission de GES sur le marché du SPEDE grâce aux conversions financées par Hydro-Québec à hauteur de 75 % des dépenses admissibles du programme. Selon le ROEE, cette situation constitue un avantage indu. Certains utilisateurs pourraient avoir un triple avantage en économisant sur la source d'énergie, en bénéficiant d'aides financières d'Hydro-Québec pour ce faire et en revendant les crédits liés à la baisse des émissions grâce à la conversion sur les marchés du SPEDE.

Selon le ROEE, il y a trois manières possibles d'éviter que de tels avantages indus se réalisent :

1 – Hydro-Québec peut s'assurer qu'elle s'octroie les économies de GES liées aux aides financières du Programme à la hauteur des aides financières perçues par le participant.

2 – Si Hydro-Québec ne souhaite pas s'octroyer ces réductions, elle peut empêcher les utilisateurs du Programme, à travers le Guide du participant, de s'approprier les tonnes éq. CO2 liées aux aides financières du Programme de conversion.

3- Hydro-Québec peut s'inspirer du BEIE pour la comptabilisation des baisses de GES liées au programme Écoperformance. En effet, comme l'indique le Guide du participant 2014 de ce programme :

[...]

Recommandation 6 : Le ROEE recommande à la Régie de s'assurer qu'Hydro-Québec mette en place de mesures évitant la possibilité pour un utilisateur du Programme de vendre sur le marché du SPEDE les crédits de réduction d'émission de CO2 liés aux aides financières accordées par le Programme de conversion. »

Demande :

- 14.1 Veuillez commenter la recommandation du ROEE et élaborer, s'il y a lieu, sur sa mise en œuvre.

Réponse :

1 **Le système de plafonnement et d'échange des émissions (SPEDE) s'adresse**
2 **aux émetteurs de 25 000 tonnes et plus de CO₂. Ce système vise donc**
3 **uniquement les quelques très grosses entreprises industrielles. Le nombre de**
4 **participants au Programme qui pourraient être touchés par la**
5 **recommandation du ROEE serait donc très marginal. En conséquence, le**
6 **Distributeur ne voit pas d'utilité à modifier les règles du Programme.**

7 **Par ailleurs, le Distributeur ne croit pas qu'il soit opportun de pénaliser un**
8 **client qui souhaite bénéficier d'avantages économiques lui permettant de**
9 **soutenir la mise en œuvre de projets rendant possible une réduction de ses**
10 **émissions de CO₂. C'est d'ailleurs un des objectifs de programmes comme le**
11 **SPEDE.**